



Rynek energii elektrycznej

Polityka i ekonomia

redakcja
Zbigniew Połecki
Paweł Pijarski

MONOGRAFIE

Rynek energii elektrycznej

Polityka i ekonomia

Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska
Wydział Elektrotechniki i Informatyki
ul. Nadbystrzycka 38A
20-618 Lublin

Rynek energii elektrycznej

Polityka i ekonomia

redakcja:
Zbigniew Połecki
Paweł Pijarski



Politechnika Lubelska
Lublin 2017

Recenzenci:

Prof. dr hab. inż. Józef Paska

Dr hab. inż. Paweł Bućko, prof. PG

Dr hab. inż. Piotr Miller, prof. PL

Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki

Dr hab. inż. Janusz Sowiński, prof. PCz oraz UTP

Dr inż. Zbigniew PołECKI

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2017

ISBN: 978-83-7947-248-2

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

www.biblioteka.pollub.pl

SPIS TREŚCI

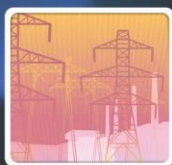
„Pakiet zimowy” Komisji Europejskiej a kierunki i realizacja polityki energetycznej do 2030 roku	7
<i>Józef Paska, Tomasz Surma</i>	
Zmiany na rynku energii elektrycznej wywołane nowelizacją ustawy o OZE oraz nową ustawą o efektywności energetycznej.....	18
<i>Waldemar Gochnio, Marek Kulesa</i>	
Odnawialne źródła energii w Polsce – rozwój i perspektywy.....	32
<i>Rafał Bielas, Magdalena Błędzińska, Józef Paska</i>	
Spółeczna akceptacja dla OZE – perspektywa odbiorców (prosumentów)	44
<i>Edyta Ropuszyńska-Surma, Magdalena Węglarz</i>	
Koncepcja i możliwości wdrożenia rynku mocy w Polsce – wybrane nowe uwarunkowania Unijne i Polskie	56
<i>Marek Kulesa</i>	
Czy klastry energii zmieniają polską energetykę ?	72
<i>Paweł Cichosz, Piotr Wiącek</i>	
Rynek energii w Stanach Zjednoczonych	80
<i>Paweł Terlikowski, Józef Paska, Karol Pawlak</i>	
Ile powinien kosztować magazyn energii ?.....	95
<i>Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Karolina Gałzka</i>	
Strategie inwestora OZE w systemie aukcyjnym w warunkach ryzyka.....	103
<i>Tadeusz Pydych, Janusz Sowiński</i>	
Wpływ redukcji generacji wiatrowej na koszty rozruchów elektrowni konwencjonalnych	113
<i>Michał Polecki</i>	
Analiza efektywności produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie micro-CHP na potrzeby gospodarstw domowych	123
<i>Adam Iwan, Józef Paska</i>	
Streszczenia artykułów	139
Indeks Autorów.....	150
Indeks recenzentów.....	151

ROZWIĄZANIA INFORMATYCZNE DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Projektujemy, tworzymy, dostarczamy i wdrażamy systemy informatyczne dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, przedsiębiorstw obrotu i odbiorców mediów energetycznych. Strategiczne obszary działalności:



Wspomaganie udziału przedsiębiorstw w rynku energii w zakresie: pomiarów, rozliczeń, handlu energią i instrumentami pochodnymi oraz wymiany informacji.



Wsparcie informatyczne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie: pomiarów (AMI, MDM), zarządzania urządzeniami pomiarowymi, kontaktów z klientami (CRM, ebIX), rozliczeń i bilingu, księgowości i windykacji.



Wspomaganie przedsiębiorstw w zakresie: efektywności energetycznej, monitorowania energochłonności, wdrażania i recertyfikacji normy ISO 50001, obsługi grup zakupowych energii elektrycznej i gazu, zarządzania DSR na powstającym Rynku Mocy.

+48 22 610 77 50

www.innsoft.pl

poczta@innsoft.pl

INNSOFT
lat

Józef PASKA, Tomasz SURMA

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, CEZ Polska

„PAKIET ZIMOWY” KOMISJI EUROPEJSKIEJ A KIERUNKI I REALIZACJA POLITYKI ENERGETYCZNEJ DO 2030 ROKU

Przedsiębiorstwa energetyczne są poddawane nieustającej presji politycznej i regulacyjnej. Polityki energetyczne, określając kierunki oraz działania wykonawcze, powinny gwarantować rozwój ich działalności w dłuższej perspektywie. Coraz częściej realizacja polityki energetycznej poszczególnych państw członkowskich jest uzależniona od regulacji przygotowywanych na poziomie Unii Europejskiej [9]. Nie tak dawno kraje Unii Europejskiej przyjęły politykę energetyczną, która nakreśliła kierunki rozwoju energetyki do roku 2030. Nowe strategie integrują różne cele polityczne, takie jak: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, bezpieczeństwo dostaw paliw i energii oraz wspieranie wzrostu, konkurencyjności i tworzenia miejsc pracy. Tymczasem pod koniec 2016 roku Komisja Europejska opublikowała projekt dokumentów zwanych „Pakiem zimowym”, które nakreślają nowe oczekiwania Komisji w zakresie realizacji poszczególnych celów. Wśród najważniejszych, zaprezentowanych projektów należy wskazać: regulacje rynku energii oraz mechanizmów rynku mocy, rewizję dyrektywy o efektywności energetycznej, rewizję dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków, rewizję dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, a także dokumenty nadające uprawnienia do współpracy w zakresie Unii Energetycznej.

1. „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” jako idea realizacji Unii Energetycznej

Komunikat Komisji Europejskiej „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” jest dokumentem, w którym Komisja Europejska wskazuje uzasadnienie dla przygotowanych pod koniec 2016 roku projektów regulacji w zakresie wspólnego rynku energii, efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, bezpieczeństwa dostaw energii i zasad zarządzania Unią Energetyczną [3]. Unia Energetyczna i działania w dziedzinie ochrony klimatu są jednym z priorytetów obecnej Komisji Europejskiej. Założenia ich realizacji współgrają z innymi inicjatywami Komisji, składając się na kompleksowy plan działań w zakresie pobudzenia wzrostu gospodarczego krajów Unii Europejskiej.

Jak zakłada Komisja Europejska, dzięki planowanym inwestycjom, zarządzanym przez wprowadzenie regulacji „Pakietu zimowego” do roku 2030 nastąpi 1% wzrost PKB oraz powstanie przy tej okazji ok. 900 tys. miejsc pracy. Do tego czasu emisja dwutlenku węgla zostanie ograniczona o 43%, a energia elektryczna wytwarzana w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne stanowić będzie ok. 50% [3].

Jak podaje Eurostat obecnie sektor energetyczny zatrudnia w krajach Unii Europejskiej niemal 2,2 mln osób. W ostatniej dekadzie nastąpił wzrost zatrudnienia w przedsiębiorstwach wytwarzających na rzecz odnawialnych źródeł energii oraz efektywności energetycznej. Prosperujące przedsiębiorstwa, wytwarzające urządzenia oraz komponenty są światowymi liderami w zakresie dostaw technologii – 43% wszystkich turbin wiatrowych zainstalowanych na świecie pochodzi od największych europejskich producentów. Jedną z idei pobudzenia wzrostu gospodarczego jest lepsza stymulacja innowacyjności, która w rezultacie ma się przełożyć na wygenerowanie nowych miejsc pracy oraz powstanie nowych przedsiębiorstw.

2. Efektywność energetyczna

Efektywność energetyczna jest postrzegana jako narzędzie do osiągnięcia unijnych celów w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Na wniosek Rady Europejskiej z października 2014 roku Komisja dokonała przeglądu celu w zakresie efektywności energetycznej i zaproponowała wiążący cel na poziomie 30% do 2030 roku [6]. Komisja proponuje przedłużenie poza rok 2020 obowiązków w zakresie ograniczenia zużycia energii, zgodnie z którymi przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją i dostawami energii są zobowiązane do prowadzenia działań dla uzyskania 1,5% corocznej oszczędności przez odbiorców energii.

Proponowane zmiany dyrektywy o efektywności energetycznej zobowiązują kraje członkowskie do wprowadzenia systemu monitorowania, audytów oraz weryfikacji postępów w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Kraje członkowskie raz do roku będą zobowiązane do publikowania informacji o oszczędności energii elektrycznej, jaka została osiągnięta przez każdą ze zobowiązanych stron.

Regulacje Pakietu Zimowego obejmują swym zasięgiem także zmiany w dyrektywie o charakterystyce budynków, nakreślając tym samym kompleksowe podejście do realizacji celu poprawy efektywności energetycznej. Zgodnie z diagnozą Komisji Europejskiej budynki odpowiadają za 40% całkowitego zużycia energii, a ok. 75% budynków jest nieefektywnych energetycznie wg obecnych standardów. Cechy efektywnych energetycznie budynków powinny wychodzić poza tylko niskie zużycie energii, ale także obejmować integrację wykorzystania odnawialnych zasobów energii,

magazynowanie energii, wykorzystanie technologii cyfrowych, „smart” oraz powiązanie z transportem elektrycznym. Projekt dyrektywy zobowiązuje państwa członkowskie do opracowania długoterminowych strategii renowacji budynków, wraz z opisem mechanizmów, wdrożonych i planowanych do wdrożenia, dla poprawy efektywności energetycznej w budynkach.

W projekcie dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków zawarto wymóg instalacji punktów ładowania pojazdów energią elektryczną. Przepis ten będzie miał zastosowanie od 2025 roku i będzie miał zastosowanie dla nieruchomości komercyjnych, w których znajduje się minimum 10 miejsc parkingowych.

3. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii

Proponowana zmiana dyrektywy o odnawialnych źródłach energii jest realizacją postanowień Rady Europejskiej, która ustanowiła 27% cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii w UE do 2030 roku [1]. Cel ten jest celem wiążącym na poziomie UE, ale nie przekłada się na cele obowiązujące na poziomie państw członkowskich, jak ma to miejsce w obecnej dekadzie. Aby wspólnie osiągnąć cel ustanowiony dla UE, poszczególne kraje będą deklarowały swój wkład w opracowywanych zintegrowanych krajowych planach w zakresie energii i klimatu, które stanowią element mechanizmu zarządzania Unią energetyczną. Plany te będą podlegać notyfikacji Komisji Europejskiej, a Komisja będzie mieć możliwość zlecenia rewizji tych planów, jeżeli uzna, że wysiłek i ambicje wskazane przez państwo członkowskie są niewystarczające dla osiągnięcia celu wspólnotowego.

Komisja Europejska wskazuje, że w ostatnich latach inwestycje związane z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych stanowiły ponad 85% wszystkich inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej [1]. Wprowadzenie nowych regulacji, zdaniem Komisji, powinno utrwalić ten trend oraz dać dalszy impuls dla rozwoju małych, rozproszonych źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, w tym źródeł instalowanych u odbiorców energii.

Równocześnie Komisja Europejska proponuje wprowadzenie rynkowych zasad integracji odnawialnych źródeł energii, na zasadzie równoprawnego i niedyskryminującego dostępu do rynku energii oraz sieci przesyłowej i dystrybucyjnej energii. Nowe regulacje znoszą obowiązki priorytetowego dostępu do sieci oraz nakładają na operatorów instalacji wykorzystujących zasoby odnawialne obowiązek ponoszenia kosztów bilansowania produkcji. Także wsparcie, jakie jest udzielane wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii, powinno być rozdzielane na zasadach rynkowych, promując konkurencję pomiędzy poszczególnymi technologiami. Dodatkowo, wysokość

udzielonego wsparcia powinna w najniższym możliwym stopniu obciążać koszty dla odbiorców końcowych.

Dyrektywa wprowadza obowiązek otwarcia mechanizmów wsparcia dla źródeł wytwórczych zainstalowanych w innych krajach Unii Europejskiej. W latach 2020–2025 udział dla tych zagranicznych źródeł wytwórczych powinien być zagwarantowany na poziomie 10% nowej mocy wspieranej systemami wsparcia, a od 2026 ten udział powinien wzrosnąć do 15%. To nowe podejście ma stymulować harmonizację mechanizmów wsparcia oraz promować współpracę transgraniczną, w tym wspólny rynek energii elektrycznej.

Dla ograniczenia barier administracyjnych, projekt dyrektywy zobowiązuje państwa członkowskie do wdrożenia od 2021 roku scentralizowanego punktu kontaktowego, w którym inwestorzy będą mogli przeprowadzić całą procedurę administracyjną, związaną z uzyskiwaniem wszystkich niezbędnych pozwoleń dla uruchomienia instalacji wykorzystującej odnawialne zasoby energii.

W nowej dyrektywie większy nacisk zostaje położony na produkcję ciepła i chłodu w źródłach odnawialnych. Projekt dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązek wprowadzenia mechanizmów, które będą przyczyniać się do wzrostu o 1 punkt procentowy produkcji ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych.

Operatorzy sieci dystrybucji ciepła, szczególnie tzw. systemów nieefektywnych energetycznie, nastawieni będą na większą konkurencję. Projekt dyrektywy wskazuje na konieczność informowania odbiorców ciepła o udziale ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz efektywności systemów ciepłowniczych. Dla systemów nieefektywnych energetycznie kraje członkowskie mają wprowadzić możliwość odłączania się indywidualnych odbiorców ciepła oraz umożliwić im wykorzystanie indywidualnych rozwiązań zasilania w ciepło z odnawialnych źródeł energii. Z drugiej strony projekt dyrektywy zobowiązuje do wprowadzenia niedyskryminujących zasad przyłączania do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła wykorzystujących zasoby odnawialne.

4. Wzmocnienie roli konsumentów na rynku energii

W ostatnich latach globalne trendy na rynku energii przyczyniły się do zmniejszenia kosztów importu energii do UE o ok. 35%, co korzystnie wpłynęło na wzrost gospodarczy. Hurtowe ceny energii elektrycznej są najniższe od 12 lat, ceny gazu spadły od 2013 roku o ok. 50% a ropy naftowej o blisko 60%. Te zmiany cen nie przenoszą się jednak na ceny dla odbiorców końcowych. Niższe ceny energii elektrycznej są kompensowane przez rosnące koszty sieciowe, dodatkowe koszty usług sieciowych oraz wzrost podatków. Detaliczne ceny energii elektrycznej wzrosły średnio o ok. 3%, a detaliczne ceny gazu o ok. 2% [4]. Komisja w swoich propozycjach przedstawia reformy rynku

energii, wzmacniające pozycję konsumentów energii. Jednym z filarów tej reformy jest wprowadzenie zasad lepszego informowania na temat zużywanej energii oraz kosztów. Ponadto wprowadzenie w dyrektywie w zakresie promowania odnawialnych źródeł energii dedykowanych środków dla prosumentów będzie wzmacniać rolę odbiorców energii, jako aktywnych uczestników rynku energii elektrycznej.

5. Wewnętrzny rynek energii

Tzw. trzeci pakiet energetyczny, przyjęty w 2009 roku określił ramy regulacyjne oraz kształt obecnego rynku energii. Regulacje wdrożone wówczas, miały za zadanie, między innymi, stworzyć podstawy do budowy wewnętrznego rynku energii, unormować zasady dostępu do sieci, umożliwić zmianę sprzedawcy energii, wprowadzić obowiązek rozdzielenia działalności handlowej od działalności operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, wprowadzić zasady działalności niezależnego operatora sieci przesyłowej, wprowadzić nowe zasady w transgranicznym obrocie energią elektryczną, wzmocnić rolę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ustanowić Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz wzmocnić działalność Europejskiego Stowarzyszenia Operatorów Systemów Przesyłowych (ENTSO).

Model rynku energii, z regulacjami jakie zostały przyjęte, nie podąża w wystarczającym zakresie za zmianami jakie obecnie zachodzą. Istniejący model rynku energii, stworzony dla systemów elektroenergetycznych zasilanych z scentralizowanych jednostek wytwórczych, najczęściej wykorzystujących paliwa kopalne, przy ograniczonej liczbie przedsiębiorstw wytwórczych nie podąża za nowymi uwarunkowaniami, które powstały na bazie obecnej liberalizacji rynku energii. Obecne polityki energetyczne, kładące nacisk na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, ograniczają wykorzystanie paliw kopalnych. Na kanwie tych polityk coraz większą rolę w wytwarzaniu energii elektrycznej odgrywają odnawialne źródła energii, których zmienna, niestabilna produkcja stanowi wyzwania dla uczestników rynku energii [8].

Równocześnie obecne ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym nie generują sygnałów inwestycyjnych dla nowych stabilnych mocy wytwórczych lub modernizacji istniejącego majątku wytwórczego. Obecna nadpodaż mocy na rynku energii, odzwierciedlona w niskich cenach energii, w tym modelu rynku energii, nie stwarza bodźców do planowania wystarczających zdolności wytwórczych do pokrycia zapotrzebowania na energię w przyszłości. Jednocześnie Komisja diagnozuje, że wiele krajów utrzymuje reżim taryfowania energii elektrycznej oraz wprowadza ograniczenia cenowe. Komisja Europejska dostrzegła, że poszczególne kraje członkowskie wdrażają indywidualne rozwiązania, które mają z założenia poprawić sytuację wytwórców energii, jak

np. mechanizmy rynku mocy, jednak te, wdrożone w sposób niezharmonizowany, mogą powodować zakłócenia we wdrożeniu wspólnego rynku energii [5].

Rosną także oczekiwania odbiorców energii, którzy dziś, przy wykorzystaniu technologii „smart” coraz częściej stają się aktywnymi uczestnikami rynku energii, w tym autoproducentami.

Komisja dostrzega także brak wystarczającej koordynacji pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych oraz brak wykorzystania w wystarczającym zakresie transgranicznych zdolności przesyłowych dla budowy wspólnego rynku energii. Jak ocenia Komisja wykorzystanie interkonektorów na poziomie 25% ich zdolności przesyłowych to efekt nieskoordynowanych krajowych ograniczeń po stronie operatorów oraz ograniczeń w obrocie energią elektryczną, w tym wprowadzenia niewłaściwych stref cenowych oraz różnych reżimów czasowych w obrocie energią.

Między innymi te uwarunkowania rynku energii oraz dalsze plany integracyjne przyczyniły się do powstania projektu zmian w regulacjach rynku energii oraz nakreślenia koncepcji nowego modelu rynku energii [2].

Projektowane zmiany wprowadzą równe obowiązki bilansowania produkcji energii elektrycznej na wszystkie źródła energii o mocy powyżej 250 kW. Obowiązek ten będzie dotyczyć także źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne, które w niektórych krajach były zwolnione z tego obowiązku, a koszty bilansowania były pokrywane przez operatorów sieci. Nowa dyrektywa określi jednocześnie możliwość tworzenia grup bilansujących oraz możliwość agregacji zdolności wytwórczych, także dla podmiotów niezrzeszonych w grupach energetycznych. Rynek bilansujący ma być rynkiem zbliżonym do rynku czasu rzeczywistego.

Projekt dyrektywy wprowadza obowiązek ujednoczenia zasad w obrocie energią elektryczną oraz zasad funkcjonowania rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego oraz kontraktów terminowych.

Projekt dyrektywy wprowadza zniesienie dotychczasowych reżimów cenowych, jakie zostały wprowadzone w niektórych krajach, w tym także w Polsce. Ceny na rynku energii mają kreować rzeczywiste odzwierciedlenie popytu i podaży na rynku energii. Dopuszczalnym ograniczeniem może być wartość ujemnej ceny minimalnej wskazanej w projekcie dyrektywy jako 2000 EUR/MWh.

W poszczególnych obszarach cenowych kraje członkowskie zostaną zobowiązane do określenia kosztów niedostarczenia energii elektrycznej, zwanych VoLL (Value of Lost Load), w EUR/MWh, a oszacowanie tego wskaźnika ma być dokonywane co pięć lat.

Projekt dyrektywy proponuje zniesienie priorytetu dla przesyłu energii elektrycznej wytworzonej w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne oraz źródłach kogeneracyjnych. Dostęp do sieci oraz jej wykorzystanie powinny być realizowane na zasadach niedyskryminujących i rynkowych.

W zakresie zarządzania siecią projekt dyrektywy nakazuje operatorom sieci przesyłowej przegląd stref cenowych, uwzględnienie w wyznaczaniu nowych obszarów obecnych ograniczeń sieciowych, nowych zdolności wytwórczych w poszczególnych strefach oraz opracowanie spójnej metodyki wyznaczania tych stref przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Propozycje wyznaczania obszarów będą podlegać zatwierdzeniu przez Komisję Europejską.

Dla poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej Komisja Europejska proponuje przeprowadzanie cyklicznej, corocznej oceny wystarczalności zdolności wytwórczej. Projekt dyrektywy wskazuje odpowiedzialność ENTSO w zakresie przygotowania metodyki oceny wystarczalności oraz dokonywania takiej analizy, przy współpracy krajowych operatorów systemów przesyłowych.

W przypadku wystąpienia ryzyka niedoborów energii projekt dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązek wprowadzenia mechanizmów ograniczających te uwarunkowania, w tym w szczególności zakłóceń na rynku energii, skrócenia czasów wyznaczania cen na rynku energii, rozwój połączeń transgranicznych, zastosowanie magazynów energii, mechanizmów DSM i poprawy efektywności energetycznej.

Projekt dyrektywy, pod pewnymi warunkami, daje możliwość krajom członkowskim do wprowadzenia mechanizmów rynku mocy. Mechanizmy rynku mocy powinny uwzględniać uwarunkowania rynkowe na obszarach stref cenowych, zatwierdzonych przez Komisję Europejską. Kraje członkowskie powinny zapewnić dostęp jednostkom wytwórczym zainstalowanych w innych krajach do uczestnictwa w mechanizmach rynku mocy, wdrożonych w konkretnych strefach cenowych. Regionalne centra dyspozycyjności, ustanowione na bazie tej dyrektywy, będą odpowiedzialne za wyznaczanie maksymalnych wielkości mocy z innych krajów, do udziału w mechanizmach mocowych, a ENTSO będzie odpowiedzialne za opracowanie metodyki obliczania tej mocy. Mechanizmy rynku mocy powinny uwzględniać zalecenia zasad dozwolonej pomocy publicznej, wdrożone przez Komisję Europejską, w tym w szczególności unikać nadmiernego wsparcia. Kraje członkowskie będą dokonywać oceny maksymalnej dozwolonej pomocy publicznej, przez uwzględnienie innych programów pomocowych, jakie są udzielane dla wytwarzania energii elektrycznej. Projekt dyrektywy wskazuje wprowadzenie mechanizmów mocowych dla nowych jednostek wytwórczych, jedynie jeżeli poziom emisji z tych źródeł nie przekracza 550 gr CO₂/kWh a dla jednostek istniejących, dla których wprowadzono takie mechanizmy, ich wykluczenie z tego systemu w ciągu pięciu lat od wejścia w życie tych regulacji.

Dyrektywa zakłada powstanie regionalnych centrów operatorskich, wskazanych przez Komisję Europejską, w obszarze geograficznym prowadzenia działalności przez operatorów systemów przesyłowych. Obszar geograficzny działalności regionalnych operatorów wskaże ENTSO, a zatwierdzi je ACER.

Rolą operatorów regionalnych będzie, między innymi, koordynacja współpracy w regionie, przeprowadzanie analiz bezpieczeństwa dostaw energii, szacowanie wystarczających zdolności wytwórczych w regionie, planowanie przepływów transgranicznych, zapobieganie ewentualnym kryzysom w dostawach energii elektrycznej.

Projekty dyrektywy zakłada ustanowienie europejskiego stowarzyszenia operatorów sieci dystrybucyjnych – EU DSO. Tak, jak kiedyś powstało ENTSO dla współpracy operatorów systemów przesyłowych, tak tym projektem Komisja proponuje zacieśnienie współpracy operatorów systemów dystrybucyjnych. Rolą EU DSO ma być, między innymi koordynacja działalności oraz planowania na poziomie dystrybucji energii elektrycznej, koordynacja integracji odnawialnych i rozproszonych źródeł energii, zarządzanie bazą danych oraz współpraca z ENTSO.

6. Zarządzanie Unią Energetyczną

Unia energetyczna, przyjęta w 2015 roku, obejmuje swym zakresem koncepcję poprawy bezpieczeństwa energetycznego, między innymi przez wzmocnienie solidarności krajów UE w relacjach z partnerami zewnętrznymi, budowę wewnętrznego rynku energii, poprawę efektywności energetycznej, ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w tym rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz badania naukowe, innowacje i konkurencyjność. Pod koniec 2015 roku przywódcy państw członkowskich wezwali Komisję Europejską do opracowania systemu zarządzania Unią energetyczną, w szczególności zarządzania zmianami, jakie powinny nastąpić wraz z wdrożeniem poszczególnych regulacji. Zwrócono wówczas uwagę, że bez strategicznego planowania i sprawozdawczości w zakresie realizacji polityki klimatyczno-energetycznej oraz koordynacji, na wszystkich niezbędnych płaszczyznach, nie będzie łatwo urzeczywistnić wszystkie założenia Unii. Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego oraz Rady w sprawie zarządzania Unią Energetyczną jest odpowiedzią Komisji na to wezwanie i został włączony do dokumentów Pakietu Zimowego [7].

Komisja przygotowując projekt podkreśla, że stabilną Unią Energetyczną, opartą na polityce przeciwdziałania zmianie klimatu i gruntownej transformacji systemu energetycznego można osiągnąć jedynie poprzez połączenie skoordynowanych działań ustawodawczych i poza ustawodawczych na poziomie unijnym i krajowym. W związku z tym, do realizacji założeń Unii Energetycznej jest potrzebny system zarządzania, zapewniający spójność, komplementarność i ambicje polityk i środków na różnych szczeblach zarządzania zmianami.

Dodatkowo wg Komisji ratyfikowanie Porozumienia paryskiego oraz zobowiązań przyjętych w tym Porozumieniu będzie wymagało wprowadzenia nowych zasad w funkcjonowaniu Unii Energetycznej. Na mocy ratyfikowanego

Porozumienia zarówno Unia Europejska, jak i poszczególne kraje członkowskie są zobowiązane do regularnego opracowania, aktualizowania, publikowania i zgłaszania konferencji UNFCCC danych statystycznych dotyczących zmian klimatu oraz środków przeciwdziałaniu tym zmianom.

Projekt regulacji wprowadza obowiązek przygotowania przez kraje członkowskie Krajowego zintegrowanego planu w zakresie energii i klimatu na okres 2021-2030 oraz na kolejne okresy dziesięcioletnie. Pierwszy projekt tego Planu powinien trafić do Komisji Europejskiej, w celu jego uzgodnienia, do dnia 1 stycznia 2018 roku. W ramach procesu konsultacyjnego Komisja będzie mogła formułować zalecenia dotyczące poszczególnych założeń, celów i środków przewidzianych dla realizacji konkretnych polityk. Również inne kraje będą mogły, w drodze konsultacji regionalnych, wypowiedzieć się na temat projektu Planu.

Rozporządzenie określa obowiązek przygotowania i przedstawienia do Komisji długoterminowych strategii w perspektywie 50 lat, które mają określić sposób przejścia na gospodarkę niskoemisyjną.

Począwszy od 2021 roku państwa członkowskie będą zobowiązane do przedstawiania dwuletnich sprawozdań na temat realizacji przyjętych planów, w zakresie realizacji założeń Unii Energetycznej. W sprawozdaniach okresowych kraje członkowskie będą wskazywać także swoje indywidualne plany oraz strategie w zakresie przystosowania się do zmian klimatu, co stanowi dostosowanie do wymagań Porozumienia paryskiego.

Rozporządzenie określa zadania Komisji Europejskiej w zakresie monitorowania i oceny postępów państw członkowskich w realizacji celów określonych w krajowych Planach. Określono również procedurę formułowania przez Komisję zaleceń dla zwiększenia ambicji i pełnego wdrożenia Planów dla osiągnięcia zamierzonych celów.

Projekt rozporządzenie określa także wymogi dotyczące krajowych i unijnych systemów wykazu emisji gazów cieplarnianych, polityk, środków oraz prognoz dla ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

7. Wnioski

1. Istotną rolę w kreowaniu zachowań przedsiębiorstw energetycznych coraz częściej odgrywają decyzje polityczne oraz tworzone na tej podstawie regulacje. Uczestnicy rynku prowadzą działalność po presją ryzyka oraz uwarunkowań obecnych trendów, zachodzących w skali globalnej a to one wyznaczają w istotnym zakresie ramy możliwych strategii.
2. Obecny model rynku energii nie nadąża za uwarunkowaniami oraz potrzebami rynku. Zmieniające się relacje kosztów technologii i paliw prowadzą do zmian struktury produkcji energii. Ceny energii nie kreują wystarczających sygnałów inwestycyjnych dla nowych mocy wytwórczych, a nawet dla modernizacji, tak aby w dłuższej perspektywie zapewnić pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Coraz częściej istotną rolę w zapewnieniu dostaw energii pełnią odnawialne źródła energii, promowane mechanizmami wsparcia. Odbiorcy energii, bazując na rosnącej świadomości, stają się aktywnymi uczestnikami rynku energii, często wytwarzając energię na własne potrzeby.
3. Komisja Europejska od ponad dekady prowadzi działania nakierowane na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Dokumenty „Pakietu zimowego”, to kontynuacja dotychczas realizowanej polityki. Przedstawione projekty dokumentów z założenia mają realizować priorytety Komisji dla wdrożenia celów politycznych roku 2030, przy jednoczesnym wprowadzeniu wspólnego rynku i urynkowaniu wspieranych dzisiaj technologii.
4. Propozycje Komisji w szczególny sposób będą oddziaływać na istniejące jednostki wytwórcze, wykorzystujące paliwa kopalne. Ważnym będzie aby w procesie negocjacyjnym znaleźć „złoty środek”, aby uwarunkowania w których znajduje się obecnie energetyka wpisać właściwie w szczegółowe programy realizacyjne, proponowane przez Komisję.

Literatura

- [1] European Commission: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use energy from renewable sources. Brussels, November 2016.
- [2] European Commission: Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity. Brussels, November 2016.
- [3] Komisja Europejska: Komunikat Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków. Bruksela, listopad 2016.
- [4] Komisja Europejska: Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Ceny i koszty energii w Europie. Bruksela, listopad 2016.
- [5] Komisja Europejska: Sprawozdanie Komisji – Sprawozdanie końcowe z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów zapewniających zdolności wytwórcze. Bruksela, listopad 2016.
- [6] Komisja Europejska: Wniosek dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Bruksela, listopad 2016.
- [7] Komisja Europejska: Wniosek rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie zarządzania Unią Energetyczną. Bruksela, listopad 2016.
- [8] Paska J., Surma T.: Elektrownie wiatrowe źródłem energii elektrycznej, czy również mocy. Rynek Energii 2015, nr 2 (117), s. 52–68.
- [9] Paska J., Surma T.: Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej na funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych w Polsce. Materiały konferencyjne Rynek Energii, Kazimierz Dolny, 25–27 kwietnia 2016.

Waldemar GOCHNIO, Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią

ZMIANY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYWOŁANE NOWELIZACJĄ USTAWY O OZE ORAZ NOWĄ USTAWĄ O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Nowe uregulowania prawne, wprowadzone ustawą o odnawialnych źródłach energii OZE (ustawą o OZE) i ustawą o efektywności energetycznej dotyczą przede wszystkim detalicznych rynków lokalnych. Na tych rynkach funkcjonują odbiorcy końcowi i sprzedawcy, w tym w szczególności sprzedawcy zobowiązani. „Placem handlowym” tych rynków są sieci dystrybucyjne, do których przyłączeni są odbiorcy i coraz liczniejsze instalacje OZE, w tym mikroinstalacje.

Obserwuje się, wspierany ustawą o OZE, intensywny rozwój mikroinstalacji, w których dominują panele fotowoltaiczne, stanowiąc ponad 99%. Właścicielami tych mikroinstalacji są z reguły prosumenci łączący zakup energii (tu jako: energii elektrycznej) od sprzedawców z przekazywaniem sprzedawcom nadwyżek wytworzonej energii.

Tabela 1

Rozwój mikroinstalacji fotowoltaiki w ostatnich latach w Polsce

Operator	31.12.2014		31.12.2015		30.06.2016		31.12.2016	
	Ilość systemów PV	Moc, MW	Ilość systemów PV	Moc, MW	Ilość systemów PV	Moc, MW	Ilość systemów PV	Moc, MW
TAURON Dystrybucja	299	2,03	1266	7,95	2976	17,35	4900	30
PGE Dystrybucja	217	1,44	1086	6,73	3466	19,66	5175	23,51
ENERGA Operator	174	1,51	922	6,76	2139	13,86	3140	20,6
ENEA Operator	87	0,45	516	3,51	1256	7,97	2363	15,16
ENERGO-SERWIS Kleszczów	85	0,32	376	1,34	1319	3,34	1319	3,34
Innogy Stoen Operator	13	0,07	40	0,19	69	0,41	173	1,04
SUMA	875	5,82	4208	26,56	11227	62,66	17072	93,72

Według danych URE, na koniec 2016 roku, oprócz mikroinstalacji, na rynkach lokalnych funkcjonowały 422 małe instalacje OZE o mocach do 200 kW włącznie.

Organizatorami obrotu energią na tym „placu handlowym” zostali sprzedawcy, a zasady obrotu określiły na nowo: ustawa o OZE, ustawa o efektywności energetycznej i znowelizowana częściowo ustawa – Prawo energetyczne.

Zasady funkcjonowania tego rynku uszczegóławiają rozporządzenia wykonawcze Ministra Gospodarki (lub obecnie Ministra Energii), koncesje Prezesa URE oraz IRIESD, opracowane przez operatorów systemów i zatwierdzone przez Prezesa URE. W oparciu o te regulacje prawne, uczestnicy rynku lokalnego przygotowują, negocjują i podpisują zestawy umów w obrocie energią. Segmentem lokalnego rynku energii jest obrót energią wytwarzaną przez prosumentów w mikroinstalacjach. Odbywa się on przy współdziałaniu z operatorami systemów dystrybucyjnych, świadczącymi usługi transportu energii oraz udostępniającymi swoją sieć, jako „plac handlowy”.

Nowe uregulowania prawne uszczegółowiły i poszerzyły zakres obowiązków sprzedawców zwłaszcza w obszarze odbioru energii od prosumentów. Uregulowania te usunęły niektóre dotychczasowe niejasności w tym obszarze zwłaszcza wprowadzając klarowną definicję prosumenta, jego uprawnień i obowiązków.

Prosumentem jest obecnie właściciel mikroinstalacji o mocy nie większej od 40 kW posiadający kompleksową umowę sprzedaży energii zawartą z wybranym sprzedawcą i niekorzystający z wytworzonej energii na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej.

Jeżeli właściciel mikroinstalacji nie jest prosumentem (jest przedsiębiorcą) i wykorzystuje wyprodukowaną energię dla potrzeb prowadzonej działalności gospodarczej to dotyczą go inne, także określone w ustawie o OZE, zasady współpracy ze sprzedawcą zobowiązanym oraz inne niż prosumenta procedury rozliczeń.

1. Obowiązki sprzedawców, nałożone przez nowelizację ustawy o OZE

Obecnie w zasadzie wszyscy końcowi odbiorcy energii, posiadający mikroinstalację i spełniający wymienione wyżej warunki, mogą uzyskać status prosumenta. Mogą nimi obecnie być także jednostki samorządu terytorialnego, szkoły, przedszkola, obiekty sportowe, kościoły, parafie itp.

Współpraca prosumentów ze sprzedawcami energii elektrycznej realizowana jest w oparciu o zapisy kompleksowych umów sprzedaży energii. W ramach tych umów dowolnie wybrany przez prosumenta sprzedawca energii sprzedaje prosumentowi energię na pokrycie jego potrzeb niezaspokojonych własną produkcją. Ponadto sprzedawca odbiera nadwyżki wyprodukowanej energii, przewyższającej potrzeby prosumenta. W ramach rozliczeń sprzedawca „zwraca” część otrzymanej energii, obniżając dostawy własnej energii. Ponadto sprzedawca w imieniu i na rzecz prosumenta rozlicza się z operatorem systemu dystrybucyjnego za

usługę dystrybucji energii dostarczanej do prosumenta. W ramach tych rozliczeń sprzedawca obciąża prosumenta za część usługi dystrybucji dotyczącą energii zakupionej od sprzedawcy. Natomiast za tę część, którą sprzedawca zwraca prosumentowi, sam sprzedawca ponosi koszty zmienne usługi dystrybucyjnej oraz powinien zapłacić za nią także podatek akcyzowy.

Podstawą kompleksowej umowy sprzedaży, współpracy, rozliczeń i stosowania opustów są m.in. uprawnienia i zobowiązania stron umowy, określone w art. 4 i art. 5 ustawy o OZE [2, 3, 4]:

- Prosument może dowolnie wybrać swojego sprzedawcę energii – jeżeli nie chce szukać sprzedawcy, rolę tę dla niego ma obowiązek pełnić sprzedawca zobowiązany, wyznaczony przez Prezesa URE dla sieci dystrybucyjnej prosumenta. Jest to sprzedawca, który na obszarze tej sieci dystrybucyjnej ma największy wolumen sprzedaży energii do odbiorców.
- Za nadwyżkę wyprodukowanej energii ponad swoje potrzeby i wprowadzonej do sieci sprzedawca udziela prosumentowi opustu w dostarczanej mu własnej energii w proporcji 1 do 0,7 (lub 1 do 0,8 dla mikroinstalacji nie większej niż 10 kW), to jest „oddaje” mu 70 lub 80% otrzymanej energii.
- Nadwyżka energii prosumenta, przekraczająca ilości „oddane” prosumentowi poprzez opust staje się przychodem sprzedawcy, który jednak nie stanowi przychodu w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. z 2014 r. poz. 851, z późniejszymi zmianami oraz art. 4 ust. 12 ustawy o OZE).
- Opust dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci nie wcześniej niż na 365 dni przed dniem dokonania odczytu układów pomiarowych prosumenta w bieżącym okresie rozliczeniowym.
- Jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przyjmuje się datę odczytu, na podstawie, którego określana jest ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.
- Ani prosument, ani sprzedawca energii nie uzyskują od Prezesa URE świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w mikroinstalacji OZE (tzw. zielonych certyfikatów).
- Sprzedawca zobowiązany ponosi koszty bilansowania handlowego prosumenta zarówno dla energii pobieranej jak wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej.

Kompleksowa umowa sprzedaży energii daje prosumentowi możliwość skorzystania z sieci elektroenergetycznej, jako „akumulatora sieciowego”. Tym umownym „akumulatorem sieciowym” jest konto rozliczeniowe prosumenta u sprzedawcy. Konto to umożliwia prosumentowi korzystanie z opustów przy „odbiorze” wprowadzonej do sieci nadwyżki jego energii.

Współpraca i rozliczenia sprzedawcy z prosumentem realizowane są w oparciu o kompleksową umowę sprzedaży energii. Natomiast rozliczenia sprzedawcy (w imieniu i na rzecz prosumenta) z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonywane są w oparciu o kompleksową Generalną Umowę Dystrybucyjną (GUDk).

Tak jak istnieją dwie formy rozliczenia sprzedawcy i prosumenta za energię – pierwsza za energię pobraną przez prosumenta z sieci i druga za energię rozliczoną przy jej zwrocie prosumentowi, tak są również dwie formy rozliczeń sprzedawcy i prosumenta za usługę dystrybucyjną. Pierwsze dotyczy energii zakupionej od sprzedawcy, drugie dotyczące energii „zwracanej” prosumentowi w ramach tzw. opustu. W pierwszym wypadku koszty stałe i zmienne usługi dystrybucyjnej w pełni ponosi prosument, w drugim koszty stałe ponosi prosument, a koszty zmienne sprzedawca.

Prosument, oprócz rozliczeń za energię pobraną z sieci, pokrywa sprzedawcy koszty rozliczeń i fakturowania, ponosząc stałą opłatę handlową (SH) naliczaną w zł/miesiąc.

Są to zupełnie nowe zasady funkcjonowania części detalicznego rynku energii wymagające od sprzedawców i prosumentów opracowania nowych zachowań i procedur umożliwiających zarówno znalezienie korzyści jak i uniknięcie ewentualnych strat.

2. Współpraca sprzedawców zobowiązanych z właścicielami mikroinstalacji innymi niż prosumenci

Zasady rozliczeń sprzedawców i właścicieli mikroinstalacji niebędącymi prosumentami (będącymi przedsiębiorcami) są następujące [9]:

- Obowiązek zakupu nadwyżki wyprodukowanej energii ponad zużytą na własne potrzeby ma sprzedawca zobowiązany, wyznaczony przez Prezesa URE dla danej sieci dystrybucyjnej.
- Nadwyżkę tę może kupić także inny sprzedawca, jeżeli cena i warunki dostawy (oferowana ciągłość zasilania) będą akceptowane przez obie strony. Jeżeli taki sprzedawca nie zostanie przez właściciela mikroinstalacji znaleziony, obowiązek zakupu realizuje sprzedawca zobowiązany.
- Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupić energię z mikroinstalacji po cenie równej 100% ceny z konkurencyjnego rynku energii z ubiegłego kwartału. Cena ta jest systematycznie publikowana przez Prezesa URE na internetowej stronie www.ure.gov.pl.
- Właściciel mikroinstalacji może zawrzeć ze sprzedawcą zobowiązanym umowę sprzedaży energii elektrycznej, w której rozliczenie z tytułu różnicy między ilością energii elektrycznej pobranej z sieci a ilością energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci dokonuje się w danym półroczu. Oznacza to, że rozliczenie dotyczyć będzie ilościowego salda obu rodzajów energii. Wtedy sprzedawca w danym półroczu tylko albo kupuje saldo energii, albo je sprzedaje. Jest to rozliczenie w tzw. netmeteringu.
- W przypadku mikroinstalacji przedsiębiorców uruchomionych po wejściu w życie rozdziału 4 ustawy o OZE ani właścicielowi mikroinstalacji, ani

sprzedawcy zobowiązanemu (lub innemu wybranemu sprzedawcy) nie przysługuje świadectwo pochodzenia energii z OZE.

- Przedsiębiorcom, właścicielom mikroinstalacji, którzy wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy przed dniem wejścia w życie rozdziału 4, lub ją zmodernizowali po jego wejściu w życie, przysługuje prawo do świadectwa pochodzenia energii. Jest sytuacja zachowania praw nabytych przedsiębiorcy uzyskanych przed wejściem w życie ustawy o OZE.
- Przedsiębiorcom, właścicielom mikroinstalacji, przyznano prawo do przejścia do systemu aukcyjnego oraz, przy pozostaniu poza systemem aukcyjnym i zawarciu zmienionej umowy ze sprzedawcą zobowiązanym, możliwość rozliczeń w systemie netmeteringu. Po przejściu w netmetering mikroinstalacja traci prawa do świadectw pochodzenia energii.
- Przy współpracy właściciela mikroinstalacji ze sprzedawcą zobowiązanym koszty bilansowania handlowego pokrywa ten sprzedawca. Przy innym sprzedawcy pokrywanie tych kosztów jest uzgadniane w umowie sprzedaży energii.

Reasumując, zróżnicowanie zasad rozliczeń z właścicielami mikroinstalacji, pociąga za sobą zróżnicowanie zapisów w umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych oraz komplikuje funkcjonowanie bilingowych systemów rozliczeniowych. Wymaga to od sprzedawców znacznego dodatkowego nakładu pracy, który nie zawsze musi przynieść dodatkowe dochody.

3. Aukcje na zakup energii z OZE

Ustawa o OZE wprowadziła nowy aukcyjny system wsparcia wytwarzania energii z OZE, przy czym do systemu tego:

- nie mogą wejść prosumenci (instalacje OZE nie większe niż 40 kW),
- mogą wejść, choć nie muszą mikroinstalacje przedsiębiorców i instalacje uruchomione lub zmodernizowane po wejściu w życie rozdziału 4 ustawy o OZE oraz,

muszą wejść pozostałe instalacje OZE, jeżeli chcą uzyskać wsparcie.

Aukcje przeprowadza się oddzielnie na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW i oddzielnie większej niż 1 MW.

Nie mniej niż 25% ilości energii elektrycznej powinna zostać wytworzona w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje nie rzadziej niż raz w roku. Gdy ilość lub wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) określonej do zakupu w aukcji nie zostanie wyczerpana, Prezes URE może przeprowadzić w danym roku kolejne aukcje.

Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia. Ogłoszenie zawiera termin przeprowadzenia sesji aukcji, godziny otwarcia i zamknięcia sesji aukcji oraz wskazanie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji.

Aukcja odbywa się w jednej sesji. Oferta każdego uczestnika aukcji jest niedostępna dla pozostałych uczestników aukcji. Oferta złożona na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji wiąże uczestnika aukcji do końca danej sesji aukcji i nie może zostać wycofana. Oferty zawierające ceny przekraczające wysokość ceny referencyjnej zostają odrzucone.

Wytwórcy energii elektrycznej z OZE, których oferty aukcyjne zostały przyjęte, otrzymają gwarancję zakupu ich energii po cenach ustalonych w aukcji, wyższych niż rynkowe. Zakup nastąpi wyłącznie w ilości określonej przez danego wytwórcę w złożonej przez niego ofercie.

Sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej <500 kW, od wytwórcy, który wygrał aukcję, po stałej cenie ustalonej w aukcji oraz wyłącznie w ilości określonej przez wytwórcę w złożonej przez niego ofercie. Koszty bilansowania handlowego energii wytworzonej w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej <500 kW pokrywają w całości sprzedawcy zobowiązani.

Wytwórcy z instalacjami o mocy zainstalowanej ≥ 500 kW, którzy wygrali aukcję, będą samodzielnie sprzedawać swoją energię na rynku konkurencyjnym i sami będą pokrywać koszty bilansowania handlowego.

W przeprowadzonej 30 grudnia 2016 r. oraz rozstrzygniętej 3 stycznia 2017 roku pierwszej aukcji OZE rząd zakontraktował energię z dwóch koszyków dla istniejących instalacji - biogazowni rolniczych oraz hydroelektrowni - a także jednego koszyka dla nowych - farm fotowoltaicznych i turbin wiatrowych. Rząd planował w niej zakontraktować ok. 100 MW w fotowoltaice, chociaż część zwycięskich projektów przewiduje także budowę małych elektrowni wiatrowych. Uzyskana na aukcji ceny energii elektrycznej wahają się od ok. 250 zł/MWh do niewiele ponad 400 zł/MWh, przy średniej ok. 350 zł/MWh. Roczna cena zakupu energii z nowych instalacji słonecznych i wiatrowych wyniesie niewiele ponad 100 mln zł, co przełoży się na średnie obciążenie krajowych odbiorców na poziomie ok. 0,15 zł/MWh, a dla przeciętnego gospodarstwa domowego oznacza ok. 2 groszy miesięcznie. Przy czym koszt systemu wsparcia tych i przyszłych instalacji jest już pokrywany z - pobieranej od pół roku - opłaty OZE w wysokości 3,70 zł miesięcznie.

Reasumując, ustawa o OZE wprowadza zasadę limitów ilościowych i wartościowych dla zakupu energii po cenach wyższych niż rynkowe. Zakup dotyczy będzie tylko ilości wymaganej dla spełnienia zobowiązań unijnych – 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju w roku 2020. Oznacza to, że nie wszystkie inwestycje w instalacje OZE będą korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia. Stanowi to zagrożenie dla niektórych wytwórców.

Przewidywany 15% udział energii z OZE w całkowitym zużyciu energii w 2020 roku spowoduje taki sam spadek zapotrzebowania na energię wytwarzaną w konwencjonalnych jednostkach wytwórczych. Stanowi to zagrożenie dla mniej efektywnych wytwórców energii konwencjonalnej.

4. Konsekwencje ekonomiczne zmian na rynku energii elektrycznej wywołanych nowelizacją ustawy o OZE

Nowelizacja ustawy o OZE z 22 czerwca 2016 r. zmieniła zasady finansowego wsparcia prosumentów. Taryfy gwarantowane przeszły do historii zanim zdążyły wejść w życie. Zamiast taryf gwarantowanych prosumenci otrzymują opusty w fakturach zakupu energii od sprzedawcy.

System opustowy jest oceniany krytycznie z jednej strony przez szereg organizacji reprezentujących prosumentów, a z drugiej strony przez operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców energii.

Przy ograniczeniu pobierania energii z sieci przez prosumentów (przy własnej produkcji energii) operatorzy systemów dystrybucyjnych nie uzyskują dotychczasowych przychodów z sieciowych opłat zmiennych, przy czym energia wprowadzana do sieci jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, choć także powoduje sieciowe koszty zmienne. Operatorów obciąża również zwolnienie mikroinstalacji z opłat za przyłączenie do sieci.

Wytwarzanie energii na swoje potrzeby przez odbiorców końcowych ograniczy zakupy od sprzedawców oraz ograniczy korzystanie z sieci dystrybucyjnych, a w konsekwencji ograniczy opłaty dla operatorów za korzystanie z sieci.

Z kolei, zdaniem sprzedawców zrzeszonych w Towarzystwie Obrotu Energią (TOE), przyjęte współczynniki opustu nie pokrywają zmiennych kosztów dystrybucji ponoszonych przez sprzedawców przy zwrocie energii prosumentom. Sprzedawcy ponoszą straty szacowane przez TOE w skali kraju na miliony zł rocznie [8]. Ponadto zaproponowany model rozliczeń może być uznany za finansowanie skrośne sektora dystrybucji przez sektor sprzedaży energii. Sprzedawcy mają bowiem obowiązek płacić za część usług świadczonych przez OSD na rzecz prosumentów. Przeprowadzone w TOE analizy, biorące pod uwagę relacje cen energii elektrycznej i kosztów dystrybucji, wykazują, że przy rozliczeniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ilością energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku 1 do 0,7 sprzedawca musiałby przekazać OSD więcej pieniędzy niż uzyskałby ze sprzedaży owych 0,3 energii uzyskanej „za darmo” od prosumenta. Włączenie sprzedawców w pokrywanie kosztów dystrybucji przy wskaźniku 0,7 stwarza wysokie ryzyko, że części kosztów ponoszonych niejako za prosumenta sprzedawcy mogą nie odzyskać.

Zebrane doświadczenia sprzedawców zobowiązanych wskazują, że w najczęściej występujących przypadkach rozliczeń z prosumentem o mocy mikroinstalacji do 10 kW i przy wolumenach pobieranej przez niego energii na poziomie

3 MWh roczne straty sprzedawców na transakcjach zawierają się w granicach od 450 do 800 zł, przy czym najczęściej jest to około 500 zł.

Zdaniem TOE jest kilka rozwiązań, które mogą uchronić sprzedawców przed stratami z tytułu rozliczeń kosztów dystrybucji. Jednym z rozwiązań jest zmiana relacji ilości energii oddanej do sieci i pobranej przez prosumenta z sieci. Problem zostałby rozwiązany, gdyby współczynnik został ustalony na poziomie poniżej 0,7, w granicach pomiędzy 0,6 a 0,65. Byłoby to jednak rozwiązanie niedoskonałe, bo proporcje niepowodujące „dzisiaj” strat zależą od relacji cen energii i cen dystrybucji, a te długookresowo raczej stałe nie będą. Innym wariantem rozwiązania jest całkowita zmiana zaproponowanego modelu rozliczeń tak, aby sprzedawcy w ogóle nie byli angażowani w pokrywanie kosztów dystrybucji. Prosument sam w pełni płaciłby za dystrybucję dostarczanej mu energii, w tym także odzyskanej w ramach opustu.

Również prosumenci nie są w pełni usatysfakcjonowani przyjętymi zasadami wsparcia. Przy mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej od 10 kW i nie większej niż 40 kW prosument oddając do sieci 1 kWh energii może odzyskać tylko 0,7 kWh. Zakładając, że ktoś wyprodukował i oddał do sieci 1 kWh i pobrał z sieci 1 kWh to musi dopłacić za 0,3 kWh.

Jeżeli prosument zaspokoił swoje własne potrzeby energetyczne i wprowadził nadwyżki wytworzonej energii do sieci, ale przez cały rok nie pobrał z sieci żadnej energii, to za nadwyżki energii wprowadzonej przez siebie do sieci nie otrzyma żadnego zwrotu energii ani żadnej zapłaty.

Prosumenci mogą uzyskać oszczędności na rachunkach zakupu energii, ale muszą ponieść nakłady inwestycyjne na zakup mikroinstalacji. Analizy ekonomiczne wykonane w Instytucie Energii Odnawialnej (IEO) [10] pokazują, że w przyjętym systemie rozliczeń prosument musiałby się liczyć z okresami zwrotu nakładów rzędu 25 lat i więcej. Zdaniem IEO cena, przynajmniej nadwyżek energii prosumenta, powinna wynosić powyżej 1 zł/kWh, a nie ile obecnie około 0,3 zł/kWh (cena energii odzyskiwanej przez prosumenta od sprzedawcy, bez kosztów jej dystrybucji).

Z kolei zdaniem Ministerstwa Energii (ME), wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł jest wciąż drogie i musi być dotowane przez wszystkich obywateli i przedsiębiorców. Według ME, w Polsce na każde 100 zł rachunku za energię elektryczną, około 12 zł przeznaczone jest na wsparcie produkcji z OZE. Zdaniem ME na więcej kraju nie stać, stąd wsparcie energii wytwarzanej przez prosumentów musi być ograniczone a celem prosumentów nie może być uzyskiwanie innych korzyści, niż zaspokojenie własnych potrzeb energetycznych i ograniczenie zakupu energii z sieci. W efekcie, położenie nacisku na ograniczenie obciążenia odbiorców końcowych kosztami wsparcia wytwarzania energii przez prosumentów, przy niepełnym uwzględnieniu związanych z tym kosztów u prosumentów, sprzedawców i operatorów systemów dystrybucyjnych powoduje, że oprócz odbiorców końcowych koszty wsparcia poniosą wszyscy uczestnicy rynku energii odnawialnej, z tym, że ostatecznie i sprzedawcy i operatorzy przeniosą swoje koszty na odbiorców końcowych.

5. Obowiązki sprzedawców i odbiorców wynikające z nowej ustawy o efektywności energetycznej

Nowa ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej [6] przewiduje dwie grupy podmiotów współdziałających na rynku energii dla wzrostu efektywności energetycznej:

- podmioty uprawnione do otrzymywania od Prezesa URE świadectw efektywności energetycznej, świadectwa uzyskają te podmioty, które zrealizowały przedsięwzięcia skutkujące oszczędnościami zużywanej energii,
- podmioty zobowiązane do zakupu i umorzenia przez Prezesa URE świadectw efektywności energetycznej.

Ustawa określa podmioty zobowiązane, którymi są:

- przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium RP,
- odbiorcy końcowi będący członkami giełdy lub rynku regulowanego, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku regulowanym,
- towarowy dom maklerski lub dom maklerski w odniesieniu do transakcji realizowanych na giełdzie towarowej lub na rynku regulowanym, na zlecenie odbiorców końcowych.

Według poprzedniej ustawy [5] obowiązek zakupu i umorzenia świadectw w każdym roku wynosił 3% od ilorazu kwoty przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego odbiorcom końcowym i jednostkowej opłaty zastępczej. W nowej ustawie ten sam obowiązek został określony w wysokości 1,5% ilości energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego, wyrażonej w tonach oleju ekwiwalentnego, sprzedanych w danym roku odbiorcom końcowym. Obowiązek ten może być pomniejszony o ilość energii zaoszczędzonej przez odbiorców końcowych, w wyniku wykonania ich własnych przedsięwzięć proefektywnościowych wykazanych w odpowiednim oświadczeniu.

Do realizacji tych własnych przedsięwzięć zostali uprawnieni odbiorcy końcowi, którzy w roku poprzedzającym rok realizacji obowiązku, zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i którzy wykonują działalność gospodarczą oznaczoną wymienionymi w ustawie kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD).

Do nowej ustawy przeniesiono system świadectw efektywności energetycznej (tzw. białe certyfikaty), który obowiązuje w Polsce od 2013 r. Wprowadzono jednak uproszczenia, o które od dłuższego czasu zabiegali zarówno odbiorcy, jak i sprzedawcy energii, w tym zrzeszeni w TOE. Postulowali oni rezygnację z obowiązku przeprowadzania przetargu, na podstawie, którego Prezes URE dokonywał wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej i za które można było uzyskać świadectwa efektywności energetycznej.

Zaletą rozwiązań zawartych w nowej ustawie [6] jest wydawanie białych certyfikatów na podstawie osiągniętych oszczędności energii udokumentowanych audytami – wstępnym i końcowym, z pominięciem procedury przetargowej, która była zawarta w poprzedniej ustawie.

Rezygnacja z przetargów jest wynikiem negatywnych doświadczeń związanych z ich przeprowadzaniem w poprzednich latach. Takie uproszczenie przepisów powinno znacznie przyspieszyć wydawanie świadectw efektywności energetycznej i stanowi istotną zmianę w funkcjonowaniu rynku energii.

Ustawa [5] miała obowiązywać do końca 2015 roku i przewidywała, że prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej, które nie zostaną umorzone przez Prezesa URE do dnia 31 marca 2016 roku, wygasają z mocy prawa z dniem 1 kwietnia 2016 roku.

Nowa ustawa przewiduje stopniowe odchodzenie od uiszczania opłaty zastępczej za możliwość nie podejmowania działań inwestycyjnych na rzecz zwiększania efektywności energetycznej lub brak zakupu świadectw. W 2016 r. opłata będzie mogła obejmować jeszcze 30 % zakresu nałożonego obowiązku, w 2017 r. będzie można uiścić opłatę w wysokości 20%, a w 2018 r. zobowiązany podmiot będzie mógł ponieść jedynie 10 % opłatę, co oznacza, że będzie musiał w znacznie większym zakresie realizować przedsięwzięcia proefektywnościowe.

Jednostkowa opłata zastępcza wynosiła 1000 zł za 2016 r. i 1500 zł za rok 2017 za tonę oleju ekwiwalentnego. Jej wysokość za rok 2018 oraz za każdy kolejny rok zwiększy się o 5% w stosunku do wysokości jednostkowej opłaty zastępczej obowiązującej za rok poprzedni.

Zgodnie z nową ustawą pojawiają się tzw. terminowe świadectwa efektywności energetycznej inne niż te, które będą pochodziły, z piątego i z ostatniego przetargu ogłoszonego przez Prezesa URE we wrześniu 2016. Świadectwami, które zostaną wydane wskutek rozstrzygnięcia ostatniego przetargu, można będzie realizować obowiązek uzyskania oszczędności energii do 30 czerwca 2019 r. Oznacza to, że ostatnim rokiem, za który będzie można realizować obowiązek uzyskania oszczędności energii tymi świadectwami będzie 2018 rok.

Nowa ustawa daje możliwości rozliczania się z obowiązku uzyskania oszczędności energii w okresach dłuższych niż 1 rok, a konkretnie także za 2 lub 3 lata łącznie.

Na podstawie nowej ustawy białe certyfikaty będą mogły być wydawane tylko za zrealizowanie nowych przedsięwzięć. Wyjątek od tej reguły stanowią świadectwa, które będą wydane w efekcie przetargu ogłoszonego we wrześniu 2016 roku oraz świadectwa terminowe wydane przez Prezesa URE dla przedsięwzięć zrealizowanych przed dniem wejścia w życie nowej ustawy, w okresie liczącym od 1 stycznia 2014 r. Tylko te dwa rodzaje świadectw będą wydawane za przedsięwzięcia już zrealizowane. Obecnie z zasady wynagradzane będą tylko nowe przedsięwzięcia [11].

W konsekwencji uregulowań nowej ustawy, podmioty, które dotychczas realizowały obowiązek wyłącznie opłatą zastępczą, będą musiały zostać członkami

TGE (bezpośrednio albo za pośrednictwem domów maklerskich), bo inaczej nie będą miały dostępu do białych certyfikatów. Według nowej ustawy zrealizowanie obowiązku opłatą zastępczą będzie możliwe jedynie wówczas, kiedy podmiot wykaże, że składał zlecenia kupna praw majątkowych na giełdzie, ale z powodu braku transakcji lub ich ceny przewyższającej poziom opłaty zastępczej nie był w stanie ich kupić.

Pomimo starań środowiska przedsiębiorstw zrzeszonych w TOE nowa ustawa weszła w życie 1 października 2016 roku, a nie od początku nowego roku. W efekcie rozliczenie roku 2016 nastąpi dwójako: według starej ustawy (za okres do 30 września) i według nowej (od 1 października do końca 2016 roku). Jest to znaczące utrudnienie dla sprzedawców działających na detalicznym rynku energii elektrycznej.

Dla prawidłowego wdrożenia dyrektywy 2012/27/UE, Polska musi zagwarantować uzyskiwanie oszczędności energii u odbiorców końcowych. Pozornie jest to paradoks, bo stronami zobowiązanymi do uzyskiwania oszczędności energii są przedsiębiorstwa energetyczne, które zarabiają na sprzedaży energii. Jest to jednak zabieg celowy. Chodzi o transformację rynku energii z takiego, na którym energia jest towarem i dąży się do jej sprzedaży w jak największych ilościach, w taki, na którym zamiast kilowatogodzin sprzedaje się usługę energetyczną, czyli np. komfort cieplny czy odpowiednie oświetlenie, a ilość zużywanej energii powinna być ograniczana. Oznacza to zupełnie inną sytuację na rynku energii obejmującym sprzedawców i odbiorców.

6. Zmiany na rynku energii wywoływane rozwojem smart grid i smart meteringu

Rozwój smart grid i smart meteringu ma znaczenie zarówno dla operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są inicjatorami i realizatorami tego rozwoju, jak dla sprzedawców energii i współdziałających z nimi operatorów handlowo technicznych i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe.

Bez automatyzacji zbierania informacji pomiarowych, sprawnego i niezawodnego ich przesyłania do centrów rozliczeniowych oraz właściwego składowania i udostępniania nie jest możliwy satysfakcjonujący dalszy rozwój rynku energii.

Uczestnicy rynku energii oczekują, że obecne trudności w zbieraniu informacji pomiarowych, występujące braki w ich kompletności i wynikające z tego ciągłe korekty rozliczeń mogą być rozwiązane poprzez realizowany przez operatorów rozwój nowoczesnego opomiarowania i teleinformatyki.

Rozwój smart grid i smart meteringu umożliwi także na szerszą skalę rozwój zarządzania popytem odbiorców końcowych i tworzenie tzw. wirtualnych elektrowni oferujących negatywy.

7. Magazyny energii elektrycznej w aktualnych realiach rynkowych

W ustawie o OZE [4] magazynom energii elektrycznej przypisano rolę wsparcia instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE. Nie pełnią samodzielnej roli, lecz są częścią instalacji OZE i muszą być z nią połączone. Zmagazynowana energia jest przechowywana do chwili jej wprowadzenia do sieci elektroenergetycznej. Decyzją wytwórcy może ona być magazynowana w okresie niskich cen i oddawana do sieci, gdy jej ceny rynkowe będą wyższe. Jest to sytuacja szczególnie korzystna dla instalacji OZE o mocach powyżej 500 kW, które swoją energię będą sprzedawać bezpośrednio na rynku, bez pośrednictwa sprzedawców zobowiązanych.

Energia może także być magazynowana przy ograniczeniach w jej odbiorze, wynikających z potrzeby zachowania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego określonej przez operatora systemu elektroenergetycznego. Ustawa o OZE oraz Prawo energetyczne nie przewidują dla magazynów innej roli niż magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE [12].

Rola magazynów energii połączonych z mikroinstalacjami i instalacjami do 500 kW włącznie, z których energię ma obowiązek kupować sprzedawca zobowiązany jest mniejsza niż dla instalacji większej mocy. Cena zakupu energii elektrycznej wynosi 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE. Nie zależy ona od zmian cen taryfowych czy cen rynkowych. Ponadto warunkiem jej zakupu przez sprzedawcę zobowiązanego jest zaoferowanie sprzedaży całej wytworzonej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej z instalacji OZE, w okresie, co najmniej 90 następujących po sobie dni kalendarzowych.

W przypadku mikroinstalacji prosumentów rolę magazynu energii pełni „sieć dystrybucyjna” wraz z rejestrem energii odebranej przez sprzedawcę od prosumenta. Prosument może jednak w pewnym zakresie wykorzystywać własny magazyn energii ograniczając zakup od sprzedawcy w okresie droższych cen taryfowych (w szczycie) i korzystać z własnej produkcji i dodatkowo ze zmagazynowanej energii. Natomiast w okresie niższych cen (poza szczytem i w nocy), po zaspokojeniu swojego zapotrzebowania, może oddawać nadwyżki energii bądź do sieci bądź do magazynu energii.

Zarówno zmagazynowanie w „sieci dystrybucyjnej” jak we własnym magazynie pociąga za sobą stratę części energii. Wynika to z jednej strony ze sprawności magazynów energii, a drugiej z odzyskiwania od sprzedawcy zobowiązanego jedynie 70 lub 80% przekazanej mu energii. W przypadku mikroinstalacji przedsiębiorców (a więc nie prosumentów) może być wybrany przez nich netmetering, czyli półroczne saldowanie zakupu i sprzedaży energii. Jest to bardzo efektywny sposób „wykorzystania” sieci dystrybucyjnej, jako magazynu. Umożliwia na przykład zgromadzenie nadwyżek energii wyprodukowanej z fotowoltaiki w okresach wiosny i lata oraz wykorzystanie jej jesienią i zimą. Magazyn taki nie ma ograniczonej pojemności, a ilość zmagazynowanej energii zależy tylko od

mocy mikroinstalacji, czasu wykorzystywania jej zainstalowanej mocy oraz własnego zapotrzebowania właściciela mikroinstalacji.

Chociaż magazyny energii można wykorzystać na wiele sposobów, w tym do spłaszczenia szczytów zapotrzebowania na moc, do równoważenia zmiennej produkcji energii w OZE, wspierania energetyki rozproszonej, czy poprawy niezawodności zasilania, to największym wygranym będą odnawialne źródła energii. Systemy magazynowania umożliwią zwiększenie ich udziału w całkowitej krajowej produkcji energii.

8. Wnioski

Za najważniejsze zmiany na rynku energii elektrycznej, wywołane nowelizacją ustawy o OZE oraz nową ustawą o efektywności energetycznej, można uznać:

- nowe zasady wsparcia wytwarzania energii w mikroinstalacjach i nowe zadania sprzedawców w realizacji tego wsparcia,
- obciążenie sprzedawców zobowiązanych częścią kosztów wsparcia energii prosumentów,
- aukcyjny system wsparcia wytwarzania energii z OZE i włączenie sprzedawców w realizację i rozliczenie wsparcia,
- nowe zadania sprzedawców energii w realizacji przedsięwzięć proefektywnościowych nałożonych ustawą o efektywności energetycznej,
- nowe zasady wydawania terminowych świadectw efektywności i ograniczenia dla opłat zastępczych,
- zmianę roli przedsiębiorstw energetycznych, zarabiających na sprzedaży energii i transformację rynku energii z takiego, na którym energia jest towarem i dąży się do jej sprzedaży w jak największych ilościach, w taki, na którym zamiast kilowatogodzin sprzedaje się usługę energetyczną,
- nowe perspektywy magazynów energii połączonych z instalacjami i mikroinstalacjami OZE,
- nowe perspektywy dla rynku energii wynikające z rozwoju smart grid i zwłaszcza smart meteringu w wyniku rozszerzenia i usprawnienia wymiany codziennych gigabajtów informacji o wytwarzaniu, sprzedaży i poborze energii setek tysięcy, a wkrótce milionów odbiorców końcowych,
- wsparcie smart meteringu w zarządzaniu popytem odbiorców końcowych i tworzeniu „wirtualnych elektrowni” oferujących megawaty.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późniejszymi zmianami).
- [2] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478).
- [3] Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne. (Dz. U. z 2015 r. poz. 2365).
- [4] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹ (Dz. U. z 2016 r. poz. 925).
- [5] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z późniejszymi zmianami).
- [6] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 831).
- [7] Ireneusz Chojnacki. „Jakie ryzyka dla sprzedawców energii w prosumenckim modelu rozliczeń?” www.wnp.pl, 01.06.2016 r.
- [8] Jacek Olszański. „Straty sprzedawców zobowiązanych związane z rozliczaniem prosumentów”. Opracowanie PGE Obrót S.A. dla TOE. 02.01.2017 r.
- [9] Waldemar Gochnio. „Problemy współpracy sprzedawców zobowiązanych z prosumentami na lokalnych rynkach energii”. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej NOT. „Lokalne uwarunkowania rynku energii w Polsce”. Warszawa, 24 listopada 2016 r.
- [10] Grzegorz Wiśniewski. „Podwyżki mogą skłonić najmniejsze przedsiębiorstwa do inwestycji we własne źródła energii”. CIRE, 20.01.2017 r.
- [11] Donata Nowak. „Pojawiają się tzw. terminowe świadectwa efektywności energetycznej”. Zastępca Dyrektora w Departamencie Efektywności Energetycznej i Kogeneracji URE w rozmowie z Ireneuszem Chojnackim, CIRE, 16.10.2016 r.
- [12] Przemysław Kałek. „Magazyny energii. Obecne i przyszłe wyzwania prawne”. „Energia Elektryczna” nr 12/2016.

Rafał BIELAS, Magdalena BŁĘDZIŃSKA, Józef PASKA

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII W POLSCE – ROZWÓJ I PERSPEKTYWY

Odnawialne źródła energii (OZE) są rozwiązaniem mogącym, w przeciągu najbliższych kilkunastu lat, w znaczącym stopniu zastąpić konwencjonalne elektrownie opalane węglem – taką opinię wyraża wiele osób i instytucji. Organizacją, która w największym stopniu angażuje się w walkę ze spalaniem paliw kopalnych jest Unia Europejska. Swoistym kołem zamachowym dla rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł był raport opublikowany przez Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) dotyczący czynników antropogenicznych mających wpływ na ocieplenie klimatu. Wnioski wyciągnięte przez organizację są poddawane w wątpliwość przez część naukowców, sugerujących, że ochłodzenia i ocieplenia klimatu mają charakter cykliczny. Niemniej jednak raport ten stał się podstawą do stworzenia protokołu z Kioto, międzynarodowego porozumienia na rzecz ograniczenia emisji szkodliwych substancji do atmosfery. Wspomniany protokół stanowił początek działań na rzecz rozwoju i popularyzacji odnawialnych źródeł energii.

Obecnie wiele jednostek terytorialnych oraz instytucji dostrzega potencjał odnawialnych źródeł energii, takich jak wiatr, Słońce czy woda, czego skutkiem jest gwałtowny rozwój wykorzystania tego typu źródeł w ostatnich latach. Przejawia się to w licznych deklaracjach dotyczących odejścia od konwencjonalnych sposobów wytwarzania energii na rzecz OZE [1, 2, 3]. Nie ulega wątpliwości, że wykorzystanie lokalnych zasobów energii, oprócz aspektu ochrony środowiska, ma wiele potencjalnych zalet, jak np. większa dywersyfikacja źródeł wytwarzania energii czy mniejsze straty przesyłowe. Jednakże, sieci elektroenergetyczne projektowane przez dziesiątki lat jako pasywne, nie zostały przystosowane do adaptacji dużej liczby źródeł generacji rozproszonej i aktywnych odbiorców. Ponadto z generacją OZE wiążą się problemy stabilności dostaw, braku centralnego sterowania czy różnicy pomiędzy mocą zainstalowaną a mocą dostępną (dyspozycyjną). Należy również wspomnieć o konieczności zapewnienia rezerwy w postaci źródeł konwencjonalnych na wypadek braku energii Słońca czy wiatru.

W ramach walki z globalnym ociepleniem są tworzone międzynarodowe protokoły, które mają za zadanie wpłynąć na działania podejmowane przez państwa i instytucje. Prym w tym zakresie wiedzie Unia Europejska, która ustala maksymalne limity emisji substancji powstających wskutek spalania paliw

kopalnych oraz wymagane poziomy produkcji energii z OZE dla państw Wspólnoty. Polska, jako członek UE jest zobowiązana uwzględnić te założenia w swojej polityce energetycznej. Określanie przyszłej polityki energetycznej jest zadaniem skomplikowanym nie tylko ze względu na wiele niewiadomych technicznych i technologicznych, lecz również z uwagi na dużą zmienność czynników politycznych występujących na szczeblu europejskim. Źródła OZE powinny być wprowadzane w sposób świadomy i przemyślany, aby zapobiec sytuacjom zagrażającym stabilności i bezpieczeństwu systemu elektroenergetycznego. Celem tego artykułu jest analiza zmian, które zaszły w ostatnich latach w obszarze energetyki oraz próba oceny ich zasadności.

1. Uwarunkowania prawne rozwoju odnawialnych źródeł energii

Pierwsze regulacje w zakresie promowania źródeł energii odnawialnej we wspólnocie europejskiej pochodzą z drugiej połowy lat 80-tych XX wieku. Przyczyn zainteresowania energetyką alternatywną należy poszukiwać głównie w kryzysach energetycznych lat 70-tych, które ujawniły niski poziom bezpieczeństwa energetycznego Europy oraz pokazały silną zależność energetyki od paliw kopalnych pochodzących z importu. Kolejną przyczyną była dbałość o środowisko naturalne, którego degradacja stawała się coraz bardziej dostrzegalna. Polityka zmierzająca w kierunku ochrony środowiska znalazła odzwierciedlenie w dokumencie, który na skalę światową rozpoczął działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych (GC) do atmosfery - Protokole z Kioto z 1997 r., ratyfikowanym finalnie przez ONZ 16 lutego 2005 r. Według ustaleń protokołu, każde z państw było zobowiązane do zmniejszenia emisji GC, zgodnie z podpisaną umową. Unia Europejska ratyfikowała protokół w 2002 r. zobowiązując się do 8% redukcji do 2012 r., w odniesieniu do poziomu z 1990 r. Polska natomiast, została zobligowana do redukcji na poziomie 6% w stosunku do roku bazowego określonego dla byłych krajów komunistycznych na 1988 [4]. W 1997 r. pojawił się także inny ważny akt prawny dotyczący energetyki odnawialnej w ustawodawstwie Unii Europejskiej – Biała Księga: Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii, która definiowała konkretne cele ilościowe w zakresie zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do zużycia energii brutto. Kolejne dokumenty przyjmowane przez Komisję Europejską wprowadzały coraz bardziej restrykcyjne ograniczenia w zakresie emisji gazów, użytkowania energii oraz jej produkcji, promując rozwiązania związane z odnawialnymi źródłami energii, technologiami niskoemisyjnymi oraz bardziej efektywnym wykorzystaniem energii pierwotnej i końcowej (zarówno ciepła, jak i elektrycznej). Obecnie kraje członkowskie w zakresie rozwoju polityki energetycznej względem OZE podlegają wymaganiom określonym we wspomnianej Białej Księdze oraz Zielonej Księdze – Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto w Dyrektywie 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł

odnawialnych zostały zdefiniowane szczegółowe cele krajowe w zakresie udziału OZE w miksie energetycznym, wprowadzenia instrumentów wsparcia oraz procedur administracyjnych ułatwiających przyłączanie nowych jednostek [5]. Najnowszy dokument w sprawie zmian klimatycznych - porozumienie paryskie w dziedzinie klimatu, przyjęty w grudniu 2015 r. ustala długofalowe cele, którymi są dążenie do utrzymania wzrostu średniej temperatury poniżej 2 °C w odniesieniu do poziomu sprzed uprzemysłowienia oraz dążenie do ograniczenia wzrostu do poziomu 1,5 °C. Ponadto UE zamierza wspierać wszelkie działania chroniące klimat przed nadmierną emisją gazów cieplarnianych [6]. Zobowiązania płynące z przynależności do Wspólnoty stały się w Polsce motorem zmian w zakresie polityki energetycznej. Za początek znaczącego rozwoju energetyki odnawialnej można więc przyjąć datę wejścia do UE. Od tego momentu, zostaliśmy zobligowani do stopniowej adaptacji postanowień unijnych w polskiej gospodarce, a prawo krajowe ulegało transformacji, aby umożliwić ich realizację. Przez wiele lat podstawowym i jedynym dokumentem regulującym politykę energetyczną Polski było Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., sukcesywnie nowelizowane, które wraz z Rozporządzeniami Ministra Gospodarki w podstawowym wymiarze rozwiązywały pojawiające się zagadnienie związane z obecnością OZE w polskim systemie elektroenergetycznym. Pierwsze rozporządzenie wydane w 2003 r., a następnie „mała” nowelizacja z 2004 r. uregulowały kwestie obowiązku odbioru energii ze źródeł odnawialnych, zobligowały sprzedawców z urzędu do wykazywania udziału energii pochodzącej z OZE, wprowadzały świadectwa pochodzenia energii oraz kary za ich niestosowanie. Kolejna, „duża” nowelizacja Prawa energetycznego z 2005 r. wprowadzała korzystne zapisy dla wytwórców, zmniejszając opłaty za przyłączenie źródeł oraz zwalniając właścicieli elektrowni wiatrowych z obowiązku ich grafikowania [7]. Rozporządzenie MG z dnia 18 października 2012 [8] rozszerzało zapisy o obowiązkach sprzedawców z urzędu co do uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła z instalacji OZE oraz obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości zakupionej energii. Inne dokumenty powstałe w wyniku unijnych wymagań to Krajowy Plan Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych oraz Polityka Energetyczna Polski do roku 2030, które zawierają sposoby realizacji założeń Dyrektywy 2009/28/WE, m.in. wzrostu udziału OZE do 15% do roku 2020. Ostatecznie wszystkie dotychczasowe kwestie prawne dotyczące źródeł odnawialnych zostały uregulowane w Ustawie z dnia 15 lutego 2015 r. o Odnawialnych Źródłach Energii, po blisko 5-letnim okresie przygotowań. Pierwsza nowelizacja weszła w życie 31 grudnia 2015 r., a kolejna 28 czerwca 2016 r. zmieniając pierwotne zapisy dotyczące systemów wsparcia. Więcej odniesień do ustawy o OZE w rozdziale 3.

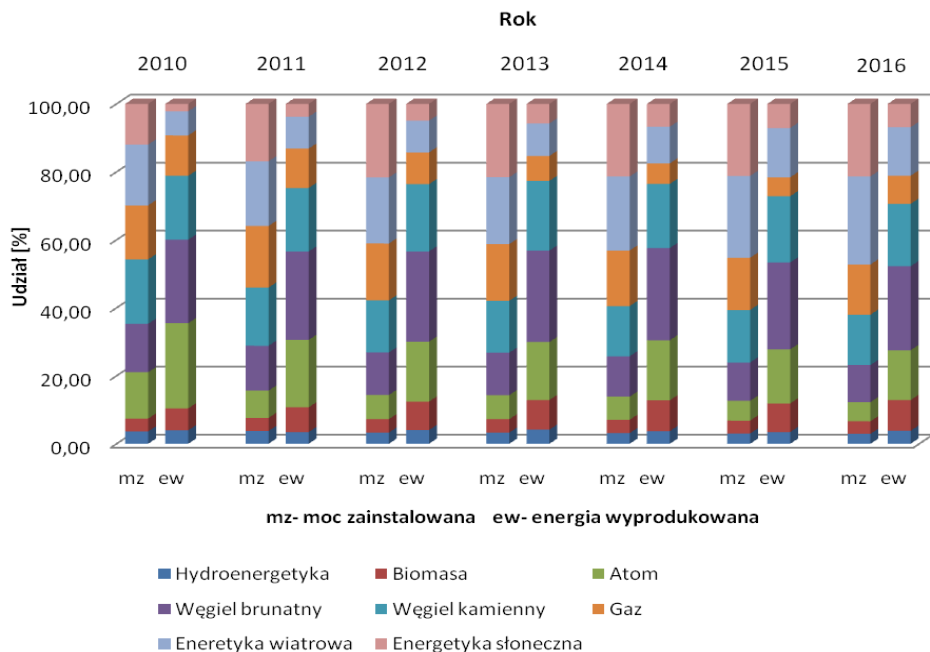
2. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na przykładzie wybranych państw

Obecnie, dzięki zróżnicowanej penetracji sieci elektroenergetycznych odnawialnymi źródłami energii w różnych krajach, istnieje możliwość oceny ich wpływu na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. OZE, wykorzystujące energię wiatru oraz promieniowania słonecznego (obecnie najbardziej popularne) zalicza się do źródeł niespokojnych, których generacja zmienia się zależnie od warunków atmosferycznych [9]. To powoduje konieczność zapewnienia rezerwy mocy, którą mogą stanowić układy gazowe, magazyny energii, energia importowana z państw sąsiadujących czy utrzymywanie bloków konwencjonalnych w gotowości. Zastępowanie elektrowni konwencjonalnych niespokojnymi źródłami energii, bez wprowadzenia odpowiednich źródeł zapasowych może spowodować niebezpieczne sytuacje w systemie elektroenergetycznym, łącznie z groźbą zaniku napięcia, tzw. blackoutu. Ponadto tworzenie miksu energetycznego opartego na OZE wiąże się ze zwiększeniem kosztów energii elektrycznej, za którą płać odbiorcy końcowi.

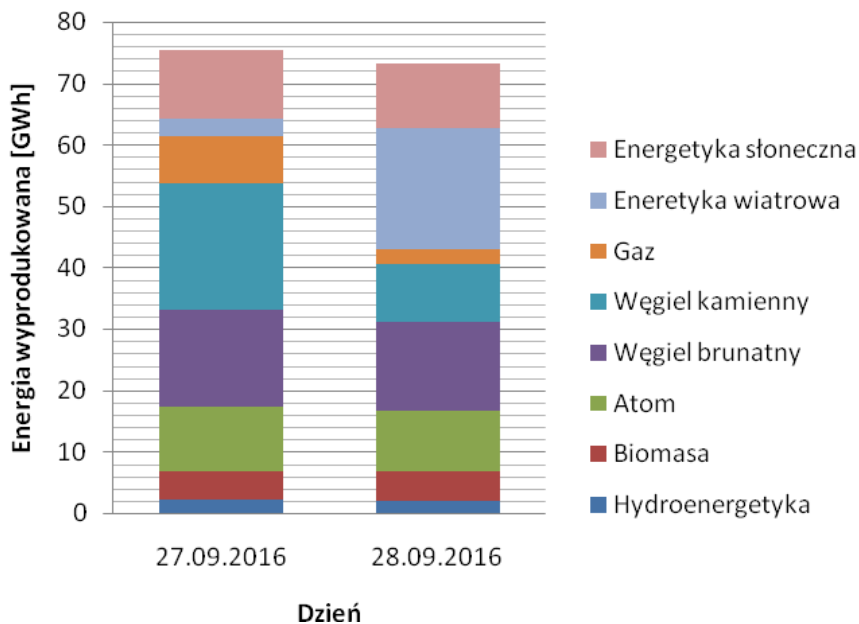
Jednym z państw, które wprowadziły do swojego systemu elektroenergetycznego znaczne liczby źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych są Niemcy. Dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej w tym kraju wraz z ilością energii elektrycznej wyprodukowanej przez poszczególne technologie w latach 2010–2016 przedstawiono na Rys. 1 [10].

Elektrownie oparte na ogniach fotowoltaicznych oraz turbinach wiatrowych stanowiły w 2016 roku ponad 45% całkowitej mocy zainstalowanej w systemie Niemiec. W odniesieniu do roku 2010 ich udział wzrósł o ponad 17% - kosztem energetyki jądrowej. Tak duża moc zainstalowana nie miała jednak przełożenia na wyprodukowaną przez nie ilość energii w stosunku do pozostałych źródeł. Produkcja z odnawialnych źródeł energii wyniosła 21,15% energii wygenerowanej w tym kraju w 2016 roku.

Różnica pomiędzy mocą zainstalowaną, a dostępną to nie jedyna cecha, która może komplikować realną ocenę pracy SEE z dużą penetracją OZE. Wytwarzanie energii w źródłach całkowicie zależnych od czynników atmosferycznych powoduje, że generacja jest nierównomiernie rozłożona w czasie. Pomiedzy dwoma kolejnymi dniami może występować kilkuset procentowa zmiana generacji ze źródeł wiatrowych, co zostało zobrazowane na rys. 2 dla rynku niemieckiego [10]. W takim przypadku niezwykle istotne są źródła sterowane, mogące uzupełnić występujące braki w możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej oraz produkcji energii z OZE w Niemczech



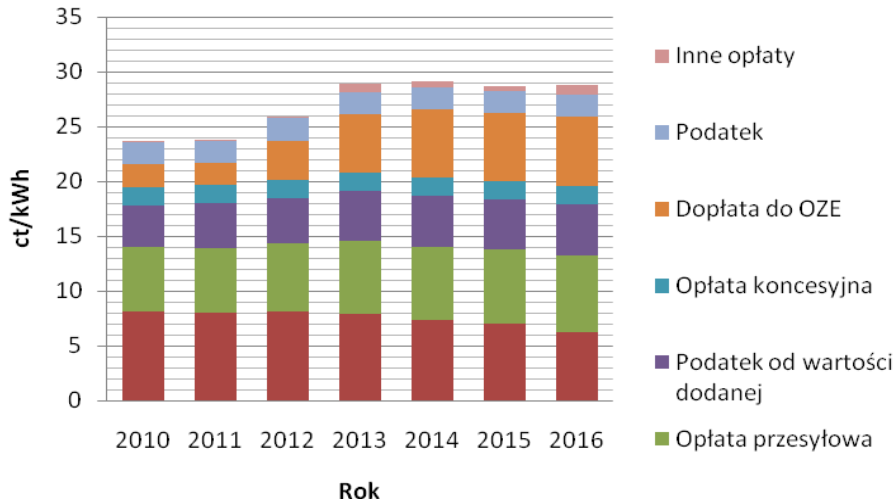
Rys. 2. Zmiana w generacji energii w dwóch kolejnych dniach w Niemczech

Innym problemem, związanym z dużą liczbą elektrowni wiatrowych, jest chwilowa nadprodukcja energii przy szczególnie korzystnych warunkach atmosferycznych. W przypadku Niemiec, energia, której nie można wykorzystać na danym obszarze, na podstawie zawartych umów handlowych powinna być przesłana do odpowiedniego odbiorcy (z północy Niemiec na południe lub do Austrii) za pomocą krajowych sieci przesyłowych. Parametry sieci powodują jednak tzw. przepływy karuzelowe w krajach Europy Środkowo-Wschodniej [11]. Mają one negatywny wpływ na funkcjonowanie systemów przesyłowych tych krajów oraz wiążą się z obniżeniem zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych i zmniejszają bezpieczeństwo systemów.

Kolejny przykład złego funkcjonowania SEE przy zbyt dużej generacji OZE miał miejsce w Polsce w dzień świąteczny w grudniu 2016, kiedy pobór energii był stosunkowo niewielki, natomiast generacja ze źródeł wiatrowych była na bardzo wysokim poziomie [12]. Pierwszeństwo wprowadzenia do sieci energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii oraz brak możliwości sterowania turbozespołami wiatrowymi przez Krajową Dyspozycję Mocy (KDM) spowodowały znaczące, chwilowe, ograniczenie produkcji energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych. W efekcie wpływ KDM na bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznej został znacząco ograniczony.

Brak możliwości uzupełnienia niedoborów energii przez źródła inne niż OZE wiąże się z koniecznością ograniczenia energii pobieranej, najczęściej przez zastosowanie mechanizmów zarządzania popytem. Brak takiej regulacji, może w skrajnych przypadkach doprowadzić do zaniku napięcia w sieci i wystąpienia blackoutu. Wspomniana sytuacja wystąpiła w południowej Australii na skutek niewielkiej generacji energii elektrycznej w źródłach wiatrowych w lutym 2017 [13]. Mieszkańcy doświadczyli skutków niewielkiej ilości energii generowanej w elektrowniach wiatrowych. W tym rejonie około 40% mocy zainstalowanej stanowią źródła wiatrowe. W dniu blackoutu pokryły one jedynie 2% całkowitego zapotrzebowania na energię, co w połączeniu ze zbyt małą liczbą źródeł sterowanych oraz brakiem możliwości importu energii z rejonów sąsiednich doprowadziło do wyłączenia zasilania u 80000 odbiorców.

Analizując wpływ odnawialnych źródeł energii na rynek elektroenergetyczny warto również wspomnieć o ich wpływie na ceny energii. Z uwagi na wysokie nakłady inwestycyjne oraz stosunkowo niewielką dyspozycyjność konieczne są dopłaty do wytworzonej energii. Mają one na celu stymulować inwestycje w tego typu źródła. Finansowanie dopłat jest realizowane poprzez zwiększenie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Ich poziom rośnie wraz z liczbą źródeł OZE zainstalowanych w SEE. Poziom tych opłat można prześledzić na przykładzie Niemiec (Rys. 3) [10]. W 2016 w stosunku do roku 2010 dopłaty do OZE wzrosły ponad 3-krotnie i stanowiły ponad 22% całkowitej opłaty za energię elektryczną.



Rys. 3. Zmiana struktury składników ceny energii elektrycznej w Niemczech w latach 2010–2016

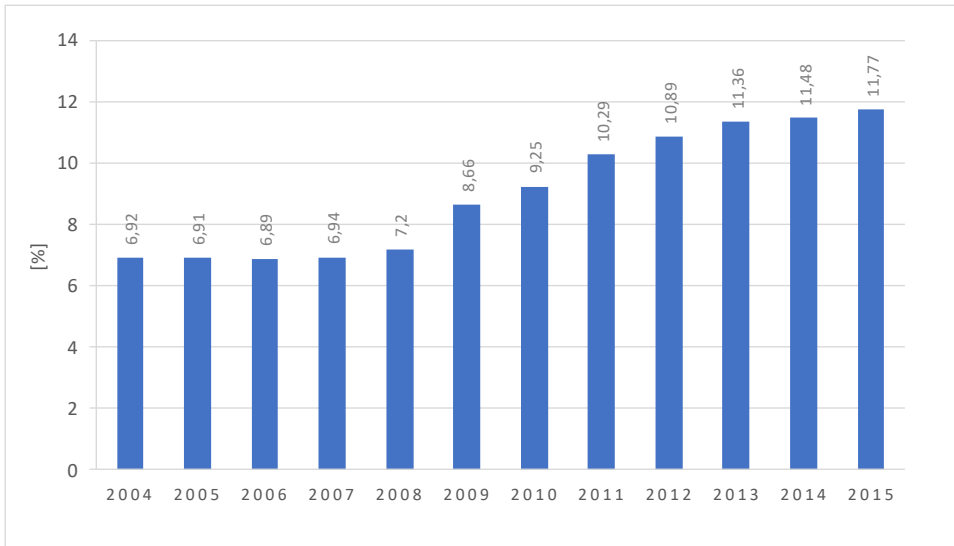
3. Wykonalność protokołów klimatycznych w Polsce

Obecnie kraje należące do Unii Europejskiej realizują politykę klimatyczną w perspektywie do roku 2020. Zgodnie z nią Polska, jako członek Unii Europejskiej, jest zobowiązana do redukcji emisji GC w odniesieniu do roku 1988 oraz zwiększenia udziału źródeł OZE w całkowitym bilansie energetycznym do 15%.

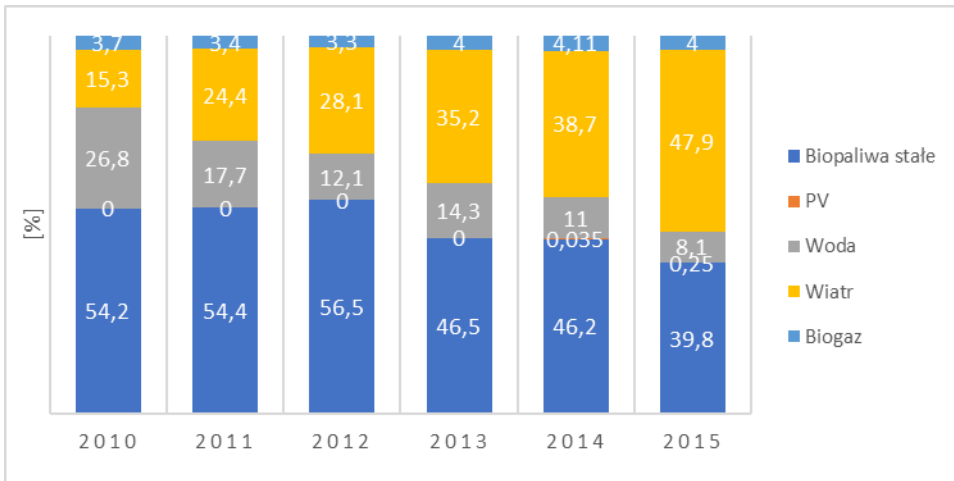
Na Rys. 4. zilustrowano zmianę udziału energii z OZE w odniesieniu do energii końcowej brutto w poszczególnych latach w Polsce [13]. Największy wzrost miał miejsce w 2009 roku i począwszy od niego, aż do roku 2013 przyrost pozostawał na podobnym poziomie. W kolejnych latach zmiany nie są już tak znaczące. Na Rys. 5. przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Początkowo większość energii pochodziła ze współspalania biopaliw stałych, natomiast po wycofaniu wsparcia dla tego typu produkcji jej znaczenie ulegało zmniejszeniu na korzyść energii wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych. Podobnie, udział energii z elektrowni wodnych w ciągu pięciu lat spadła ponad dwukrotnie.

Według stanu na 2015 rok udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto wynosił 11,77%. Średnioroczne tempo wzrostu udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w latach 2004–2015 wynosiło 5%. Przy takim tempie wzrostu możliwe byłoby uzyskanie w 2020 roku celu 15%, do którego zobowiązuje postanowienie pakietu klimatyczno-energetycznego.

W odniesieniu do emisji gazów cieplarnianych, Polska wywiązała się z konwencji klimatycznej, w której zobowiązała się do 6% redukcji emisji. Kolejne dążenia wynikają z celu wspólnotowego 20% redukcji emisji do 2020 r. Według raportu KOBiZE [15] ilość gazów w 2013 zmniejszyła się o ponad 36% w odniesieniu do roku bazowego – 1988.



Rys. 4. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w latach 2004 – 2015



Rys. 5. Struktura produkcji energii elektrycznej z odnawialnych nośników energii w Polsce

4. Perspektywy rozwoju OZE w Polsce

Osiągnięcie celów określonych w pakiecie klimatycznym 3x20 wydaje się być wysoce prawdopodobne. Unijna polityka idzie jednak dalej i formułuje ramowe postanowienia w kolejnym okresie, obejmującym lata 2021–2030. W tym czasie powinna nastąpić redukcja własnych emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% w stosunku do roku 2005. Zawiera się w tym redukcja w obszarze objętym unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) na poziomie 43% oraz poza tym obszarem na poziomie 30%. Ponadto udział energii pochodzącej z OZE w całkowitym zużyciu w UE powinien uzyskać poziom co najmniej 27%. Taka sama wielkość dotyczy uzyskania poziomu efektywności energetycznej. Cel ten jednak może zostać zwiększony do poziomu 30% po weryfikacji w 2020 r.

Z perspektywy polskiej spełnienie obostrzeń w zakresie ograniczenia prawie do minimum emisji CO₂ w perspektywie długofalowej wydaje się być niemożliwe. Z uwagi na duży udział procentowy źródeł węglowych w miksie energetycznym (ponad 80%) oraz stosunkowo duży poziom zatrudnienia w górnictwie są prowadzone działania zmierzające do podtrzymania wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł kopalnych. Podjęto działania mające na celu modernizację mocno wyeksploatowanych jednostek i budowę zupełnie nowych. Zgodnie z wytycznymi Operatora systemu przesyłowego - PSE S.A., w przypadku gdy starsze jednostki wytwórcze zostaną poddane modernizacji, do 2030 muszą zostać wyłączone jednostki o łącznej mocy 5568 MW natomiast bloki o łącznej mocy 17321 MW należy poddać modernizacji w celu dostosowania ich parametrów wytwórczych do norm stawianych przez UE. Dodatkowo do roku 2030 powinny zostać wybudowane nowe bloki Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) o łącznej mocy 12300 MW [16].

Pomimo modernizacji bloków w elektrowniach konwencjonalnych, udział CO₂ z przemysłu energetycznego w Polsce na rok 2013 wynosi 52,4% [15]. Aby maksymalizować wykorzystanie energii pierwotnej przy minimalizacji emisji szkodliwych związków od kilkunastu lat są wdrażane metody bardziej efektywnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Główne kierunki rozwoju w tym zakresie opierają się na stosowaniu technologii pozwalających na pracę konwencjonalnych bloków przy parametrach nadkrytycznych, spalanie w układach gazowo-parowych, stosowanie kotłów fluidalnych czy wprowadzanie mniej emisyjnych technologii spalania paliwa. Dzięki tym zabiegom jest uzyskiwane zwiększenie sprawności bloków elektrowni konwencjonalnych, a redukcja emisji CO₂ może zostać obniżona nawet o 30% [17]. Choć wartość ta jest wysoka, z punktu widzenia unijnych obostrzeń może nie być niewystarczająca dla spełnienia założeń polityki klimatycznej.

Wobec postawionych wymagań jedynie technologie wychwytywania i składowania CO₂ stanowią rozwiązanie dla utrzymania blisko zeroemisyjnej produkcji energii w elektrowniach konwencjonalnych. Te jednak na dzień dzisiejszy wymagają wysokich nakładów inwestycyjnych i wciąż nie są technologiami dojrzałymi.

Zgodnie z polityką UE redukcja emisji gazów cieplarnianych jest ściśle związana z rozwojem OZE i dążeniem do oparcia rynków energetycznych właśnie na takich źródłach. Nowo wprowadzone w Polsce prawo może jednak znacząco ograniczyć inwestycje w źródła odnawialne. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. Ustawa odległościowa) określa minimalną odległość elektrowni od zabudowań mieszkalnych, która nie może być mniejsza od dziesięciokrotnej wysokości elektrowni wiatrowej, wliczając w to również łopaty wirnika. Zgodnie z szacunkami, przepis ten spowodował wyłączenie ponad 99% powierzchni kraju z obszarów potencjalnych inwestycji [18].

Duże nadzieje na rozwój rynku OZE, w odniesieniu do instalacji o mocy poniżej 40 kW, były wiązane także z ustawą o odnawialnych źródłach energii. Początkowe zapisy wprowadzające taryfy gwarantowane zostały przyjęte bardzo pozytywnie. Przewidywano, że będą one bodźcem dla prosumentów do szybkiego rozwoju mikroinstalacji fotowoltaicznych. Niestety, zastąpienie taryf gwarantowanych systemem opustów może nie być wystarczająco zachęcające do inwestycji w tym obszarze. Dla instalacji powyżej 40 kW ustawodawca przewidział system aukcyjny z taryfami sprzedaży energii obowiązującymi przez 15 lat. Pierwsza przeprowadzona aukcja wykazała, że istnieje zainteresowanie tego typu inwestycjami wśród inwestorów nowobudowanych instalacji OZE.

5. Wnioski

Obecnie w Polsce są budowane nowe jednostki wytwórcze oraz są planowane kolejne inwestycje w duże bloki energetyczne opalane węglem. Jednocześnie wprowadzane ustawy dotyczące OZE wydają się być działaniami ograniczającymi ich rozwój. W takim scenariuszu, zobowiązania, jakie musi spełnić państwo polskie w stosunku do UE mogą się okazać trudne do zrealizowania. W przypadku wprowadzenia zapisów dotyczących ograniczeń w dopuszczalnej emisji CO₂ dla źródeł uczestniczących w rynku mocy, finansowanie elektrowni węglowych z funduszy unijnych nie będzie możliwe. Dodatkowo wycofywanie uprawnień do emisji CO₂ w przypadku znacznego udziału źródeł wysokoemisyjnych w miksie energetycznym może prowadzić do zwiększania cen energii dla odbiorców końcowych. Obecne warunki techniczno-ekonomiczne sprawiają, że trudno jest zachować równowagę pomiędzy sposobem wytwarzania energii a bezpieczeństwem elektroenergetycznym.

Można postawić na czystą energetykę, opartą na wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych przy jednoczesnym obniżeniu bezpieczeństwa energetycznego wynikającym z ich nierównomiernej pracy. Można również oprzeć energetykę na paliwach kopalnych, uważanych przez wiele osób za główną przyczynę ocieplenia klimatu, przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Przy obecnych uwarunkowaniach prawnych, dla krajów UE bardziej prawdopodobny wydaje się kierunek pierwszy, bez względu na konsekwencje techniczne i ekonomiczne.

Literatura

- [1] <http://www.reo.pl/wiadomosci/szwecja-realizuje-swoj-ambitny-plan-oze-qGs7qq>, dostęp 28.02.2017.
- [2] <http://gramzielone.pl/trendy/21502/indie-przekraczaja-rzadowy-cel-potencjalu-oze>, dostęp 28.02.2017 r.
- [3] http://it.wnp.pl/google-w-2017-pokrycie-potrzeb-na-prad-w-100-proc-z-oze,287349_1_0_0.html, dostęp 28.02.2017 r.
- [4] Protokół z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r, Dz.U.05.203.1684.
- [5] Dyrektywa UE 2009/28/WE.
- [6] https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_pl, dostęp – 6.03.2017.
- [7] Prawo energetyczne z dnia 27 kwietnia 1997 r. Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348.
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. Dz. U. 2012 nr 0 poz. 1229.
- [9] Paska J., Kłos M, Rosłaniec Ł., Bielas R., Błędzińska M.: Autonomiczna stacja ładowania pojazdów elektrycznych. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej 2015, Nr 42, p. 171–174.
- [10] The Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE: Interactive graphs displaying electricity production and spot market prices in Germany <https://www.energy-charts.de>, dostęp 28.02.2017.
- [11] Komunikat PSE Operator w sprawie wspólnego stanowiska CEPS, MAVIR, PSE Operator i SEPS na temat definicji obszarów rynkowych. <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=1082>, dostęp 28.02.2017.
- [12] Graniszewska M.: Święta były dla PSE ogromnym wyzwaniem, <https://www.pb.pl/swieta-byly-dla-pse-ogromnym-wyzwaniem-851550>, dostęp 28.02.2017.
- [13] South Australian blackout blamed on thermal and wind generator failures, plus high demand, <https://www.theguardian.com/australia->

- news/2017/feb/15/south-australian-blackout-caused-by-demand-and-generator-failures-market-operator-says, dostęp 28.02.2017.
- [14] Berent-Kowalska G., Kacprowska J., Moskal I., Jurgaś A.: Energia ze źródeł odnawialnych w 2015 r. GUS, Warszawa 2016.
- [15] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami: Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2015, Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2013. Warszawa, październik 2015.
- [16] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035. Materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016 r.
- [17] Stańczyk K., Bieniecki M.: Możliwości redukcji emisji CO₂ i jej wpływ na efektywność i koszty wytwarzania energii z węgla. *Górnictwo i Geoinżynieria* 2007, 31/2.
- [18] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.
- [19] Wyniki aukcji z 30.12.2016 na sprzedaż energii elektrycznej z OZE. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/6861,Wyniki-aukcji-z-30122016-na-sprzedaz-energii-elektrycznej-z-oze.html>, dostęp 28.02.2018.

Edyta ROPUSZYŃSKA-SURMA, Magdalena WĘGLARZ
Politechnika Wrocławska

SPOŁECZNA AKCEPTACJA DLA OZE - PERSPEKTYWA ODBIORCÓW (PROSUMENTÓW)

Polityka klimatyczno-energetyczna UE i jej wdrażanie skutkuje systematycznym wzrostem udziału energii pochodzącej z OZE w bilansie energetycznym całej UE oraz w poszczególnych państwach członkowskich. Jednak Polska stosunkowo wolno zmniejsza udział węgla w swoim bilansie, a tym samym emisję gazów cieplarnianych. W Polsce największą dynamikę redukcji emisji CO₂ odnotowano w 1996–2002 r. Od roku 2002 obserwuje się wzrost emisji CO₂, a dodatkowo w ostatnich latach zwiększa się dystans między Polską a UE [12]. W 2020 r. w Polsce prognozowane jest osiągnięcie zaledwie 12,9% udziału energii z OZE, dla porównania w UE - 20% [12]. W czerwcu 2015 r. Komisja Europejska w raporcie dot. wdrażania dyrektywy 2009/28/WE, wskazała, że Węgry i Polska mogą mieć problem z realizacją swoich zobowiązań klimatycznych.

Przyspieszenie implementacji OZE zależy od realizowanej polityki energetycznej państwa, regulacji prawnych oraz skłonności podmiotów (w tym odbiorców) do instalowania OZE. Celem artykułu jest identyfikacja czynników wpływających na decyzje odbiorców (gospodarstw domowych) odnośnie instalowania OZE, a tym samym dostarczanie użytecznych wskazówek do kreowania skutecznej polityki wsparcia rozwoju OZE wśród gospodarstw domowych, w tym promocji wykorzystania innowacji związanych z OZE.

1. Społeczna akceptacja

Społeczna akceptacja jako element wdrażania technologii odnawialnych była zanedbywana w latach 80., kiedy rozpoczynano polityczne programy wsparcia. Carlman była pierwszym naukowcem, który zdefiniował problem akceptacji społecznej dla energii wiatru. Stwierdziła, że umiejscowienie turbin wiatrowych jest kwestią akceptacji publicznej, politycznej oraz regulacyjnej. Swoje badania dotyczące akceptacji energii wiatru przeprowadziła wśród decydentów [2]. Wyniki jej badań wskazywały, że występuje znaczna liczba barier dla społecznej akceptacji, i wkrótce inni badacze zajęli się definiowaniem i analizowaniem problematycznych kwestii związanych z wdrażaniem OZE [1, 14].

Na te same kwestie zwracali uwagę prelegenci na VI Polsko-Saksońskim Forum Gospodarczym w 2009 r. mówiąc, że w Niemczech konieczne było przekonanie społeczności lokalnych do tego typu inwestycji oraz uzyskanie odpowiednich pozwoleń. Zajmowało to od 7 do 10 lat.

Od ponad 10 lat można zauważyć wzrastające zainteresowanie, problemem społecznej akceptacji dla technologii, innowacji oraz polityki związanej ze zmianą klimatu. W pracy [10] przedstawiono badania przeprowadzone na szerokiej skali w Wielkiej Brytanii mające odkryć główne przyczyny związane z akceptacją społeczną dla szerokiego zakresu technologii energetycznych. W pracy [9] badano społeczną akceptację dla technologii wychwytywania i magazynowania CO₂ w Europie. Natomiast w [13] podkreślono, że aby polepszyć poziom społecznej akceptacji polityki ochrony środowiska konieczne jest zaangażowanie mieszkańców w proces tworzenia tej polityki. Autorzy [3] pokazali, że społeczna akceptacja „zielonych” samochodów przez konsumentów może zostać poprawiona poprzez wprowadzenie zachęt fiskalnych oraz promocję. Natomiast w chińskiej prowincji Shandong przeprowadzono badania społecznej akceptacji dla energii słonecznej [15].

W 2010 wyniki swoich badań opublikowali Scarpa i Willis [8], których celem było zidentyfikowanie czynników wpływających na instalowanie mikroinstalacji przez brytyjskie gospodarstwa domowe oraz oszacowanie ich chęci do zapłaty za „zielone” źródła energii. Rezultaty badań pozwoliły wskazać bariery instalowania technologii mikro generacyjnych. W badaniach była weryfikowana istotność wpływu na decyzje o instalowaniu OZE, 6 czynników, tj. (1) koszt instalacji, (2) miesięczne opłaty za energię, koszt utrzymania, remonty (na rok), (4) rekomendacje nt. danej mikroinstalacji przez inne osoby (grupy odniesienia), (5) długość kontraktu, (6) niedogodności związane z instalowaniem danej mikro generacji (np. konieczność zniszczenia ogródka). Najistotniejszymi czynnikami były czynniki kosztowe, a szczególnie wysokość płaconych rachunków na energię, bardziej niż koszt inwestycji. Otrzymane wyniki wskazują, że pomimo akceptacji dla „zielonej” energii, gospodarstwa domowe nie są skłonne za nią płacić, gdy nie otrzymują stosunkowo większej obniżki cen za rachunki lub jeżeli wydatek inwestycyjny nie jest mniejszy. Finansowe instrumenty wsparcia, w tamtym czasie były mało zachęcające dla brytyjskich gospodarstw domowych do zmiany lub uzupełnienia dotychczasowych systemów energetycznych o mikroinstalacje OZE.

Podobne badania ankietowe przeprowadzili Diaz-Rayney i Ashton [4], którzy badali różne grupy czynników mogące mieć wpływ na skłonność gospodarstw domowych do dodatkowej zapłaty za energię elektryczną pochodzącą z OZE. Pogrupowali czynniki wpływające na adaptację tych tarif na trzy typy, tj.: demograficzne, powiązane z nastawieniem i przekonaniem odbiorców oraz te związane z zachowaniem.

Autorki w pracach [6, 7] przedstawiły wyniki swoich badań, w ramach których zidentyfikowały czynniki wpływające na decyzje gospodarstw domowych

o instalowaniu OZE. W pracy [6] przedstawiono statystyczną weryfikację istotności badanych czynników, tj.: demograficznych, ekonomicznych i społecznych. Należy zauważyć podobieństwo istotnych czynników charakteryzujących odbiorców energii elektrycznej (np. ich dochód, wysokość płaconych rachunków, powierzchnia mieszkania/domu, wiek) ze względu na ich proekologiczne postawy do uzyskanych wyników w ww. pracach, np. z badań Diaz-Rayney'a i Ashton'a wynika, że osoby adoptujące „zielone taryfy”, to te, które: mają wyższy dochód, są lepiej poinformowane w kwestiach energetycznych, deklarują troskę o środowisko, są przekonani, że ich indywidualne działania mają wpływ na środowisko.

W wyżej wymienionych pracach przewija się pogląd, że bardzo trudno jest osiągnąć założone cele rozwoju OZE przy niskiej społecznej akceptacji, toteż koniecznie powinna być brana pod uwagę podczas kształtowania polityki rozwoju. Ponadto społeczna akceptacja lokalnych mieszkańców dla technologii OZE jest kluczowa, nie tylko dla samych projektów energii odnawialnej, ale również dla sukcesu zrównoważonego rozwoju regionu.

2. Metodyka badań ankietowych

W celu zbadania społecznej akceptacji dla OZE przeprowadzono badania ankietowe w listopadzie i grudniu 2015 roku. Badania zostały przeprowadzone w ramach projektu badawczego pt. „Opracowanie modelu zachowań prosumenta na rynku energii” finansowanego ze środków Narodowego Centrum Nauki przyznanych na podstawie decyzji numer DEC–2013/11/B/HS4/01070. Badaniami były objęte wyłącznie gospodarstwa domowe na terenie Dolnego Śląska. Kwestionariusz został przygotowany na podstawie studiów literaturowych i został dopracowany po przeprowadzeniu badań pilotażowych. Badania ankietowe przeprowadzono metodą telefoniczną na reprezentatywnej próbie gospodarstw domowych. Przeprowadzono 2000 rozmów potwierdzonych wypełnioną ankietą, po weryfikacji do analizy statystycznej wzięto 960 sztuk.

Ankieta zawierała 34 pytania. W pierwszej części znalazły się pytania pozwalające sformułować profil respondenta, takie jak: wiek, płeć, liczba osób w rodzinie, liczba dzieci, wykształcenie, zawód wykonywany, dochód netto gospodarstwa, rodzaj zamieszkiwanego budynku oraz powierzchnia użytkowa. Druga część ankiety obejmowała pytania dotyczące wiedzy respondentów o posiadanym liczniku energii, grupie taryfowej, możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, kosztach energii elektrycznej. Pojawiły się tutaj pytania związane z budynkiem czy mieszkaniem respondenta dotyczące: źródła ogrzewania, źródła ciepłej wody, czy respondent ma instalacje OZE, jaka to jest instalacja, czy respondent jest prosumentem, czy planuje nim być. Znajdowały się tutaj także pytania o: przyczyny podjęcia decyzji o zainstalowaniu OZE bądź niechęci do zainstalowania OZE, przesłanki podjęcia decyzji o staniu się prosu-

mentem bądź niechęci do bycia prosumentem, korzyści i niekorzyści z bycia prosumentem. Trzecia część ankiety dotyczyła różnego rodzaju proekologicznych i oszczędnościowych zachowań odbiorcy energii, który sam miał ocenić częstość swoich zachowań.

Wszyscy respondenci byli osobami decyzyjnymi w swoich gospodarstwach domowych. W badanej próbie 51,9% stanowiły kobiety a 48,1% - mężczyźni. Struktura wieku i płci respondentów została przedstawiona w tab. 1. Najliczniej były reprezentowane gospodarstwa domowe złożone z 2 osób (31,1%), a następnie z 3 i 4 osobami (odpowiednio 20,5% oraz 20,1%). Gospodarstw jednoosobowych było 12,8%, podczas gdy gospodarstw 5-cio lub 6-cio osobowych było 12,6% a gospodarstw liczących ponad 6 osób było 2,7%. Odpowiadając na pytanie o liczbę dzieci w rodzinie 15 respondentów nie udzieliło odpowiedzi. Natomiast 57,7% gospodarstw domowych zadeklarowało, że są bezdzietne. Ponad 18% ma jedno dziecko, a 17,5% dwoje dzieci na utrzymaniu.

Tabela 1

Struktura wieku i płci respondentów

wiek	płeć		Razem	Procent
	Kobieta	Mężczyzna		
19-29 lat	84	86	170	17,7
30-49 lat	167	176	343	35,7
50-64 lat	137	134	271	28,2
65 lat i więcej	110	66	176	18,3
Razem	498	462	960	100

Niewiele mniej niż połowa respondentów mieszkała z domu jednorodzinym (49,1%). Znaczna liczba tych domów (88,5%) ma powierzchnię powyżej 80 m². Podczas gdy respondenci mieszkający w domu wielorodzinnym w znacznej większości posiadają mieszkania o powierzchni do 80 m² (84%). Struktura powierzchni użytkowej domu i rodzaju domu została przedstawiona w tab. 2.

Tabela 2

Struktura powierzchni użytkowej domu i rodzaju domu

Powierzchnia	Budynek wielorodzinny	Budynek jednorodzinny	Razem
do 40 m ²	55	6	61
40-49 m ²	88	4	92
50-59 m ²	126	9	135
60-79 m ²	142	35	177
80-100 m ²	53	96	149
100-150 m ²	18	162	180
150-200 m ²	4	104	108
powyżej 200 m ²	3	55	58
Razem	489	471	960

Największą grupę respondentów, z racji przeprowadzania ankiety w formie telefonicznej, stanowili emeryci lub renciści 37,5%. Stosunkowo dużą liczbę emerytów i rencistów można tłumaczyć tym, że osoby starsze więcej przebywają w domu niż osoby pracujące są też – ze względu na czas – bardziej chętne do udzielania wywiadów telefonicznych. Kolejnymi grupami są bezrobotni – 11,4%, właściciele prywatnej firmy – 10,6%, pracownicy administracyjno-biurowi – 9,2%, rolnicy lub właściciele gospodarstwa rolnego – 7,2%, pracownicy sektora usług – 6,7%.

Respondentów podzielono również pod względem rodzaju zamieszkiwanego budynku. Znaczna część respondentów 55,9% mieszka w budynkach przed i powojennych. W budynkach współczesnych mieszka 23,9% respondentów, z czego w budynkach energooszczędnych mieszka 8 respondentów a jeden w budynku pasywnym. Podział respondentów wg rodzaju zamieszkiwanego budynku przedstawiono w tab. 3.

Tabela 3

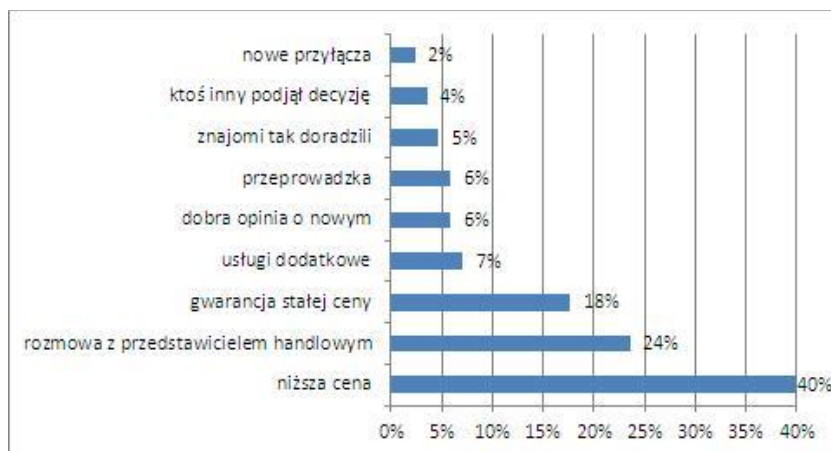
Struktura rodzaju zamieszkiwanego budynku

Rodzaj	Budynek nieocieplony	Budynek ocieplony	Energooszczędny	Pasywny
Zabytkowy	46	22		
Przed i powojenny	232	305		
Technologia wielkiej płyty	19	107		
Współczesny	18	202	8	1

3. Świadomość energetyczna odbiorców

Prawie jedna trzecia ankietowanych twierdzi, że ma zainstalowany inteligentny licznik energii elektrycznej (27,8%). Pomimo deklaracji przez 12,3% respondentów (118 osób), że wiedzą jaką mają grupę taryfową, znaczna ich część popełniała błędy podając nazwę sprzedawcy energii, lub nieistniejące nazwy taryfy. Prawidłowo grupę taryfową podało 82 respondentów, którzy zadeklarowali: taryfę G11 – 57 respondentów, taryfę G12 – 22 respondentów, a taryfę G12w – 3 respondentów. Wynika stąd, że przeciętny Kowalski nie wie jaką ma grupę taryfową, można tym samym przypuszczać, że nie jest on świadomym odbiorcą energii. W świetle uzyskanych odpowiedzi nt. posiadania licznika inteligentnego należy być ostrożnym z wyciąganiem wniosków, ponieważ uzyskane odpowiedzi poddają w wątpliwość, czy respondent wie czym jest licznik inteligentny.

Sprzedawcę energii elektrycznej zmieniło 8,9% ankietowanych, czyli 85 respondentów. Na rys. 1 przedstawiono przyczyny zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Ankietowani mogli wskazać maksymalnie trzy czynniki mające wpływ na zmianę sprzedawcy. Jako główną przyczynę zmiany respondenci wskazali niższą cenę (40%), rozmowę z przedstawicielem handlowym (24%) oraz gwarancję stałej ceny (18%).



Rys. 1. Przyczyna zmiany sprzedawcy energii elektrycznej

Natomiast znajomość pojęcia prosument deklaruje zaledwie 7,6% respondentów, podczas gdy aż 89,3% respondentów nie zna w ogóle tego pojęcia. Wyniki badania przedstawiono w tabeli 4. Wśród osób mających OZE, aż 82,2% respondentów nie zna pojęcia prosument, a wśród osób rozważających instalację OZE tego pojęcia nie zna 89,3%. Co może świadczyć o niskim poziomie edukacji energetycznej społeczeństwa, tym bardziej, że w okresie poprzedzającym przeprowadzania badań ankietowych w mass mediach stosunkowo wiele mówiono o „Programie Prosument”.

Tabela 4

Znajomość pojęcia prosument

	Ma OZE	Rozważał instalację OZE	Nie chce OZE	Razem
Zna pojęcie prosument	7	21	44	72
Nie zna pojęcia prosument	37	251	559	847
Słyszał, ale nie wie co ono oznacza	1	9	20	30
Razem	45	281	623	949

4. Akceptacja odnawialnych źródeł energii

Wśród ankietowanych zaledwie 8 gospodarstw domowych było prosumentami w rozumieniu Ustawy o OZE [11], co stanowi 0,8% całej próbki badawczej (960). Liczba gospodarstw domowych posiadających OZE to 45, czyli 4,7% całej próbki badawczej. Nieco mniejszą wartość (3,8%) otrzymała Federacja Konsumentów [5] dla całego kraju. Drugą grupą ankietowanych są respondenci, którzy

nie mają OZE ale rozważali jego instalację w przyszłości. Trzecią grupę stanowią respondenci, którzy nie mają OZE i nie chcą go zainstalować w przyszłości. Liczbę potencjalnych prosumentów oraz osób niechętnych OZE oszacowano na podstawie odpowiedzi na pytanie czy ankietowani rozważali możliwość instalacji OZE. Niestety 11 respondentów nie odpowiedziało na to pytanie, toteż próbka badawcza zmniejszyła się do 949 ankiet. Liczba respondentów rozważających instalację OZE wynosi – 281, a liczba niechętnych OZE to 623.

Wyniki badań ankietowych pokazały, że wśród respondentów którzy mają lub rozważają instalację OZE większą grupą są mężczyźni. Stanowią oni odpowiednio 62,2% oraz 58,4% respondentów, którzy mają OZE lub planują instalację OZE. Większość osób, która nie ma i nie chce mieć OZE w przyszłości to kobiety (57,6%). Ponadto największą grupą respondentów, którzy mają lub rozważają instalację OZE są osoby w wieku 30–49 lat (są to odpowiednio wartości 48,9% oraz 43,1%). Wyniki badań społecznej akceptacji dla OZE wg wieku, wykształcenia, dochodów oraz rodzaju budynku przedstawiono odpowiednio w tabelach 5–8.

Tabela 5

Społeczna akceptacja dla OZE wg wieku

Wiek	Ma OZE	Rozważał instalację OZE	Nie chce OZE	Razem
19-29	7	46	116	169
30-49	22	121	198	341
50-64	12	78	176	266
65 i więcej	4	36	133	173
Razem	45	281	623	949

W ankiecie była możliwość wyboru jednego z dziesięciu poziomów wykształcenia. Z względu na uzyskaną małą liczebność próby w niektórych poziomach wykształcenia zredukowano ich liczbę do siedmiu (połączono je). Dodatkowo postawiono hipotezę, że osoby o wykształceniu technicznym powinny przejawiać większe zainteresowanie nowinkami technicznymi, więc rozdzielono wykształcenie średnie i wyższe na dwie podgrupy: techniczne i nietechniczne. Wyniki badań ankietowych pokazały, że największą grupą respondentów, którzy mają OZE są osoby z wykształceniem wyższym technicznym, średnim technicznym oraz wyższym nietechnicznym. Natomiast największą grupą respondentów, którzy rozważają instalację OZE są osoby z wykształceniem średnim technicznym oraz podstawowym i zawodowym.

Tabela 6

Społeczna akceptacja dla OZE wg wykształcenia

Wykształcenie	Ma OZE	Rozważał instalację OZE	Nie chce OZE	Razem
Podstawowe i zawodowe	8	67	150	225
Średnie nietechniczne	3	34	93	130
Średnie techniczne	11	103	155	269
Niepełne wyższe	0	8	19	27
Wyższe nietechniczne	10	41	126	177
Wyższe techniczne	13	28	80	121
Razem	45	281	623	949

Na pytanie o średnie miesięczne dochody netto gospodarstwa domowego odpowiedziało 643 respondentów, co stanowi 67% całej próbkę badawczej (960 ankiet). Wyniki badań ankietowych pokazały, że największą grupą respondentów, którzy mają i rozważają instalację OZE są gospodarstwa o dochodach poniżej 3 000 zł netto, jednakże była to również najliczniejsza grupa respondentów.

Tabela 7

Społeczna akceptacja dla OZE wg dochodów

	Ma OZE	Rozważał instalację OZE	Nie chce OZE	Razem
poniżej 3000 zł	8	107	286	401
3001-4000 zł	6	46	71	123
4001 – 5000 zł	2	22	31	55
5001 – 6000 zł	3	8	16	27
6001 – 8000 zł	6	2	9	17
8001 – 10000 zł	2	1	5	8
powyżej 10000 zł	2	3	7	12
Razem	29	189	425	643

Kluczowe znaczenie dla chęci instalacji OZE ma rodzaj zamieszkiwanego budynku, a mianowicie: OZE mają respondenci mieszkający w domu jednorodzinnym (97,8%), rozważają instalacje OZE głównie respondenci mieszkający również w domu jednorodzinnym (78,9%), natomiast respondenci mieszkający w domach wielorodzinnych są w większości niechętni OZE (67,6%).

Tabela 8

Społeczna akceptacja dla OZE wg rodzaju budynku

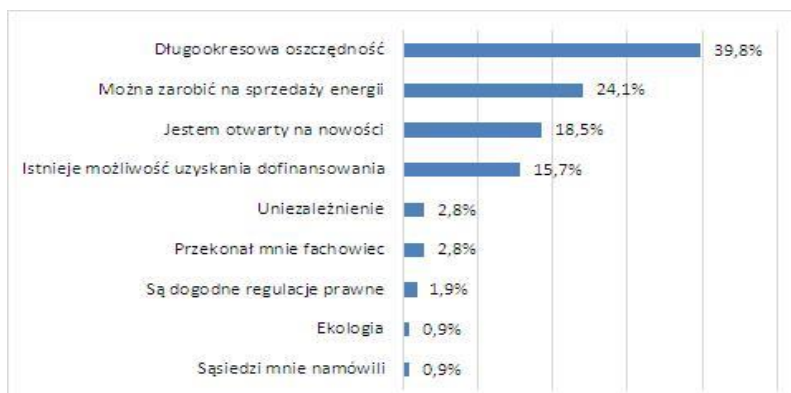
	Ma OZE	Rozważał instalację OZE	Nie chce OZE	Razem
Wielorodzinny	1	60	421	482
Jednorodzinny	44	221	202	467
Razem	45	281	623	949

Przesłanki instalacji OZE oraz przyczyny i bariery nie instalowania OZE zostały szerzej opisane w pracy [7]. Najwięcej respondentów (ponad 68%) spośród tych, którzy mają OZE wskazało, że przesłanką zainstalowania OZE była oczekiwana długookresowa oszczędność. Pozostałe przesłanki są mniej istotne: „czuję się ekologiem” (17,1%), „znajomi mnie namówili” (4,9%), „przekonał mnie fachowiec w tej dziedzinie” (9,8%). Większość respondentów uważa, że największą barierą jest brak środków finansowych (15,8%), długi okres zwrotu (4,2%), za drogie w stosunku do obecnie wykorzystywanego źródła (3,2%), brak wiedzy (2,8%), przyczyny techniczne (1,6%).

Na pytanie czy planujesz być prosumentem, 108 ankietowanych odpowiedziało twierdząco, co stanowi 38,4% tych co rozważali instalację OZE. Wśród osób mających OZE 1/3 planuje być prosumentem a 2/3 nie chcą nim być. Nieco inne proporcje są w grupie respondentów rozważających instalację OZE, gdzie 20,3% planuje być prosumentem a prawie 80% nie chce nim być.

Wśród respondentów, którzy planują być prosumentami:

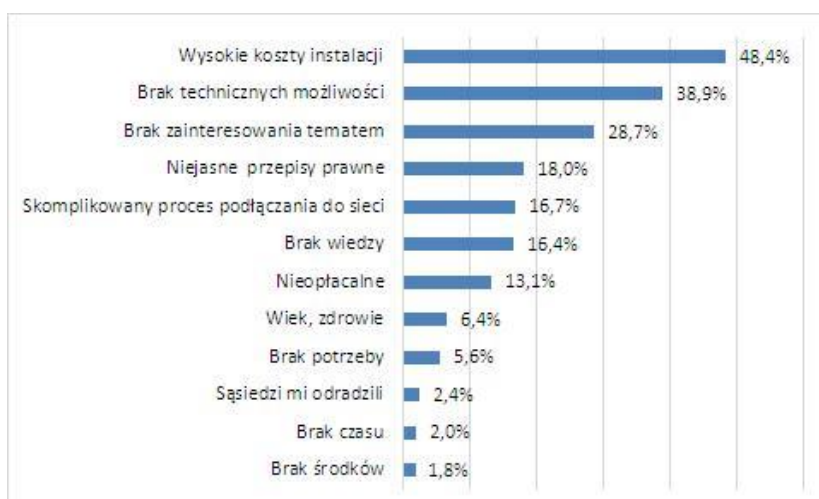
- 82 to mężczyźni (75,9%),
- 51 to osoby w wieku 30–49 lat, 27 to osoby w wieku 50-64 lat oraz 25 – w wieku 19–29 lat,
- 38 to osoby z wykształceniem średnim technicznym, 24 - wyższym technicznym oraz 19 osób z wyższym nietechnicznym.



Rys. 2. Czynniki wpływające na chęć stania się prosumentem

Ankietowani, którzy planują być prosumentami odpowiedzieli na pytanie dlaczego zdecydowali się zostać prosumentem, wybierając więcej niż jedną odpowiedź (rys. 2). Wśród czynników jakie wpływają na chęć respondentów do bycia prosumentem należy podkreślić: długookresową oszczędność (wskazało ją 39,8% respondentów), możliwość zarobienia na sprzedaży energii (24,1%), otwartość na nowości (18,5%) oraz możliwość uzyskania dofinansowania, dopłaty do kredytu i odsetek (15,7%).

Na pytanie dlaczego ankietowany nie chce być prosumentem mogli odpowiadać wszyscy respondenci, wybierając więcej niż jedną z kilku opcji (rys. 3). W sumie otrzymano 450 odpowiedzi (rys. 3). Wśród barier należy podkreślić: wysokie koszty instalacji (na które wskazało aż 48,4% respondentów), brak technicznych możliwości (38,9%), brak zainteresowania tematem (28,7%), niejasne przepisy prawne (18%), skomplikowany proces podłączania do sieci (16,7%), brak wiedzy (16,4%) oraz nieopłacalność rozwiązania (13,1%).



Rys. 3. Czynniki zniechęcające do stania się prosumentem

5. Wnioski

Z przeprowadzonych badań wyłania się obraz społeczeństwa, którego świadomość energetyczna jest na bardzo niskim poziomie:

- znajomość swojej grupy taryfowej deklaruje 12,3% respondentów,
- sprzedawcę energii elektrycznej zmieniło 8,9% ankietowanych,
- znajomość pojęcia prosument deklaruje 7,6% respondentów,
- znaczna liczba ankietowanych nie odróżnia pojęć budynek ocieplony, energooszczędny i pasywny.

Ponadto poziom rozwoju OZE wśród gospodarstw domowych nie przekracza 5%, gdyż posiadanie instalacji OZE deklaruje 4,7% respondentów. Natomiast liczba aktywnych uczestników rynku energii wśród gospodarstw domowych jest na poziomie poniżej 1%, gdyż 0,8% ankietowanych deklaruje, że jest prosumentami.

Wyniki badań pokazały, że społeczna akceptacja dla OZE jest zróżnicowana w badanych grupach podzielonych ze względu na: wiek, płeć, wykształcenie, dochody i rodzaj zamieszkiwanego budynku. Grupami, które wykazywały się największą akceptacją dla instalowania OZE są: mężczyźni, osoby w wieku 30–49 lat, osoby z wykształceniem średnim technicznym, osoby o niskich dochodach (poniżej 3 000 zł netto miesięcznie) oraz osoby mieszkające w domu jednorodzinny.

Podsumowując odpowiedzi respondentów należy podkreślić, że przesłanką zainstalowania OZE była oczekiwana długookresowa oszczędność, natomiast największą barierą był brak środków finansowych. Aspekt finansowy jest kluczowy dla instalowania OZE. W przypadku prosumentów, oprócz aspektu finansowego zwracano również uwagę na możliwości techniczne, niejasne przepisy, skomplikowany proces podłączania do sieci oraz brak wiedzy. Problem braku wiedzy pojawił się również w przypadku barier w instalowaniu OZE.

Bez poprawy społecznej akceptacji nie jest możliwy dalszy rozwój OZE szczególnie wśród gospodarstw domowych. Z przeprowadzonych badań można wyodrębnić obszary, które wymagają dodatkowego wsparcia: edukacja odbiorców, dofinansowanie rozwoju OZE, promocja rozwoju OZE, wsparcie techniczne i prawne potencjalnych prosumentów.

Literatura

- [1] Bosley, P., Bosley, K.: Public acceptability of California's wind energy developments: three studies. *Wind Engineering* 12 (5), 1988, s. 311–318.
- [2] Carlman, I.: The views of politicians and decision-makers on planning for the use of wind power in Sweden. In: *European Wind Energy Conference*, 22–36 October 1984, Hamburg, s. 339–343.
- [3] Coad P.H., Woersdorfer J.S.: Consumer support for environmental policies: an application to purchases of green cars. *Ecological Economics* 68 (7), 2009, s. 2078–2086
- [4] Diaz –Rainey I., Ashton J. K.: Profiling potential green electricity tariff adopters: green consumerism as an environmental policy tool? *Business Strategy and the Environment* 20 (2011) s. 456–470.
- [5] Federacja Konsumentów: Jak zostać prosumentem. Raport Federacji Konsumentów, Opublikowany 26.01.2016, dostępny na: <http://www.federacja-konsumentow.org.pl/n,159,1307,91,1,raport-federacji-konsumentow.html>.

-
- [6] Ropuszyńska-Surma E., Węglarz M.: The pro-economical behaviour of households and their knowledge about changes in the energy market. *ENERGY and FUELS* 2016, AGH UST, Politechnika Krakowska, 21–23 Wrzesień 2016, Kraków.
- [7] Ropuszyńska-Surma E., Węglarz M.: Bariery rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej w świetle badań ankietowych. Referat wygłoszony na konferencji Prognozowanie w Elektroenergetyce, 2016.
- [8] Scarpa R., Willis K.: Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of British households' for micro-generation technologies, *Energy Economics* no 32, 2010, s. 129–136.
- [9] Shackley S., Reiner D., Upham P., de Coninck H., Sigurthorsson G., Anderson J.: The acceptability of CO₂ capture and storage (CCS) in Europe: an assessment of the key determining factors: part 2. The social acceptability of CCS and the wider impacts and repercussions of its implementation. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 3(3), 2009, s. 344–356.
- [10] Upham P., Whitmarsh L., Poortinga W., Purdam K., Devine W.P.: Public Attitudes to Environmental Change – a selective review of theory and practice, report for RCUK/LWEC, dostępny na: <http://www.lwec.org.uk/news-archive/2009/30102009-report-published-public-attitudes-environmental-change>.
- [11] Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Dz.U. poz. 925 z dnia 22 czerwca 2016 r.
- [12] Wiśniewski G.: Rozwój odnawialnych źródeł energii i ich możliwości w zakresie modernizacji krajowej energetyki i redukcji emisji, *Ochrona atmosfery przez zmianę źródła energii*, Dolnośląski Klub Ekologiczny, Wrocław, 2016.
- [13] Wolsink M.: Contested environmental policy infrastructure: socio-political acceptance of renewable energy, water, and waste facilities. *Environmental Impact Assessment Review* 30(5), 2010, s. 302–311.
- [14] Wolsink M.: Wind power for the electricity supply of houses. *Netherlands Journal of Housing and Environmental Research* 2 (3), 1987, s. 195–214.
- [15] Yuan X., Zuo J., Ma Ch.: Social acceptance of solar Energy technologies in China – End users' perspective. *Energy Policy* 39 (2011) p. 1031–1036.

Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią

KONCEPCJA I MOŻLIWOŚCI WDROŻENIA RYNKU MOCY W POLSCE – WYBRANE NOWE UWARUNKOWANIA UNIJNE I POLSKIE

W 2016 roku prace dotyczące przygotowania do wdrożenia tzw. mechanizmu mocowego (potocznie nazywanego rynkiem mocy) w Polsce wkroczyły w kolejną fazę. Po wcześniejszych, trwających kilka lat, szerokich dyskusjach w różnych gremiach dotyczących możliwości, ale i konieczności wprowadzenia tzw. rynku dwutowarowego, w którym oprócz energii elektrycznej towarem jest moc, Ministerstwo Energii poddało konsultacjom, a następnie przyjęło dokument pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”, zawierający koncepcję rynku mocy w Polsce. W ślad za tym pod koniec 2016 roku Ministerstwo Energii poddało konsultacjom projekt ustawy o rynku mocy.

Na ww. polskie uwarunkowania, nakładają się działania Komisji Europejskiej, która 30 listopada 2016 roku opublikowała tzw. unijny pakiet zimowy, stanowiący bardzo szeroki pakiet legislacyjny, obejmujący liczne obszary energetyki unijnej, w tym zagadnienia dotyczące kształtu rynków energii.

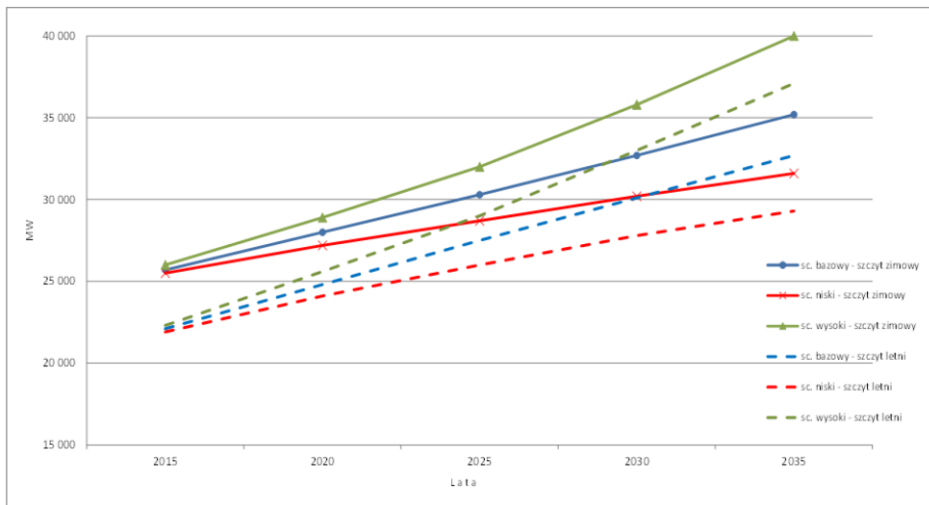
Referat jest kontynuacją tematyki dotyczącej rynków mocy, zapoczątkowanej przez autora jeszcze w 2015 roku na XXI Konferencji REE referatem [7] oraz kontynuowanej w roku 2016 na XXII Konferencji REE referatem [8].

1. Raport „Rozwiązania Funkcjonalne Rynku Mocy”

Na początku 2016 roku Minister Energii podjął decyzję o rozpoczęciu nowych prac nad projektem rynku mocy, którego celem ma być „*stworzenie efektu zachęty do podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych oraz do odstąpienia od zamiaru przedwczesnego wycofywania z eksploatacji istniejących źródeł wytwórczych*” [13].

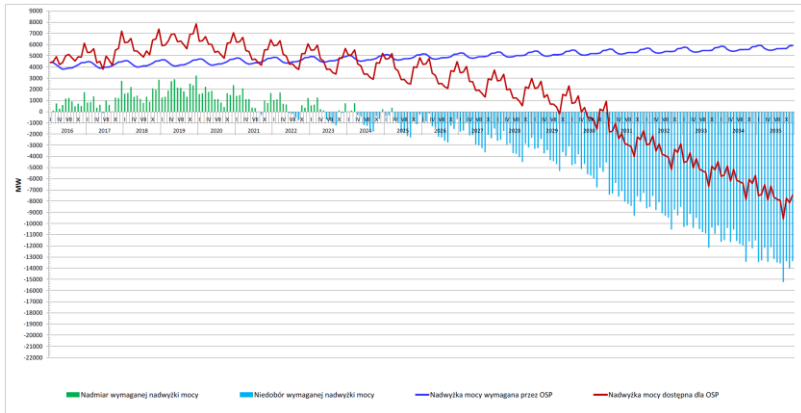
W dniu 30 września 2016 r. Ministerstwo Energii opublikowało raport pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy” [13]. (Raport), będący efektem pracy zespołu projektowego, w skład którego weszli pracownicy Ministerstwa Energii oraz eksperci z PSE S.A. W lipcu 2016 r. odbyły się konsultacje przygotowanego projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy z uczestnikami rynku energii, w wyniku których powstała ostateczna wersja Raportu, który stanowił podstawę

merytoryczną dla prac nad projektem ustawy o rynku mocy (patrz dalej). Zgodnie z Raportem [13] głównym celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio i długoterminowym. Przyrost mocy źródeł w Polsce następuje głównie w tzw. źródłach niesterowalnych, które ze względu na charakterystykę pracy, nie mogą zagwarantować dostępności mocy w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc lub w okresie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Niestety, systematycznie zmniejsza się udział sterowalnych źródeł w pokryciu zapotrzebowania na energię w Polsce, nie zmniejszając jednak potrzeby ich utrzymania i rozwoju dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Z opublikowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) „Prognozy pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035” [12] (Prognoza) wynika, że w ciągu dwóch dekad nastąpią znaczne wycofania sterowalnych źródeł mocy wytwórczych w KSE, w szczególności wynikające z zaostrzonych standardów emisyjnych (konkluzje BAT) oraz zaawansowanego wieku niektórych źródeł. Będzie jednocześnie następował dalszy wzrost zapotrzebowania na energię (i moc). Przebiegi prognozy zapotrzebowania na moc dla poszczególnych scenariuszy przytoczonych w Prognozie [12] przedstawiono na rys. 1.



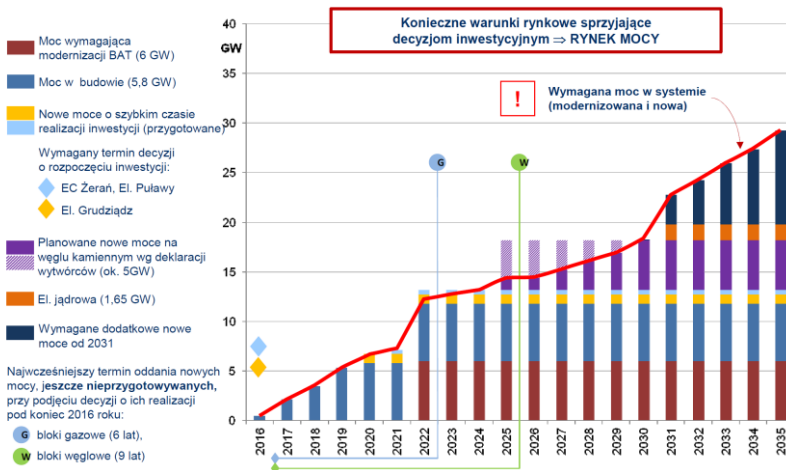
Rys. 1. Prognozy zapotrzebowania na moc w [12]

Z kolei na rys. 2 przedstawiono wynik Prognozy [12], tzw. długoterminowych analiz pokrycia zapotrzebowania (DAPZ) dla jednego z rozpatrywanych scenariuszy – scenariusza modernizacyjnego BAT.



Rys. 2. Wynik Prognozy DAPZ dla scenariusza modernizacyjnego BAT [10]

Przedstawione w opracowaniu wyniki analiz wskazują m.in., że już od 2020 roku – w scenariuszu wycofań BAT oraz od 2022 roku – w scenariuszu modernizacyjnym BAT, może wystąpić niedobór rezerw mocy. Wymagane inwestycje w nowe i modernizowane źródła wytwórcze za [5] przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Wymagane inwestycje w nowe i modernizowane źródła wytwórcze [5]

Dla uniknięcia takiej sytuacji wg [10] powinny być podejmowane działania na rzecz dostosowania istniejących źródeł wytwórczych do nowych wymagań ochrony środowiska oraz budowy nowych źródeł wytwórczych, przy czym istotne jest zapewnienie warunków rynkowych wspierających decyzje inwestycyjne.

Na potrzebę wdrożenia rynku mocy w Polsce wskazuje także opublikowany przez Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE) raport pt. „Rynek mocy - czyli

jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce” [14]. Wnioski z raportu wskazują na potrzebę podjęcia pilnych działań zmierzających do poprawy efektywności rynku energii elektrycznej w Polsce. Zaniechanie działań negatywnie wpłynie na szeroko rozumiany dobrobyt społeczny, przede wszystkim ze względu na wzrost kosztu zapewnienia energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. W przypadku braku występowania odpowiednich sygnałów ekonomicznych, w perspektywie 2025 r. wycofanych ma zostać w Polsce ok. 10 GW mocy wytwórczych, a problemy ze zbilansowaniem systemu mogą wystąpić już w 2020 r. Jednocześnie PKEE w [14] pozytywnie ocenia wprowadzenie rezerwy strategicznej i operacyjnej oraz zapowiedź wprowadzenia rynku mocy. Zaniechanie wprowadzenia rynku mocy wg PKEE to koszt ponad 10 mld zł rocznie, który z perspektywy konsumentów wywoła poważne skutki drastycznego spadku bezpieczeństwa energetycznego. Kolejnym priorytetem regulacyjnym powinno być odzwierciedlenie realnej wartości energii elektrycznej w sytuacjach zagrożenia deficytem mocy oraz szybszy rozwój DSR (ang. demand side response), czyli zarządzania popytem. Wskazany przez PKEE kierunek zmian jest zbieżny z wnioskami Raportu [13].

Zgodnie z Raportem rynek mocy ma tworzyć dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych, ale co ważne i odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Moce wymagane do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców, powiększonego o wymaganą nadwyżkę mocy w systemie elektroenergetycznym mają być kontraktowane z kilkuletnim wyprzedzeniem (oraz rocznym w przypadku aukcji dodatkowej), dzięki czemu zgodnie z [13] rynek mocy ma m.in.:

- stworzyć warunki do stabilnego funkcjonowania istniejących źródeł wytwórczych oraz do ich modernizacji, o ile źródła te są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw,
- zapewnić jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, jak również wycofanie z eksploatacji określonych zasobów wytwórczych.

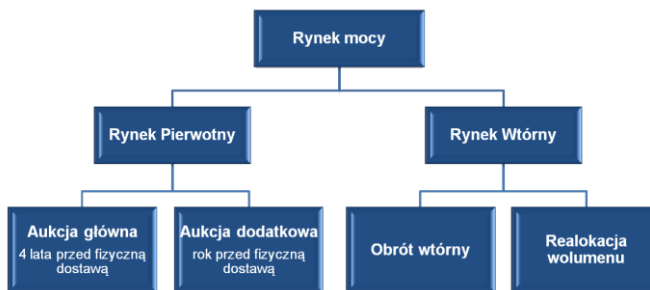
CO ważne z punktu widzenia uwarunkowań unijnych, rynek mocy w Polsce ma stworzyć również warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR), zarówno poprzez udział DSR w procesach rynku mocy, jak również poprzez świadczenie usług DSR u odbiorców przemysłowych w celu obniżenia ich szczytowego zapotrzebowania na moc, a tym samym obniżenie ponoszonych kosztów funkcjonowania rynku mocy.

Projektowany w Polsce rynek mocy ma funkcjonować równoległe do rynku energii elektrycznej i nie ma wprowadzać ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku energii elektrycznej – ceny te są kształtowane na podstawie relacji popytu i podaży na energię elektryczną. Założenia te budzą jednak szereg wątpliwości praktycznych odnośnie możliwego jednak wpływu tego rynku na rynek energii elektrycznej, poprzez m.in. pokrycie części cenotwórczych w części „mocowej”.

Ważnym elementem proponowanego w Raporcie [13] rozwiązania jest założenie, że w rynku mocy nie mogą uczestniczyć jednostki fizyczne (tu: wytwórcy), które korzystają z innych mechanizmów mocowych lub systemów wsparcia dedykowanych wybranym technologiom produkcji energii elektrycznej. Co ciekawe jednostki te mogą zrezygnować z uczestnictwa w innych mechanizmach i tym samym mogą uczestniczyć w rynku mocy.

Zgodnie z koncepcją zawartą w Raporcie [13] rynek mocy ma być rynkiem terminowym, gdzie fizyczna dostawa mocy następuje po realizacji głównych procesów handlowych. Rynek pierwotny ma mieć formę aukcji z OSP jako jedynym kupującym oraz składać się z aukcji głównej, która odbywa się w piątym roku przed fizyczną dostawą oraz aukcji dodatkowej, która odbywa się w roku poprzedzającym rok fizycznej dostawy. Co ważne dla spółek obrotu jako uzupełnienie rynku pierwotnego, w celu umożliwienia ograniczenia ryzyka uczestników rynku mocy, ma funkcjonować rynek wtórny, na którym przedmiotem obrotu są tzw. Obowiązki Mocowe (Certyfikowanych Jednostek Rynku Mocy – CJRM).

Schemat rozwiązań funkcjonalnych proponowanego w Polsce rynku mocy za [15] pokazano na rys. 4.

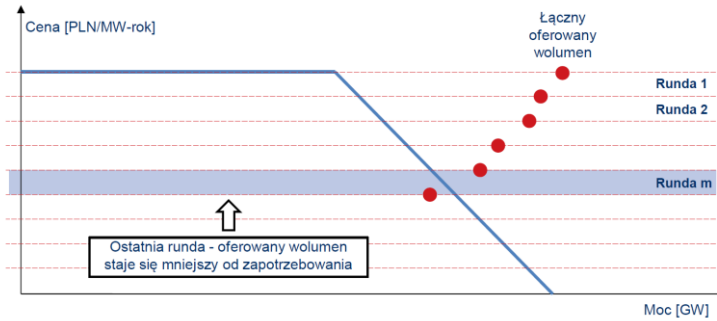


Rys. 4. Schemat rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy [15]

Aukcje, główne w ramach rynku mocy, mają być przeprowadzane przez co najmniej 10 lat, lecz najpóźniej na dwa lata przed ostatnią planowaną aukcją główną. Minister Energii, na podstawie analiz bilansowych oraz prognoz rozwoju rynku energii, ma podjąć decyzję czy wymagana jest kontynuacja funkcjonowania rynku mocy i ewentualnie w jakiej postaci.

Aukcja główna ma być prowadzona w formie tzw. aukcji holenderskiej, tj. aukcji o spadającej cenie. Aukcja ma być podzielona na z góry ustaloną liczbę rund. W każdej z rund jest ustalana cena wywoławcza, która jest obniżana w kolejnych rundach. CJRM uczestnicząc w danej rundzie zgadza się na realizację Obowiązku Mocowego po aktualnej cenie wywoławczej. W każdej rundzie CJRM może zrezygnować z uczestnictwa w kolejnych rundach aukcji zgłaszając ofertę wyjścia. Zgłoszenie oferty wyjścia zmniejsza łączny oferowany wolumen mocy w następnych rundach. Aukcja kończy się w momencie, gdy łączny oferowany

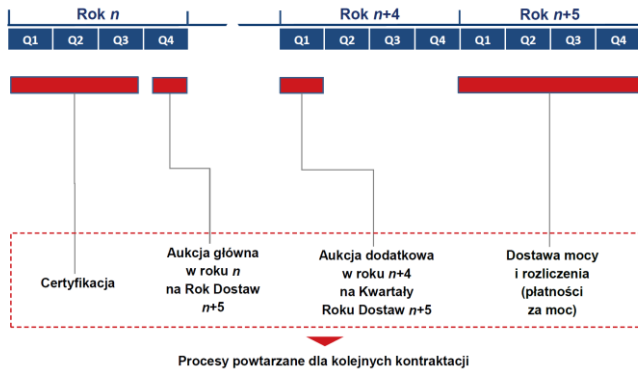
wolumen mocy będzie mniejszy niż zapotrzebowanie na moc wynikające z krzywej popytu. Poglądowy schemat przebiegu aukcji za [13] przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Schemat poglądowy przebiegu aukcji głównej [13]

Po zakończeniu aukcji oferenci (tu: dostawcy mocy), których jednostki wygrały aukcję, zawierają umowy mocowe z OSP. W umowie definiowany jest zakres obowiązków mocowego i wynagrodzenie za moc. Okresem rozliczeniowym rynku mocy jest miesiąc kalendarzowy. Jednostki, które zawarły umowę mocową są zobowiązane do pozostawania w gotowości do dostawy mocy w okresie zagrożenia ogłoszonym przez OSP. Koszty rynku mocy są ponoszone przez odbiorców końcowych – opłata mocowa ma stanowić część taryfy za przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej. Czynniki mocowy nie będzie więc wchodził do rozliczeń spółek obrotu z odbiorcami końcowymi w części dotyczącej energii elektrycznej. Stawki opłaty mocowej oraz zasady wyboru godzin szczytowych na dany rok dostaw, mają być ogłaszane przez Prezesa URE do dnia 30 czerwca poprzedniego roku. Płatnikami opłaty mocowej będą więc OSD, którzy gromadzą środki z opłaty mocowej na wyodrębnionych rachunkach, a zgromadzone środki przekazywane mają być w cyklu miesięcznym przez OSD do OSP i gromadzone przez OSP na wyodrębnionym rachunku.

Na rys. 6 przedstawiono w ślad za Raportem [13] ogólny harmonogram procesów rynku mocy.



Rys. 6. Ogólny harmonogram procesów rynku mocy [13]

Rynek mocy ma funkcjonować na podstawie następujących uregulowań:

- nowa ustawa o rynku mocy (patrz kolejny rozdział referatu) wraz z nowelizacjami istniejących ustaw (w wymaganym zakresie),
- rozporządzenia wykonawcze do ustawy o rynku mocy, uszczegóławiające przepisy ustawy w wymaganym zakresie,
- Regulamin Rynku Mocy opracowany przez OSP i podlegający zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

2. Projekt ustawy o rynku mocy

Krajowymi regulacjami prawnymi w elektroenergetyce, uszeregowanymi hierarchicznie od najważniejszych i bardziej ogólnych do podporządkowanych im, szczegółowszych są (w zakresie rynku energii, poza obszarem OZE i efektywności):

- ustawa - Prawo energetyczne [17], jako podstawowe narzędzie wdrażania dyrektyw UE, w tym dyrektywy [2],
- rozporządzenia wykonawcze Ministra Gospodarki/Ministra Energii do ustawy - Prawo energetyczne, uszczegóławiające zapisy ustaw,
- koncesje Prezesa URE, określające prawa i obowiązki koncesjonowanych przedsiębiorstw,
- zasady, regulaminy, instrukcje stanowiące rozwinięcie dokumentów wyższych poziomów regulacji prawnych, w tym w szczególności: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) oraz Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych.

Zgodnie z planami Ministerstwa Energii wdrożenia rynku mocy, ma w Polsce odbyć się nie poprzez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne [17], a poprzez całą nową ustawę o rynku mocy.

Projekt ustawy o rynku mocy [16], datowany na 30 listopada 2016 r. wraz z uzasadnieniem i tzw. Oceną Skutków Regulacji (OSR), w grudniu 2016 roku został poddany szerokim konsultacjom zarówno międzyresortowym, jak i wśród izb i towarzystw branżowych. Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.), projekt ustawy został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Energii. W przypadku zgłoszenia zainteresowania pracami nad tym projektem w trybie przewidzianym w tej ustawie, dokonane zgłoszenia zostały udostępnione w Biuletynie Informacji Publicznej jako dokumenty dotyczące prac nad projektem oraz są dostępne dla wszystkich zainteresowanych.

Zgodnie z art. 1 projektu [16], ustawa o rynku mocy ma określać organizację i zasady dostarczania mocy elektrycznej i wynagradzania za gotowość do jej dostarczania, zwane dalej „rynkem mocy” oraz prawa i obowiązki podmiotów rynku mocy. Celem funkcjonowania rynku mocy ma być zapewnienie długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju, poprzez gwarantowanie dostępności mocy elektrycznej, w tym technologii redukcji zapotrzebowania, odpowiedniej do potrzeb odbiorców, uwzględniającej uwarunkowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

Celami dodatkowymi ustawowego wdrożenia rynku mocy zgodnie z OSR mają być:

- poprawa wpływu energetyki na środowisko poprzez stworzenie warunków umożliwiających bezpieczny rozwój OZE, tj. bez negatywnego wpływu na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a także umożliwienie „wygaszenia” najstarszych elektrowni i zastąpienie ich jednostkami o niższych parametrach emisyjnych,
- efekt zachęty do budowy nowych bloków energetycznych oraz określonej modernizacji istniejących elektrowni,
- wdrożenie skutecznego, opartego na zasadach konkurencji, mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy wytwórczych oraz rozwoju DSR, przy zapewnieniu minimalizacji kosztów dla odbiorców.

Zgodnie z projektem [16] rynek mocy ma być zorganizowanym rynkiem jednego nabywcy, wdrożonym poprzez przepisy projektowanej ustawy, rozporządzeń oraz regulaminu. Ma działać w formie aukcji organizowanych OSP w oparciu o parametry aukcji ustalone przez ministra właściwego ds. energii, uwzględniające opinię Prezesa URE.

Zgodnie z uzasadnieniem do projektu, zaproponowana struktura przedmiotowa rynku mocy ma umożliwić udział w rynku mocy nie tylko dużym przedsię-

biorstwom energetycznym dysponującym elektrowniami systemowymi, ale również tzw. agregatorom, w tym także agregatorom strony popytowej.

Poszczególne rozdziały projektu ustawy o rynku mocy [17]szczegółowo określają następujące zagadnienia:

- Dział I. Przepisy ogólne.
 - 1) Przedmiot regulacji i definicje.
 - 2) Prawa i obowiązki podmiotów rynku mocy.
- Dział II. Organizacja rynku mocy.
 - 1) Certyfikacja.
 - 2) Aukcje mocy.
 - 3) Umowa mocowa.
 - 4) Rynek wtórny.
 - 5) Rejestr rynku mocy
- DZIAŁ III. Wykonanie obowiązku mocowego i rozliczenia na rynku mocy.
 - 1) Wykonanie obowiązku mocowego.
 - 2) Wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego i proces rozliczeń.
 - 3) Opłata mocowa.
- DZIAŁ IV. Rozstrzyganie sporów i regulamin rynku mocy.
 - 1) Rozstrzyganie sporów.
 - 2) Regulamin rynku mocy.
- DZIAŁ V. Kary pieniężne.
- DZIAŁ VI. Przepisy zmieniające.
- DZIAŁ VII. Przepisy przejściowe i dostosowujące.

Ustawa ma wejść życie w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Należy dodatkowo podkreślić, że art. 73 projektu [16] przewiduje po stronie Rady Ministrów obowiązek ewaluacji działania rynku mocy najpóźniej w 2024 r. i podjęcie decyzji o przedłużeniu jego działania.

Zgodnie z uzasadnieniem do projektu [16], rynki mocy są uważane za środki interwencji wiążące się z udzielaniem pomocy publicznej. Art. 74 wdraża zatem tzw. klauzulę *standstill* – przewiduje wstrzymanie stosowania ustawy do czasu uzyskania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w projekcie ze wspólnym rynkiem albo decyzji stwierdzającej, że mechanizm przewidziany w ustawie nie stanowi pomocy publicznej.

Zgodnie z OSR projekt [16] obejmuje podjęcie dodatkowych środków, o których mowa w art. 5 ust. 2 lit. a) dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. W rozumieniu ww. dyrektywy Państwa Członkowskie podejmują właściwe środki w celu utrzymania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię

elektryczną, a wystarczalnością mocy wytwórczych. W związku z powyższym projektowany rynek mocy jest, zgodnie z ww. dyrektywą, dodatkowym środkiem obejmującym przepisy ułatwiające tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejście na rynek nowych wytwórców energii. Wdrożenie tych środków jest fakultatywne i powinno mieć miejsce w przypadku, gdy Państwu Członkowskiemu grożą niedobory zdolności wytwórczych.

Komisja Europejska uznaje mechanizmy mocowe za środki interwencji wiążące się z udzielaniem pomocy publicznej w rozumieniu art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. W związku z tym w dniu 16 listopada 2016 r. została dokonana prenotyfikacja w Komisji Europejskiej w celu uzyskania pewności prawnej.

Zrzeszające spółki obrotu Towarzystwo Obrotu Energią (TOE), czynnie włączyło się w prowadzone prace [11], w tym konsultacje dokumentów dotyczących wdrożenia rynku mocy w Polsce. TOE poddało wewnętrznym konsultacjom i opiniowaniu, zarówno Raport [13], jak projekt ustawy o rynku mocy [16]. Dla spółek obrotu kluczowa będzie możliwość handlu na tzw. rynku wtórnym. Rynek wtórny w projektowanej ustawie (art. 38-39) ma obejmować dwa rodzaje transakcji:

- obrót obowiązkiem mocowym – możliwość przeniesienia *ex ante* części z kontraktowanego wolumenu mocy na inną jednostkę rynku wtórnego,
- realokację wolumenu – możliwość saldowania *ex post* niewykonania obowiązku mocowego przez jedną jednostkę z wykonaniem ponad wymaganie przez inną jednostkę.

Z punktu widzenia spółek obrotu, projekt ustawy [16] nie wprowadza ograniczeń w zakresie innych form transakcji bilateralnych, z zastrzeżeniem, że skutek dla zawartych umów mocowych mają wyłącznie transakcje wyżej wymienione. Ustawa nie określa także platformy, na której odbywa się kojarzenie ofert dostawców mocy, przez co możliwe są zarówno transakcje bilateralne, jak i stworzenie rynku zorganizowanego.

3. Rynek regulacyjnych usług systemowych - ORM, IRZ - zmiany od 1 stycznia 2017 r.

Jako punkt wyjścia dla opisanego w poprzednich rozdziałach referatu rynku mocy, należy przyjąć obecną sytuację i tzw. katalog istniejących regulacyjnych usług systemowych (RUS) [8]. W celu poprawy sytuacji w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych OSP stosuje kilka mechanizmów w postaci usług systemowych, które mają charakter tzw. działań doraźnych poprawy rentowności istniejących źródeł wytwórczych. Mechanizmy te nie zapewniają w pełni sygnałów cenowych, które pozwoliłyby na działania inwestycyjne dla budowy lub modernizacji źródeł wytwórczych w ilości

wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w najbliższych latach (patrz też [5],[6],[12]).

Katalog RUS, sposoby ich wyceny i modele rozliczenia ustala OSP w ramach swoich działań na rynku systemowym w opracowywanej i zatwierdzanej przez Prezesa URE IRiESP [3] w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Katalog RUS zawarty w IRiESP [3], był m.in. przedmiotem zeszłorocznego referatu autora [8]. Z punktu widzenia zmian, które miały miejsce na przełomie ostatnich lat szczególne znaczenie miały zmiany dotyczące ORM i IRZ. Zgodnie z zapisami IRiESP [3] ORM są to zdolności wytwórcze JGWa będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla OSP ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym w ramach generacji swobodnej.

Mechanizmy ORM i IRZ zostały wdrożone jako tzw. działania doraźne dla poprawy bieżącej sytuacji do czasu wdrożenia rozwiązań systemowych w postaci rynku mocy. Operator praktycznie co rok poddaje modyfikacjom ORM, IRZ oraz usługi dla DSR (redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP - DSR [6]interwencyjny). Począwszy od pierwszego roku dostaw na rynku mocy, zgodnie z OSR dla ustawy o rynku mocy, co do zasady nie będzie potrzeby kontynuowania tych mechanizmów w obecnej formie. Mechanizmy mogą stać się nadmiarowe, a tym samym zostaną usunięte lub zostaną odpowiednio dostosowane, co spowoduje, że część kosztów rynku mocy zostanie skompensowana przez obecne koszty ORM i IRZ.

Jak wspomniano w [8], od 1 stycznia 2016 r. rozliczenia ORM zostały uzupełnione o dwa dodatkowe tryby dokonywania rozliczeń uzupełniających: (i) miesięczne oraz (ii) roczne. W pierwszym z nich dokonywane jest rozliczenie niewydatkowanych, w ramach rozliczeń dobowych danego miesiąca, kwot godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR, patrz tabela 1). W drugim rozliczenie niewydatkowanych, w ramach rozliczeń miesięcznych, części kwot składających się na uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania taryfy OSP. W zakresie IRZ od 1 stycznia 2016 r. określono zasady wykorzystywania oraz rozliczania na Rynku Bilansującym (RB) Jednostek Grafikowych OSP aktywnych świadczących usługę interwencyjną rezerwa zimna.

W roku 2016 OSP zaproponował i po konsultacjach przedłożył Prezesowi URE, wejście w życie kolejnych zmian dotyczących ORM, IRZ.

Parametry modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy dla lat 2014 – 2017 za [18], w tym dla 2017 roku za [10] przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Parametry modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy [17], [22]

Lp.	Pozycja	2014	2015	2016	2017
1	Budżet godzinowy ORM(BGOR), zł		106 246,72	128 758,72	144 070,61
2	Cena referencyjna godzinowa ORM (CRRM), zł/MW-h	37,13	37,28	41,20	41,79
3	Wielkość godzinowa wymaganej ORM (WRM), MW-h	4 083,63	4 155,37	3 451,09	3 447,49
4	Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania (WS)	3780/8760	3810/8760	3780/8784	3765/8760
5	Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (PWI)	1,024	1,012	1,017	1,013
6	Prognozowany wskaźnik zmiany zapotrzebowania na moc KSE w roku (WPZ)	1,000	1,012	1,022	1,015
7	Sumaryczne zdolności wytwórcze jednostek wytwórczych świadczących usługę interwencyjnej rezerwy zimnej, MW	0,000	0,000	830	830

Należy zwrócić uwagę, że w dniu 29 września 2016 r. PSE S.A. opublikowało oraz poddało konsultacjom –projekt Karty aktualizacji nr CB/16/2016, w którym zaproponowano:

- modyfikację zasad pozyskiwania i rozliczania ORM,
- modyfikację zasad udziału odbiorców aktywnych w RB,
- modyfikację zakresu świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

Szczegółowy zakres daleko idących zmian IRiESP obejmował [4] m.in.:

- rozszerzenie zasobów mogących uczestniczyć w ORM,
- wprowadzenie w dobie n-1 nominacji do świadczenia usługi ORM,
- wprowadzenie kryterium cenowego jako podstawy nominowania do ORM,
- ograniczenie wolumenu mocy nominowanego i rozliczanego jako ORM do wymaganej nadwyżki mocy w KSE, tj. 9% zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe,
- wyznaczanie ceny godzinowej za ORM jako ceny krańcowej pasm ORM przy uwzględnieniu ograniczeń w zakresie budżetu godzinowego ORM,
- rozliczanie ORM w godzinach szczytu zapotrzebowania w trybie (i) dobowym i dwóch trybach uzupełniających: (ii) miesięcznym oraz (iii) rocznym.

Prezes URE, mając na uwadze przeprowadzone konsultacje, swoją decyzją z 25 listopada 2016 r. zmienił jedynie zakres świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

4. Pakiet Zimowy – wybrane uwarunkowania [9]

W dniu 30 listopada 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła obszerny zestaw propozycji regulacji zorientowanych na utrzymanie konkurencyjności Unii Europejskiej zmierzający do transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, zwany potocznie Pakietem Zimowym. Pakiet Zimowy „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków, czyli jak wyzwolić potencjał wzrostu Europy” zawiera projekty dyrektyw oraz, co ważne, rozporządzeń tworzących nowy unijny rynek energii, a docelowo unię energetyczną.

Komisja Europejska po raz kolejny przygotowała pakiet zmian dla rynku energii, który ma wspomóc w osiągnięciu przez Unię Europejską (UE) dwóch podstawowych celów: zbudowania wspólnego rynku energii i sukcesu realizacji polityki klimatycznej. Pozostałe cele takie jak solidarność energetyczna, efektywność energetyczna czy bezpieczeństwo dostaw zostały potraktowane jako cele *de facto* wspierające powyższe dwa podstawowe priorytety. Generalnie należy stwierdzić, że Pakiet Zimowy jest szczególnie korzystny dla dwóch rodzajów uczestników rynku energii: sprzedawców (dotychczasowych i nowych) oraz prosumentów. W zdecydowanej większości zapisów Pakietu Zimowego wpisano ułatwienia w prowadzeniu działalności dla tych dwóch grup podmiotów poprzez mechanizmy znoszenia barier dostępu do rynku czy barier oddzielających poszczególne rynki, a także umożliwiając wejście na nowe rynki

Szczególnie istotny jest mechanizm wprowadzenia poszczególnych elementów Pakietu Zimowego w życie: poza zwyczajowo przyjętą formą wprowadzenia regulacji poprzez dyrektywy, które muszą zostać wprowadzone do porządku prawnego krajów członkowskich, wyjątkowo szeroki zakres mają projekty rozporządzeń. Rozporządzenia wchodzi w życie bez konieczności lokalnej implementacji i nie mogą być zmieniane przez kraje członkowskie.

Analizując proponowaną treść rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii można na przykład dojść do wniosku, że wiele zapisów propozycji w ramach Pakietu Zimowego miałyby wejść w życie wprost. Dla przykładu rynek mocy, byłby dostępny jedynie dla jednostek emitujących maksymalnie 550g/kWh już od 2020 roku. Taki zapis oznaczałby, że projektowany polski rynek mocy (opisany wcześniej) nie wszedłby w życie dla jednostek o emisyjności większej niż zapisana w rozporządzeniu. Czyli dla większości potencjalnie uczestniczących w nim jednostek.

Można odnieść wrażenie, że Pakiet skonstruowano w taki sposób, aby za wszelką cenę uniknąć wprowadzenia rynku dwutowarowego (w Polsce rynek mocy). Tak można wyjaśnić propozycje braku ograniczeń cenowych na rynku bilansującym i jednoczesny obowiązek uczestnictwa na nim wszystkich uczestników rynku (również wytwórców OZE), minimalny poziom cen ujemnych (-2000 Euro), wzmacnianie rynków krótkoterminowych czy odchodzenie od *priority dispatch* dla źródeł OZE.

Jednocześnie pisze się o stabilnych cenach dla odbiorców, co powoduje pojawienie się w gronie sprzedawców naturalnego pytania: czy sprzedawca ma w takim wypadku ponosić ryzyko zmiany cen na rynkach krótkoterminowych i rynku bilansującym?

W tym samym trendzie są propozycje rekompensat finansowych dla wszystkich źródeł energii łącznie z DSR i magazynami energii. Rekompensaty powinny być wyliczane w oparciu o metody rynkowe lub administracyjne przy zastrzeżeniu pokrycia dodatkowych kosztów do 90% utraconych przychodów z tytułu niesprzedania wyprodukowanej / zmagazynowanej energii.

Krótką analizą szans i ryzyk dla sprzedawców wskazuje na przewagę szans zwłaszcza, że Pakiet *de facto* pomniejsza rolę OSP na rynkach lokalnych i ich możliwości ograniczenia przepływów pomiędzy lokalnymi systemami. Nakłada on na OSP obowiązki koordynacji regionalnej zarządzania przepływami, *market coupling* i obowiązek pokrycia kosztów np. przepływów kołowych (przez tego OSP, który je wywołuje).

Największym ryzykiem dla spółki obrotu jest wzrost potencjalnych kosztów zakupu energii na potrzeby odbiorców i pytanie, czy towar, jakim jest energia elektryczna będzie na tak zdefiniowanym rynku w Polsce dostępny. Przy ograniczeniach w poziomie maksymalnej emisji (550g/kWh) możemy mieć w kraju problem z uczestnikami rynku mocy, rozchwianiem się cen na rynku przy jednoczesnym „naturalnym” dążeniu regulatorów do ograniczenia wahań i – przede wszystkim – wzrostów cen dla klientów.

5. Wnioski

Zarówno w Polsce, jak i w licznych, innych krajach Unii Europejskiej trwają wzmożone dyskusje i prace zmierzające w kierunku uwzględnienia w rozliczeniach na rynku energii nie tylko energii elektrycznej, ale także i mocy. Część państw przeszła z rozważań teoretycznych i prac studialnych do wdrożenia konkretnych rozwiązań.

W Polsce w 2016 roku prace dotyczące przygotowania do wdrożenia rynku mocy wkroczyły w kolejną fazę. Po wcześniejszych, trwających kilka lat, szerokich dyskusjach Ministerstwo Energii poddało konsultacjom, a następnie przyjęło dokument pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”, zawierający koncepcję rynku mocy w Polsce.

Kluczowym dla polskiego rynku mocy dokumentem prawnym jest opublikowany i poddany konsultacjom pod koniec 2016 roku przez Ministerstwo Energii projekt ustawy o rynku mocy.

Należy podkreślić, że uczestnicy rynku energii w Polsce, w tym przedstawiciele TOE, włączają się we wszystkie prowadzone nad nowym modelem rynku prace. Dla sektora obrotu kluczowy będzie wpływ planowanych zmian na działania sprzedawców zarówno w zakresie hurtowego, jak i detalicznego rynku energii elektrycznej.

Literatura

- [1] Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity. Raport on 30 July 2013, ACER.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
- [3] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst jednolity obowiązujący od dnia: 03.03.2017 r.). PSE S.A. Konstancin Jeziorna, 2017.
- [4] Karta aktualizacji nr CB/16/2016 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, PSE, Konstancin Jeziorna, 29 września 2017 r.
- [5] Kłosowski E.: Rynek Mocy - projekt rozwiązań funkcjonalnych. Model rynku energii w kontekście obecnej sytuacji bilansowej w KSE, PSE S.A. Warszawa, 4 lipca 2016 r.
- [6] Kulesa M.: Handel energią elektryczną. Studia Podyplomowe Funkcjonowanie Rynku Energii. Szkoła Główna Handlowa. Warszawa, 20 listopada 2016 r.
- [7] Kulesa M.: Rynek mocy - wybrane uwarunkowania a model rynku energii

- elektrycznej w Polsce. W: Materiały XXI Konferencji Naukowo - Technicznej Rynek Energii Elektrycznej: „Rozwój rynku a konkurencyjność gospodarki”, Kazimierz Dolny, 11-13 maja 2015 r.
- [8] Kulesa M.: Świadczenie regulacyjnych usług systemowych w systemie elektroenergetycznym a wprowadzenie rynku mocy. W: Materiały XXII Konferencji Naukowo – Technicznej: Rynek Energii Elektrycznej: „Bezpieczeństwo energetyczne Polski, Kazimierz Dolny, 25-27 kwietnia 2016 r.
- [9] Pakiet Zimowy - wstępna ocena sprzedawców zrzeszonych w TOE. TOE, Warszawa, 25 stycznia 2017 r.
- [10] Parametry modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy dla 2017 roku. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Konstancin Jeziorna, 19 grudnia 2016 r.
- [11] Praca zbiorowa: Rynek energii elektrycznej w Polsce - stan na 31 marca 2016 r. Towarzystwo Obrotu Energią. Warszawa, 31 marca 2016 r.
- [12] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035. PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016 r.
- [13] Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, Ministerstwo Energii, 30 września 2016 r.
- [14] Rynek mocy - czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce”. Raport PKEE, Warszawa, sierpień 2016.
- [15] Rynek Mocy - projekt rozwiązań funkcjonalnych. Spotkanie otwierające proces konsultacji, Ministerstwo Energii, PSE S.A. Warszawa, 4 lipca 2016 r.
- [16] Ustawa o rynku mocy. Ministerstwo Energii. Projekt z dnia 30.11.2016 r. Wersja 2.3 wraz z uzasadnieniem oraz Oceną Skutków Regulacji.
- [17] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn. zm.).
- [18] <http://www.pse.pl>
- [19] <http://www.toe.pl>

Paweł CICHOSZ¹, Piotr WIĄCEK²

¹Kancelaria Radcy Prawnego, ²PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin

CZY KLASTRY ENERGII ZMIENIĄ POLSKĄ ENERGETYKĘ?

Ustawą z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw [1] (dalej zwana ustawą nowelizującą OZE) wprowadzono do systemu prawnego nową instytucję – klastery energii.

Zgodnie z art. 2 pkt 15a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [2] (dalej ustawa o OZE) w brzmieniu nadanym przez ustawę nowelizującą OZE, *klastery energii to cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 814) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. z 2016 r. poz. 446); klastery energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej "koordynatorem klastra energii".*

Całość materii ustawowej dotyczącej klastrów energii jest niezwykle skromna i obok cytowanej wyżej definicji klastra zawiera się w jeszcze jednym tylko przepisie – art. 38a ustawy o OZE, także wprowadzonym przez ustawę nowelizującą OZE. Przepis ten stanowi, że:

1. Wykonywanie działalności gospodarczej, o której mowa w art. 32 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, w ramach klastra energii jest realizowane w ramach koncesji wydanej dla koordynatora klastra energii lub w ramach wpisu koordynatora klastra energii do rejestru, o którym mowa w art. 7 lub art. 23 lub art. 34.
2. Do koordynatora klastra energii stosuje się przepis art. 9d ustawy - Prawo energetyczne w zakresie dotyczącym przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w rozumieniu przepisów prawa energetycznego.
3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym zamierza współpracować klastery energii, jest obowiązany do zawarcia z koordynatorem klastra energii umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy - Prawo energetyczne.

4. Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców energii będących członkami tego klastra.
5. Działalność klastra energii nie może obejmować połączeń z sąsiednimi krajami.

Mając na uwadze tę niezwykle zwięzłą (od strony normatywnej) regulację, należy pojąć próbę ustalenia, jaki tak naprawdę cel przyświecał ustawodawcy, przy wprowadzaniu przepisów o klastrach energii. Punktem wyjścia do tych rozważań stanie się uzasadnienie projektu ustawy nowelizującej OZE [3].

1. Cele wprowadzenia klastra energii

Przed odniesieniem się do właściwej treści uzasadnienia projektu należy jeszcze zauważyć, że zgodnie z jego pierwotnym brzmieniem sama instytucja klastra energii nie miała być jednolita. Klastry miały dzielić się na makroklastry energii, których granice nie mogły przekraczać jednego powiatu oraz mikroklastry energii, których granice nie mogły przekraczać jednej gminy.

W samym uzasadnieniu projektu czytamy zaś: *Rozwiązania przedstawione dla mikro i makroklastra energii stanowią będą punkt wyjścia do pogłębiania wiedzy na temat rozwoju nowoczesnych technologii informacyjno-komunikacyjnych, a także potrzeby zrównoważenia energetycznego na obszarach lokalnych, a także terenach wiejskich. Prowadzone prace doprowadziły do wypracowania koncepcji odnoszącej się do technologii OZE, która będzie wpływać na promowanie przedsiębiorczego i społecznego podejścia w grupach ludności zamieszkujących głównie tereny wiejskie. Mowa tu o mikroklastrach energii, które poprzez połączenie działań z kilku obszarów gospodarki mogą zapewnić lokalną samowystarczalność energetyczną.*

Zaskakującym jest fakt, że wprowadzenie nowych przepisów miało w zamierzeniu projektodawców służyć dopiero pogłębieniu wiedzy na określony temat. Wydaje się bowiem, że kolejność powinna być w zasadzie odwrotna, tj. zgromadzenie wiedzy na określony temat umożliwiłoby skonstruowanie określonego rozwiązania prawnego. Nie może jednak ująć uwadze fakt, że już w tym miejscu zasygnalizowano potrzebę pogłębiania wiedzy dot. potrzeby zrównoważenia energetycznego na obszarach lokalnych, co – jak się wydaje – jest właśnie zasadniczym zastosowaniem rozwiązania klastrowego.

W dalszej części uzasadnienia projektu czytamy także o roli koordynatora klastra: *Zgodnie z dodaną jednostką redakcyjną art. 38a. w projekcie ustawy wykonywanie działalności gospodarczej w ramach mikro- lub makroklastra energii może być realizowane w ramach koncesji dla podmiotu, który koordynuje tę część wspólnego przedsięwzięcia na podstawie umowy z pozostałymi podmiotami.*

Chociaż ta część uzasadnienia projektu sprowadza się w istocie do powtórzenia treści projektowanego przepisu, który będzie poddany analizie

w dalszej kolejności, to już w tym miejscu wypada zasygnalizować, że w wymiarze instytucjonalnym, to koordynator klastra staje się jego emanacją w przestrzeni prawnej, zwłaszcza jeżeli stanowi odrębny podmiot prawny od członków klastra energii.

I wreszcie najważniejsza, jak się wydaje część uzasadnienia odnosi się do współpracy klastra z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego: *Gwarancją zapewnienia odpowiedniego współdziałania operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z którą zamierza współpracować mikro lub makroklastr energii jest jego zobowiązanie do zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do tej sieci, na zasadzie równego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dystrybucji energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci. Nawet jeśli powyższe warunki nie zostaną spełnione, operator sieci dystrybucyjnej może odmówić zawarcia umowy ale odmowa, jest sporządzana w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jej przyczyn. Taka odmowa zostanie przesłana do żądającego zawarcia umowy o świadczenie dystrybucji, a dodatkowo o odmowie powiadamiany jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Jeśli dojdzie w tej sytuacji do sprawy spornej sprawę dotyczącą odmowy zawarcia umowy rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony. Prezes URE wyposażony jest w dodatkowy instrument prawny, ponieważ może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określi warunki dystrybucji energii do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.*

Warto zwrócić uwagę na ewidentne niedopracowanie uzasadnienia, jak też i samego projektu. Założenie było bowiem takie, że nakładając na operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązek zawarcia umowy dystrybucyjnej z koordynatorem klastra, jako przesłanki do zawarcia tej umowy przywołano przesłanki, których spełnienia prawo energetyczne wymaga dla zawarcia umowy przyłączeniowej¹. Świadczy to o braku wśród Autorów projektu² rozeznania co do podstawowych instytucji prawa energetycznego.

Szczęśliwie te oczywiste błędy zostały wyeliminowane na etapie prac legislacyjnych. Ostateczny kształt wprowadzonych zmian, a w tym regulacji dotyczących klastrów energii wciąż pozostawia jednak liczne wątpliwości odnośnie możliwości praktycznego zastosowania tej instytucji.

2. Legislacyjna droga przez mękę?

Dla lepszego zrozumienia intencji ustawodawcy, uznając że lakoniczne uzasadnienie projektu, nie odpowiada na podstawowe pytania i wątpliwości,

¹ Art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [4]

² Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw był projektem poselskim, a nie projektem rządowym.

warto jest sięgnąć do prac legislacyjnych, w szczególności do dyskusji jakie toczyły się w ramach Sejmowej Komisji do spraw Energii i Skarbu Państwa.

Tę „legislacyjną przygodę” powinno się rozpocząć od zacytowania słów Przewodniczącego Komisji do spraw Energii i Skarbu Państwa – Pana Posła Marka Suskiego, który na posiedzeniu Komisji w dniu 24 maja 2016 r. [5] powiedział: *Jak rozumiem intencje ustawy, to stworzenie klastrów umożliwi połączenie różnej wielkości podmiotów w jedną całość, która będzie mogła funkcjonować na tych specjalnych zasadach. Tego w tej definicji nie ma, ale takie możliwości zawarte są ustawie przy klastrach.* Jak się wydaje, w nowelizacji chodzi przede wszystkim o te właśnie „specjalne zasady”, o których mówił Pan Przewodniczący. Z obecnego kształtu przepisów w zasadzie nie sposób uchwycić, na czym miałyby one polegać. Dlatego też zachodzi potrzeba dalszej analizy prac nad projektem ustawy w Sejmie.

Rzeczywista dyskusja nad rozwiązaniami dotyczącymi klastrów miała miejsce na posiedzeniu Komisji do spraw Energii i Skarbu Państwa w dniu 31 maja 2016 r. [6].

W tym właśnie dniu padła na posiedzeniu Komisji z ust Dyrektora Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Energii – Pana Andrzeja Kaźmierskiego wypowiedź, w której określił on cele klastra, jakie przyświecały ustawodawcy, cyt.: *Zadaniem klastra jest wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania w ramach sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, nieprzekraczającym granic jednego powiatu. W sensie definicyjnym jest to całkowicie kompletne.*

Z kolei na posiedzeniu Komisji w dniu 7 czerwca 2016 r. [7], Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii, Pan Andrzej Piotrowski, powiedział: *Przypominam, zarówno w klastrach, jak i spółdzielniach chodzi o stworzenie pewnego rodzaju lokalnego zbilansowania mocy. To wcale nie jest proste, bo zbilansowanie powinno dotyczyć wszystkich sezonów i objętego przez dane przedsięwzięcie obszaru działania.*

Uwzględniając przywołane wyżej – jak się wydaje najistotniejsze w całej dyskusji, choć jest to wybór zdecydowanie subiektywny – poglądy na zamierzoną rolę klastrów energii w polskiej energetyce, można dopiero przyjrzeć się uchwalonym przepisom, tak aby ocenić, czy ich normatywna treść pozwoli osiągnąć zamierzone cele.

3. Rola koordynatora klastra energii

Kluczową z punktu widzenia organizacji klastra instytucją jest koordynator klastra. W art. 2 pkt 15a) ustawy o OZE *in fine* wskazuje się, że: *klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej "koordynatorem klastra energii"*. Rola koordynatora klastra energii jest absolutnie nie do przecenienia, przy czym znaczące jest, że może on albo przyjąć odrębną od pozostałych członków klastra podmiotowość, w jednej z form prawnych wskazanych w tym przepisie, tj. spółdzielni, stowarzyszenia lub fundacji, albo też może nim zostać jeden z członków klastra, przy czym wówczas forma prawna koordynatora jest już dowolna spośród wszystkich przewidzianych dla członków klastra energii w pierwszym zdaniu art. 2 pkt 15a) ustawy o OZE. Nie jest wiadomym z jakich powodów ustawodawca zastrzegł dla koordynatora klastra energii, który będzie podmiotem odrębnym od członków klastra właśnie takie formy osobowości prawnej, ponieważ nie wynika to z uzasadnienia do projektu ustawy. Warto jednakże zauważyć, że ani stowarzyszenie ani fundacja nie jest wiodącą formą prowadzenia działalności gospodarczej (choć jej prowadzenie w tej formie nie jest wykluczone), co w zestawieniu z regulacją dotyczącą działalności klastra wydaje się nie do końca zrozumiałe, jako że ma on wykonywać tę działalność na podstawie koncesji wydanej dla koordynatora klastra energii.

Przejawem uproszczenia w zakresie podejmowania działalności w ramach klastra jest art. 38a ust. 1 ustawy o OZE, zgodnie z którym *Wykonywanie działalności gospodarczej, o której mowa w art. 32 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, w ramach klastra energii jest realizowane w ramach koncesji wydanej dla koordynatora klastra energii lub w ramach wpisu koordynatora klastra energii do rejestru, o którym mowa w art. 7 lub art. 23 lub art. 34.*

Przepis ten już po pierwszej lekturze każe jednak postawić szereg pytań szczegółowych. Czy wydając koncesję organ będzie musiał w koncesji tej oznaczyć krąg podmiotów tworzących klaster energii, czy w przypadku poszerzenia klastra o nowe podmioty, nie będzie potrzeby uzyskiwania nowej koncesji (czy też poszerzonej), o ile nie będzie podejmowana działalność koncesjonowana innego rodzaju, wreszcie czy np. w przypadku wyłączenia się danego podmiotu z klastra będzie mógł on w dalszym ciągu prowadzić działalność koncesjonowaną lub regulowaną w oparciu o koncesję wydaną dla koordynatora klastra (w końcu był przecież beneficjentem tej decyzji, a zatem dla czego miałyby zostać pozbawiony jej korzystnych skutków po wystąpieniu z klastra)? Na żadne z tak postawionych pytań obowiązujące przepisy prawa nie dają odpowiedzi. Sama zaś konstrukcja wydaje się dość karkołomna, zważywszy że chodzi o decyzję administracyjną, której stroną będzie jeden podmiot, a beneficjentem (lub beneficjentami) inne podmioty prawa.

4. Klaster energii a OSD

Art. 38a ust. 2 ustawy o OZE wprowadził zasadę stosowania do koordynatora klastra energii art. 9d ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dotyczącym przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w rozumieniu przepisów prawa energetycznego.

Z kolei art. 38a ust. 3 ustawy o OZE stanowi, że: *Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym zamierza współpracować klaster energii, jest obowiązany do zawarcia z koordynatorem klastra energii umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy - Prawo energetyczne.* W rzeczywistości ten właśnie przepis – obok przywołanego wyżej ust. 1 – określa istotę klastra energii. Od strony jurystycznej przejawia się ona w obowiązku zawarcia przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD) umowy o świadczenie usług dystrybucji z koordynatorem klastra energii. Pozostaje jednak wypełnienie tej umowy treścią, na którą składały się będą obowiązki OSD oraz koordynatora klastra energii, a także jego poszczególnych członków, którzy mogą przecież należeć do zupełnie różnych kategorii uczestników rynku energii (wytwórcy, sprzedawcy czy też po prostu odbiorcy). Art. 5 ust. 2 pkt 2 Prawa energetycznego przewiduje, że umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii zawiera co najmniej postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych lub energii w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych lub energii do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania. Ponadto, zgodnie z art. 5 ust. 2a pkt 2) Prawa energetycznego umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, której stroną jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także – w przypadku kiedy użytkownikiem takim jest przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej – oznaczenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego podmiotu.

Ustawodawca nie zmienił katalogu obligatoryjnych elementów umowy dystrybucyjnej w celu dostosowania jej do umowy z koordynatorem klastra energii. To z kolei rodzi szereg wątpliwości. Taką podstawową jest oznaczenie strony umowy dystrybucyjnej. W sensie formalnym będzie to oczywiście koordynator klastra energii. Ale nie można tracić z pola widzenia, że umowę tę zawierał on będzie na rzecz wszystkich członków klastra, których charakter

udziału w rynku energii będzie przecież zróżnicowany. Uregulowanie tak skomplikowanych relacji faktycznych w jednej umowie o świadczenie usług dystrybucji będzie z pewnością wyzwaniem dla OSD.

Kolejnym problemem będzie oznaczenie miejsc dostarczania energii, a ściślej miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców (art. 38a ust. 4 ustawy o OZE), chociaż ten akurat element umowy jest jeszcze względnie oczywisty, w odróżnieniu od np. grupy taryfowej. Pytanie o grupę taryfową jest zasadniczym z punktu widzenia OSD, który będzie przecież musiał dokonać rozliczenia usług dystrybucji świadczonych dla klastra energii, a zatem dla wszystkich jego członków. W jaki zatem sposób powinno się określić grupę taryfową w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych z koordynatorem klastra energii? Można zakładać, że Autorzy projektu zamierzali określić w umowie grupę taryfową osobno dla każdego z miejsc dostarczania energii. Pozostaje jednak pytanie, jaki jest w takim przypadku sens wprowadzenia jednej umowy o świadczenie usług dystrybucji, skoro – na potrzeby rozliczenia – będzie ona służyła jedynie prostej agregacji danych ze wszystkich miejsc dostarczania energii znajdujących się w klastrze energii.

Uwzględniwszy fakt, że zasadniczym uprawnieniem klastra energii jest prawo do zawarcia z OSD umowy dystrybucji energii elektrycznej, można postawić tezę, że celem klastra będzie przede wszystkim funkcjonalne wydzielenie określonego obszaru infrastruktury sieciowej, w ramach której – na podstawie postanowień umowy dystrybucyjnej – jedni członkowie klastra energii mogliby sprzedawać wytworzoną energię elektryczną innym członkom tego klastra, dokonując w ramach klastra bilansowania tej energii. Z kolei w razie powstania nadwyżki energii elektrycznej wytworzonej przez członków klastra energii, która nie zostałaby zakupiona przez innych członków klastra, może ona zostać zbilansowana z operatorem systemu dystrybucyjnego.

Charakterystycznym jest, że bilansowanie, o którym mowa powyżej należy rozumieć w kontekście art. 2 pkt 15a) ustawy o OZE, tj. jako równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji i obrotu w ramach klastra energii, a nie jako bilansowanie handlowe w rozumieniu Prawa energetycznego. Czy jednak takie równoważenie dystrybucji i obrotu energii wśród członków klastra będzie w ogóle możliwe i przyniesie wymierne efekty, skoro usługi dystrybucyjne będą i tak rozliczane jako ich suma realizowana dla poszczególnych członków klastra? Być może dopiero praktyka funkcjonowania poszczególnych klastrów energii wykształci sposób takiego układania ich relacji z OSD oraz przedsiębiorstwami obrotu energią, który pozwoli dostrzec rzeczywiste korzyści z wprowadzenia do systemu prawa instytucji klastrów energii.

5. Podsumowanie

Czy zatem na pytanie podstawione w tytule można odpowiedzieć twierdząco? Patrząc na powtarzające się wielokrotnie i łączone z klastrami hasło, które możemy streścić jako „*lokalna samowystarczalność energetyczna*”, trudno na razie patrzeć optymistycznie na powodzenie tego rozwiązania. Klaster nie zbuduje nowych sieci elektroenergetycznych, źródeł wytwórczych. Jego rola to ewentualne kojarzenie ze sobą takich podmiotów. Ale szczegółowych przepisów regulujących funkcjonowanie takiej struktury brak i nie wiemy, czy w ogóle powstaną.

Czy klaster energii może mieć sens z ekonomicznego punktu widzenia? Tu również brak jakichkolwiek wskazówek – chociażby jakie stawki opłat będzie stosował operator systemu dystrybucyjnego przy rozliczaniu zawartej z koordynatorem klastra umowy o świadczenie usług dystrybucji. Brak przesłanek wskazujących na możliwość stosowania innych stawek opłat niż taryfowe. Trudno także nie zauważyć, że już dzisiaj nic nie stoi na przeszkodzie aby powstawały grupy zakupowe umożliwiające uzyskanie korzystnej ceny zakupu/sprzedazy energii elektrycznej. Do tego klaster nie jest potrzebny.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r., poz. 925).
- [2] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015r. poz. 478, 2365, z 2016 r. poz. 925, 1579).
- [3] Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Druk Sejmowy Sejmu VIII Kadencji nr 476, dostępny na stronach Sejmu RP pod adresem <http://sejm.gov.pl/Sejm8.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=476>.
- [4] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2017 r. poz. 220 z późn. zm.).
- [5] Stenogram z posiedzenia Komisji Energii i Skarbu Państwa z dnia 24 maja 2016 r., <http://orka.sejm.gov.pl/Zapisy8.nsf/wgsknrn/ESK-21>.
- [6] Stenogram z posiedzenia Komisji Energii i Skarbu Państwa z dnia 31 maja 2016 r., <http://orka.sejm.gov.pl/Zapisy8.nsf/wgsknrn/ESK-22>.
- [7] Stenogram z posiedzenia Komisji Energii i Skarbu Państwa z dnia 7 czerwca 2016 r., <http://orka.sejm.gov.pl/Zapisy8.nsf/wgsknrn/ESK-23>.

Paweł TERLIKOWSKI, Józef PASKA, Karol PAWLAK

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

RYNEK ENERGII W STANACH ZJEDNOCZONYCH

Stany Zjednoczone Ameryki Północnej są obecnie trzecim państwem na świecie zarówno pod względem powierzchni, gdzie ustępują jedynie Federacji Rosyjskiej i Kanadzie, jak i liczby ludności, w której przewyższa je Chińska Republika Ludowa oraz Indie. W 2015 ich powierzchnia wynosiła¹ 9831 tys. km² (Polska – 312 tys. km²), zaś populacja - 321,4 mln ludzi (38,0 w Polsce) [1].

Pod względem wielkości Produktu Krajowego Brutto Stany Zjednoczone są najbogatszym państwem na świecie [2]. W 2015 PKB USA wyniósł 18,037 bln USD, czyli 56,1 tys. USD w przeliczeniu na osobę (dla porównania w Polsce PKB odpowiednio 477 mld USD i 12,6 tys. USD/os) [1].

Wiodącymi sektorami gospodarki amerykańskiej (według ich wkładu w tworzenie PKB) były w 2014 r.:

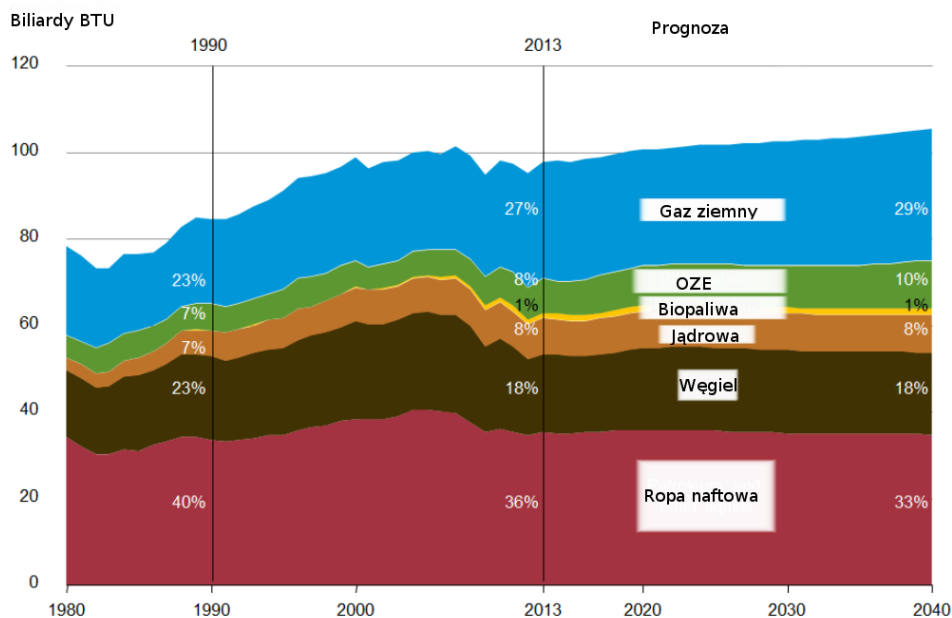
- finanse (usługi finansowe, ubezpieczeniowe, pośrednictwo w handlu nieruchomościami) - odpowiadały za tworzenie 20,0% PKB Stanów Zjednoczonych,
- usługi biznesowe (prawne, informatyczne, administracyjne) - 12,6% PKB;
- handel (hurtowy i detaliczny) – 11,9% PKB,
- przemysł wytwórczy – 11,5% PKB,
- edukacja, ochrona zdrowia i pomoc społeczna – 8,1% PKB,
- media (przemysł wydawniczy, filmowy, fonograficzny) – 4,4% PKB.

1. Charakterystyka rynku paliw i energii w USA

Według danych federalnej Agencji Informacji Energii EIA [4] całkowite zużycie energii w USA we wszystkich paliwach pierwotnych w 2014 wyniosło 2450 Mtoe (czyli ok. 102 tys. PJ), natomiast krajowa produkcja - 2060 Mtoe.

Dla porównania w Polsce w tym okresie zużycie wyniosło 98 Mtoe (4 tys. PJ). Krajowa produkcja była również mniejsza od zużycia i w 2014 kształtowała się na poziomie 59 Mtoe. W strukturze zużycia paliw pierwotnych w USA dominują ropa naftowa (36%), gaz ziemny (27%) i węgiel kamienny (18%). Prognozy EIA (tzw. scenariusz referencyjny) nie przewidują istotnych zmian w kolejnych dwóch dekadach (rys. 1).

¹ Według niektórych źródeł, jak np. [2], powierzchnia USA to 9525 tys. km², więc pod tym względem wyprzedzają je jeszcze Chiny z 9572 tys. km².



Rys. 1. Historyczna i prognozowana struktura wykorzystania paliw pierwotnych w USA do roku 2040 w 10^{15} Btu [4]

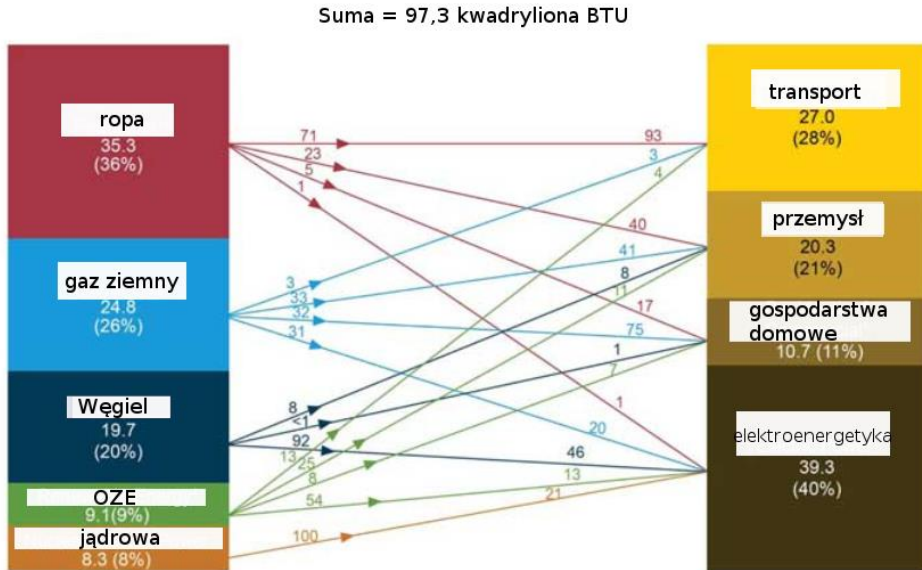
Warto nadmienić, że potrzeby energetyczne w zakresie ropy przewyższają aktualną krajową produkcję, zarówno w USA, jak i w Polsce. Natomiast węgla kamiennego w Polsce produkuje się mniej (tabela 1), co powiększa polską zależność od importu paliw z zagranicy.

Tabela 1.

Porównanie wydobycia i zużycia niektórych paliw w USA i Polsce [5]

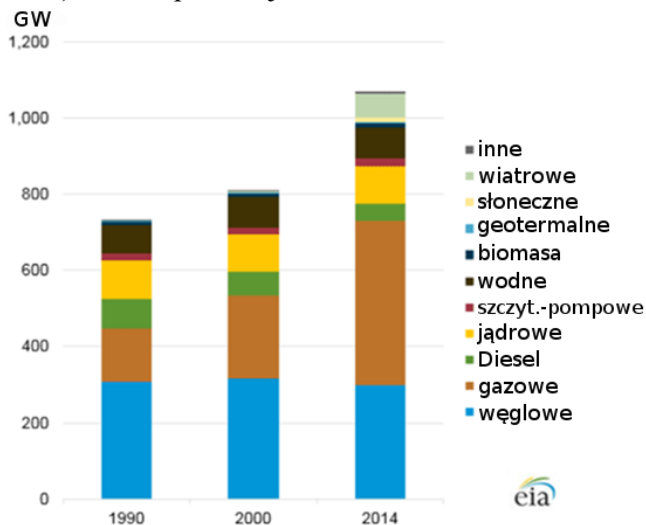
Paliwo pierwotne	USA	Polska
Wydobycie węgla kamiennego w 2014	907 mln Mg/rok	136 mln Mg/rok
Zużycie węgla kamiennego w 2014	833 mln Mg/rok	137 mln Mg/rok
Wydobycie ropy i innych paliw płynnych w 2015	12 124 tys. baryłek/dzień	56 tys. baryłek/dzień
Zużycie ropy i innych paliw płynnych w 2015	19 395 tys. baryłek/dzień	537 tys. baryłek/dzień

Procentowy udział poszczególnych sektorów w wykorzystaniu energii pierwotnej w USA przedstawiono na rys. 2. Dane pochodzą z 2011 r., całkowity wolumen energii pierwotnej wynosił wtedy $97,3 \cdot 10^{15}$ Btu.



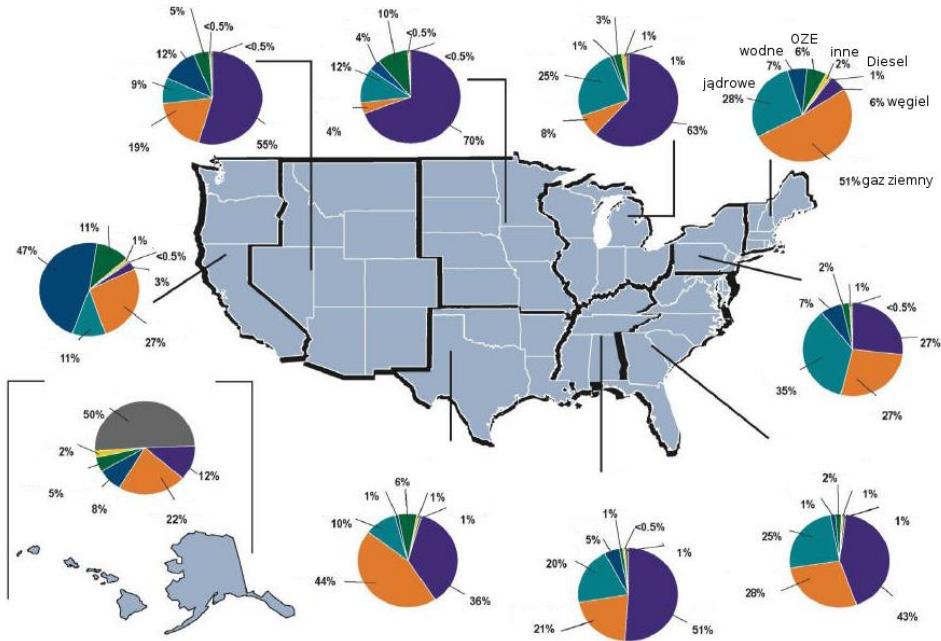
Rys. 2. Konsumpcja energii pierwotnej w USA w podziale na źródła i sektory [4]

W strukturze mocy zainstalowanej elektrowni (rys. 3) dominuje węgiel i gaz ziemny, choć wyraźna jest dynamika zachodzących zmian. W 1990 elektrownie na węgiel kamienny wytwarzały ponad połowę energii elektrycznej, stanowiąc 42% mocy. Do 2014 ich udział w produkcji zmalał do 39%, zaś w mocy do 28%, pomimo stosunkowo niewielkiego spadku ich mocy zainstalowanej. W tym samym okresie udział elektrowni z turbinami gazowymi podwoił się (z 19% do 40%), zaś ich produkcja wzrosła z 12% w 1990 do 28% w 2014.



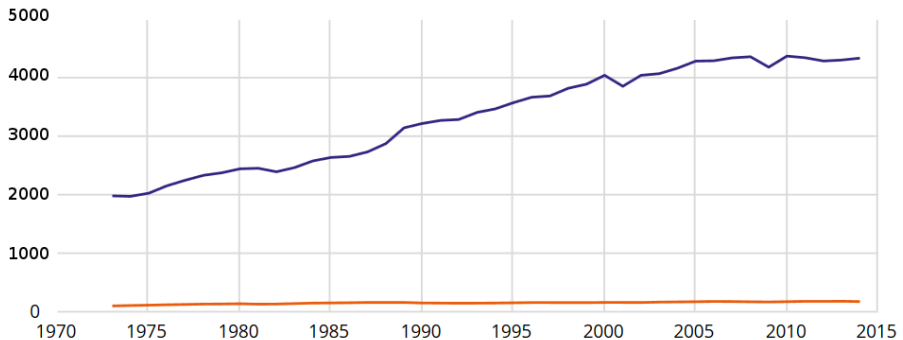
Rys. 3. Struktura mocy zainstalowanej w USA w GW [4]

Struktura wytwarzania energii elektrycznej różni się w poszczególnych regionach kraju (rys. 4). Udział węgla, gazu ziemnego, oleju opałowego, energii jądrowej czy energii wody w tak dużym kraju silnie zależy od lokalnej dostępności paliw i źródeł.



Rys. 4. Regionalna struktura wytwarzania energii elektrycznej w 2013 roku [6]

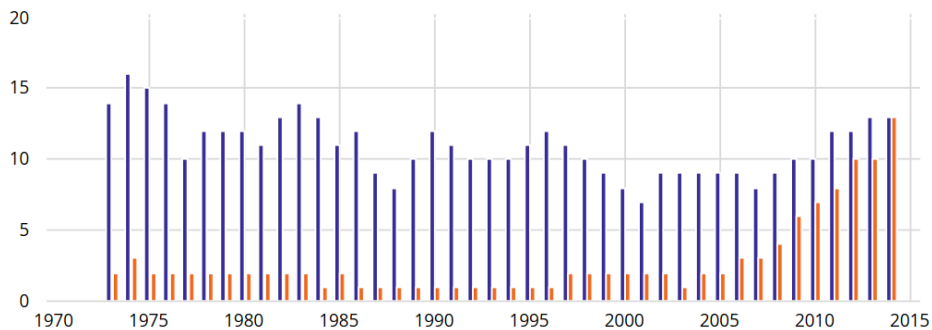
Produkcja energii elektrycznej netto w Stanach Zjednoczonych systematycznie rośnie (rys. 5). W 2014 wyniosła 4320 TWh (wobec 158,5 TWh w Polsce).



Rys. 5. Roczna produkcja energii elektrycznej netto w USA (kolor niebieski) i Polsce (kolor czerwony) w tysiącach terawatogodzin [5]

Roczne zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na osobę w 2014 wyniosło 13,0 MWh w USA (wobec 3,5 MWh w Polsce).

Zmiany są widoczne w udziale różnych paliw w produkcji energii elektrycznej. Co ciekawe, udział OZE w obu krajach zrównał się w 2014 r. (rys. 6).



Rys. 6. Procentowy udział źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w USA (kolor niebieski) i Polsce (kolor czerwony) [1]

2. Uwarunkowania historyczne

2.1. Początki elektroenergetyki amerykańskiej

Podwaliny zasad rządzących rynkiem energii w USA pojawiły się z początkiem XX wieku w Chicago. Samuel Insull wspólnie z Thomasem Edisonem stworzył firmę General Electric, która w przyszłości miała stać się gigantem światowym. Wszelkie wysiłki Insulla były skierowane na działania związane z udostępnieniem energii elektrycznej jak największej liczbie osób, po jak najniższych cenach. Insull forsował więc ideę produkowania energii elektrycznej przez zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa użyteczności publicznej jako, jego zdaniem, najbardziej efektywne. Miały one działać w oparciu o koncesję, a ich przychody podlegać kontroli i regulacji. Jako pierwszy użył też pojęcia monopolu naturalnego dla takiego modelu zaopatrywania w energię elektryczną. Z czasem powstało wiele podobnych, niezależnych systemów, które z powodu ograniczeń technicznych i znacznych kosztów związanych z przesyłem energii budowały własny potencjał w postaci elektrowni i lokalnych sieci elektroenergetycznych. Połączenia między poszczególnymi systemami powstawały bardzo powoli i to głównie z myślą o wzmocnieniu systemu elektroenergetycznego, a nie ułatwieniach w handlu energią elektryczną. Przyjęte rozwiązania sprawdziły się do końca lat 60. XX wieku. Rozwój technologii sprawiał, że system elektroenergetyczny nadążał za wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, a dzięki rosnącej liczbie użytkowników ceny jednostkowe malały.

2.2. Kryzys lat siedemdziesiątych

Z czasem coraz większe systemy dystrybucyjne przestały być efektywne – wymagały sporych nakładów, rosły także koszty ich eksploatacji. Potężne, znacznie oddalone od siebie jednostki wytwórcze oraz niewiele połączeń międzysystemowych podnosiły ryzyko blackoutu. Pierwszy zdarzył się już w 1965 roku. Warto zaznaczyć, że w tym czasie wielkie przedsiębiorstwa energetyczne kontrolowały ponad 95% sektora wytwarzania w USA.

Problem stanowiła też duża niezależność systemów dystrybucyjnych w poszczególnych regionach kraju oraz trudności w koordynowaniu pracy połączeń pomiędzy tymi systemami. Niełatwą sytuację dodatkowo zaoğniło embargo na eksport ropy do USA wprowadzone przez kraje arabskie. Powstała więc konieczność pilnej zmiany podejścia do rozwiązań funkcjonujących na rynku energii. Odpowiedzią było uchwalenie przez Kongres w 1978 r. ustawy *Public Utility Regulatory Policy Act*. Głównym celem wprowadzenia nowych regulacji było promowanie racjonalnego korzystania z energii elektrycznej, rozwój alternatywnych źródeł energii oraz redukcja konsumpcji ropy i gazu.

2.3. Afera Enronu

Korzenie spółki Enron sięgają roku 1932, kiedy to utworzono przedsiębiorstwo rurociągowo Northern Natural Gas Company (Houston Natural Gas). W 1979 utworzono natomiast holding gazociągowy InterNorth Inc. W 1985 roku połączono te dwa biznesy. Narodził się wówczas podmiot o nazwie HNG/InterNorth Inc., późniejszy Enron. W 1994 roku firma rozpoczęła sprzedaż energii elektrycznej, w 1995 roku weszła na rynek europejski. Firma rozwijała się bardzo prężnie i dynamicznie. Cieszyła się zaufaniem swoich pracowników, którzy spośród rozmaitych opcji jako lokatę dla swoich funduszy emerytalnych wybierali właśnie akcje Enronu. Jej losy dokładnie opisano w [7].

Firma angażowała się w programy społeczne, podejmowała inicjatywy na rzecz ochrony środowiska i inwestowała w alternatywne źródła energii. Enron zatrudniał wówczas około 22 tys. pracowników i stał się jednym z czołowych światowych przedsiębiorstw branży energetycznej.

Pod koniec XX wieku władze spółki zdecydowały, aby Enron kontaktował producentów gazu z nabywcami zamiast tylko dostarczać osobiście klientom surowiec z niewielkim zyskiem. Innymi słowy, dostawca gazu stał się również firmą handlową. Handel okazał się lukratywny, Enron przeszedł metamorfozę, stając się kompleksową firmą zajmującą się handlem i dystrybucją energii. Jeszcze w 2001 roku był największym kupcem i sprzedawcą gazu. Miał swoje inwestycje na całym świecie. W skład grupy kapitałowej Enronu wchodziły rzeczywiste spółki, mające aktywa przynoszące prawdziwe obroty i przynajmniej z pozoru realny zysk. Do koncernu należały elektrownie i wodociągi. W ciągu 15 lat Enron przekształcił się ze skromnej firmy w potentata zajmującego siódmą pozycję na liście 500 największych firm magazynu „Fortune” – w 2000 roku

jego obroty sięgnęły 100 mld USD. Zyski Enronu szły ostro w górę, a firma błyskawicznie wspięła się na szczyt. Była wychwalana za wydajne zarządzanie. Uznawano ją także za jedną z najbardziej innowacyjnych na świecie, otrzymywała liczne nagrody. Spółka od 1999 roku zaczęła tworzyć platformy do handlu surowcami EnronOnline o zasięgu światowym. System obejmował głównie energię, gaz, ropę lecz handlowano także kilkuset innymi produktami przemysłowymi.

Enron stworzył podstawy elektronicznego handlu energią i hurtowe rynki transakcji natychmiastowych (spot). Potrafił zabezpieczyć handlujących przed zmianami cen przez skuteczne zabezpieczenie ceny energii w wyniku zawierania odpowiednich kontraktów i innych instrumentów. Wiele innowacji wprowadzonych przez Enron (zarządzanie korporacjami, prowadzenie handlu hurtowego) zostało zastosowane przez światowe spółki handlujące energią.

Główne przyczyny, bezpośrednio wpływające na bankructwo Enronu, to niedokładne lub nawet nieprawdziwe sprawozdania finansowe, które wprowadziły w błąd inwestorów, agencje ratingowe i opinię publiczną. W sprawozdaniach tych zawyżano zyski i ukrywano straty finansowe firmy. Podawano nawet nieprawdziwe dane o cenach gazu i energii elektrycznej. Prowadzono fikcyjne transakcje handlowe, na przykład sprzedawano gaz lub energię elektryczną danej firmie i zaraz odkupywano je po tej samej cenie. Firma wykorzystywała pozycję dominującą na rynku amerykańskim.

Były też przyczyny zewnętrzne upadku Enronu, ułatwiające rozwinięcie rozdmuchanej działalności gospodarczej, co doprowadziło firmę do upadku. Przed rokiem 2001 na finansowym rynku amerykańskim pojawiło się dużo taniego kapitału. W ciągu trzech lat moc elektrowni amerykańskich (głównie w zakresie generacji rozproszonej i rozsianej) zwiększyła się o jedną piątą. Nastąpiło nasylenie rynku energii elektrycznej i duży spadek cen hurtowych i detalicznych tej energii. Na giełdach rosły ceny akcji firm paliwowych, co też było czynnikiem nadmiernego rozwoju firm energetycznych. Działania rynku finansowego były wzmacniane wprowadzoną liberalizacją rynku gazu i energii elektrycznej w USA. Spodziewano się dalszego wzrostu gospodarczego, a tymczasem nastąpiło zahamowanie tego rozwoju, pogłębione wydarzeniami 11 września 2001 roku. Zima 2000/2001 w USA była najsrozsza w ciągu ostatnich stu lat, a tymczasem po roku 2001 przyszły chłodne lata i ciepłe zimy. Zapotrzebowanie na energię w USA w roku 2000 było bardzo duże, natomiast po roku 2000 zapotrzebowanie to się znacznie obniżyło. Rok 2000 był więc szczytowym rokiem rozwoju energetyki amerykańskiej.

Rozsądki finansowego nie wykazały też banki, towarzystwa ubezpieczeniowe i fundusze emerytalne, które zainwestowały duże fundusze publiczne i prywatne w przedsiębiorstwa energetyczne. Najgorzej oceniane są agencje ratingowe, które są oskarżane o bezczynność lub wręcz o sprzyjanie oszustwom. Są one odpowiedzialne za ocenę papierów wartościowych, inwestycji i zdolności kredytowych firm notowanych na giełdzie. Takich renomowanych firm na

świecie jest kilka (np. Moody's Investors Services, Fitch Investors Service). Winą za brak czujności obarcza się też takie instytucje, jak Komisja ds. Papierów Wartościowych i Giełdy czy Federalna Komisja Regulacji Energetyki. Instytucje te zadziałały prawidłowo dopiero w chwili katastrofy. Złe działające handlowe firmy energetyczne straciły wtedy na giełdzie przez spadek swoich akcji średnio o 90%. Oczywiście stracili również inwestorzy giełdowi kupujący akcje firm energetycznych, co podkopało zaufanie do energetyki w USA. W prasie i środkach masowego przekazu wyciągano grzechy energetyki amerykańskiej popełnione w ciągu ostatnich stu lat.

2.4. Skutki afery Enronu

Bezpośrednim skutkiem upadłości Enronu było zmniejszenie zużycia gazu i znaczny wzrost jego cen. Skutki w sprzedaży gazu i energii elektrycznej nie były zbyt duże. Jednak energetyka USA znalazła się w głębokim kryzysie. Do czasu upadku Enronu energetyka amerykańska zdążyła do dojrzałego rynku energii, odznaczającego się przejrzystością cen, płynnością prowadzenia działalności i rozbudowanym systemem regulacji finansowych. Na skutek tej afery zmiana cen energii i paliw odbywa się skokowo, co utrudnia prowadzenie całej gospodarki amerykańskiej. Spowodowała ona też upadek firm gazowniczych i wymusiła większe zużycie węgla i produktów przerobu ropy naftowej.

Nie mniejsze są straty moralne, polityczne, finansowe i ekonomiczne energetyki amerykańskiej. Przeciwnicy deregulacji gazownictwa i elektroenergetyki oraz ciepłownictwa zyskali nowe argumenty przeciw dalszemu jej prowadzeniu. Następnym zdarzeniem, które osłabiło dalszą deregulację energetyki amerykańskiej była wielka awaria sieci na północno-wschodnim wybrzeżu USA, której można było uniknąć, gdyby operator sieci miał większe prawa. Innym skutkiem upadku Enronu jest spadek zainteresowania inwestorów energetyką. Zauważono, że dla niektórych spółek energetycznych (np. dużych spółek obrotu energią) dostęp do kapitału inwestycyjnego został znacząco utrudniony. Poza tym dostęp do kapitału firm energetycznych jest teraz kosztowniejszy.

3. Uwarunkowania współczesne

3.1. Model rynku energii elektrycznej

Współczesny model rynku energii elektrycznej w USA określa się jako SMD (Standard Market Design). Głównym jego założeniem jest bezpośrednie i czytelne oddanie w regulach funkcjonowania rynku ograniczeń fizycznych, które odróżniają rynek energii elektrycznej od innych rynków towarowych. Efektem tego podejścia ma być ograniczenie działań regulatorów, skuteczna stymulacja decyzji operacyjnych, a także ograniczenie siły rynkowej uczestników rynku.

Obecnie rynek energii w Stanach Zjednoczonych to ok. 3300 regulowanych dystrybutorów energii elektrycznej dostarczających energię elektryczną do ponad 136 milionów klientów. Jeśli spojrzeć na te przedsiębiorstwa od strony struktury właścicielskiej, mamy do czynienia z każdym praktycznie możliwym rozwiązaniem: przedsiębiorstwami prywatnymi, stanowymi, miejskimi i różnymi aliansami pomiędzy wymienionymi rodzajami. Ważną instytucją dla amerykańskiego sektora energetycznego jest *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). To niezależna agencja, która odpowiada za regulację międzysystemowych połączeń transmitujących energię elektryczną, gaz i ropę naftową, wydaje licencje oraz kontroluje inwestycje w elektrownie wodne. FERC odpowiada również za monitorowanie rynku energii oraz nadzoruje działalność przedsiębiorstw energetycznych w sprawach związanych z ich oddziaływaniem na środowisko.

Podstawowym problemem rynku energii w USA, związanym z dużą niezależnością poszczególnych systemów, jest prowadzenie ruchu w sieciach elektroenergetycznych, w szczególności w połączeniach międzysystemowych. Aby przeciwdziałać trudnościom, powołano dwie organizacje, których zadaniem jest koordynowanie pracy tych połączeń: *Independent System Operator* (ISO) oraz *Regional Transmission Operator* (RTO). Zadania operatorów są bardzo podobne – chodzi o koordynowanie i kontrolę wszelkich działań zachodzących w systemie elektroenergetycznym, a także odpowiedzialność za funkcjonowanie lokalnego rynku energii oraz zapewnienie niedyskryminowanego dostępu do sieci. Główną różnicą między obiema organizacjami jest obszar działania – RTO działają na większym obszarze w porównaniu z ISO. Każdy z regionów objętych jurysdykcją ISO prowadzi swój lokalny rynek energii. Ze względu na paliwa pierwotne charakteryzują się one inną strukturą wytwarzania, a w konsekwencji cenami energii. Jeśli spojrzeć na strukturę wytwarzania w całych Stanach Zjednoczonych, to oparta jest ona w znacznej mierze na węglu kamiennym, w następnej kolejności na gazie ziemnym i paliwie jądrowym. Wskutek zjawisk, które wystąpiły w latach 70., oprócz wielkich jednostek wytwórczych pojawiła się tzw. generacja rozproszona, w tym także jednostki kogeneracyjne.

Misją operatora ISO jest także prowadzenie systemu elektroenergetycznego, które zapewni zasilanie odbiorców w sposób bezpieczny i niezawodny, z zachowaniem obowiązujących zasad niezawodnościowych. Przykładowe zadania, jakie stawia sobie *New York Independent System Operator* są następujące [8]:

- zapewnienie niedyskryminującego dostępu do sieci wszystkim uczestnikom rynku,
- świadczenie usługi przesyłowej i usług systemowych na obszarze swojego działania,
- grafikowanie remontów jednostek wytwórczych mających kontrakty na moc,
- ocena bieżącej niezawodności i planowanie rozwoju sieci przedstawiane w corocznych Planach Przesyłowych.

Amerykański model SMD rynku energii elektrycznej składa się z następujących segmentów, administrowanych przez operatorów:

- rynek towarowy (*Energy Market*),
- rynek zdolności wytwórczych (*Installed Capacity Market*),
- rynek usług systemowych (*Ancillary Services Market*),
- rynki finansowe związane z prawami przesyłowymi (*Transmission Congestion Contracts*).

Segmenty te scharakteryzowano poniżej, w oparciu o artykuł [9] oraz instrukcję [8].

3.2. Rynek zdolności wytwórczych

Rynek zdolności wytwórczych (ICAP - *Installed Capacity Market*) został ustanowiony, aby zapewnić pokrycie rosnącego zapotrzebowania na moc występującego w systemie. Dodatkowo ze względu na wymagania niezawodnościowe jest konieczne zapewnienie pewnej nadwyżki mocy dyspozycyjnej nad zapotrzebowaną. W USA wynosi ona 16%, w Polsce 19% [9]. W warunkach europejskich, gdzie popularny jest model wynagrodzenia tylko z tytułu dostarczonej energii, ujawnia się pewna słabość rynku. Stymulacja inwestycji tylko za pośrednictwem sygnałów z rynku towarowego oraz silny wpływ regulatora na te sygnały powoduje powstawanie okresowych cykli cenowych. Pogłębione cykle mogą powodować niechęć wobec podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Utworzenie rynku zdolności wytwórczych rozdzieliło produkcję energii elektrycznej od gotowości do jej wytwarzania. Dzięki temu możliwa jest niezależna wycena i zakup obu tych „towarów”. Zdolności wytwórcze mogą być nabywane w ramach centralnych aukcji lub w transakcjach bilateralnych, w zależności od stanu.

Jednostką ICAP może być wytwórca energii elektrycznej przyłączony do sieci danego operatora, który jest zdolny do elastycznych zmian wielkości własnej generacji, przy zapewnieniu wymagań związanych z niezawodnością pracy sieci [10]. Mogą w tym rynku uczestniczyć również:

- przedsiębiorstwa obrotu, reprezentujące dużych, elastycznych odbiorców (*Demand Side Resources*),
- projekty zwiększające efektywność energetyczną,
- projekty zwiększenia zdolności przesyłowych,
- zdolności wytwórcze zlokalizowane poza obszarem danego rynku.

Ważnym aspektem funkcjonowania rynku zdolności przesyłowych jest kwestia wyznaczenia cen referencyjnych. Ich prawidłowe określenie warunkuje stymulację nowych inwestycji oraz decyzje o utrzymaniu w ruchu istniejących jednostek.

3.3. Rynek towarowy

Rynek towarowy energii elektrycznej jest w modelu SMD jedynym, na którym odbywa się handel energią elektryczną jako towarem fizycznym. Składa się on z dwóch segmentów, uczestnicy rynku mogą korzystać z obydwu. Są to: rynek dnia następnego, gdzie operator zabezpiecza dominującą część zapotrzebowania na każdą godzinę następnej doby, oraz rynek czasu rzeczywistego, służący do bilansowania systemu (*Day-Ahead Market, Real-Time Market*).

Rynek towarowy umożliwia zawieranie różnego rodzaju transakcji bilateralnych oraz obrót energią po cenach krańcowych (*Locational Based Marginal Price - LBMP*). Strony umów bilateralnych mogą wybrać spośród dwóch rodzajów transakcji. Mogą poprzez dodatkową opłatę przeciążeniową (*Congestion Charges*) zabezpieczyć dostawę wymaganej ilości energii. Drugą możliwością, bez konieczności wnoszenia dodatkowej opłaty, jest dobrowolna zgoda na niedostarczenie energii w przypadku braku wolnych zdolności przesyłowych.

W rynku dnia następnego aktywnie uczestniczą wytwórcy, którzy mogą zgłaszać oferty redukcyjne lub przyrostowe. Oferty redukcji poboru mogą też zgłaszać odbiorcy, osobiście lub za pośrednictwem reprezentujących ich agregatorów. Jednak w rynku czasu rzeczywistego mogą uczestniczyć tylko podmioty, których oferta została odrzucona w na rynku dnia następnego.

3.4. Rynek usług systemowych

Z uwagi na to, że proces produkcji i dostawy energii elektrycznej podlega szeregowi ograniczeń natury technicznej, dla zapewnienia sprawnej i bezpiecznej pracy systemu operator musi dysponować odpowiednimi narzędziami w postaci usług bilansujących i regulacyjnych. Zadaniem rynku usług systemowych jest zwiększenie warunków dla konkurencji na rynku energii elektrycznej. Rynek ten jest rynkiem pomocniczym, którego funkcjonowanie ma umożliwić realizację zadań przez podstawowy rynek energii elektrycznej.

Usługi systemowe są wykorzystywane do utrzymania niezawodności operacyjnej systemu elektroenergetycznego. Usługi te świadczą przede wszystkim wytwórcy energii oraz jednostki DSR. W dostawie usług regulacyjnych podmioty mogą ze sobą konkurować, natomiast rolą operatora systemu jest koordynacja i sterowanie pracą tych jednostek.

3.5. Rynek praw przesyłowych

Operator sieci przesyłowej odpowiada za utrzymanie odpowiedniej przepustowości linii. Aby uniknąć przeciążenia niektórych linii lub aparatury, operator musi niekiedy odstąpić od zlecenia pracy najtaniej produkującym jednostkom i przekierowywać przepływ energii na inną drogę. Bywa to ekonomicznie mniej opłacalne, ale uzasadnione koniecznością uniknięcia naruszenia ograniczeń

przesyłowych poszczególnych linii. Oczywiście koszty przesyłu rosną, im więcej jest zamówień na dostawy energii przy takich obciążonych liniach.

Aby lepiej zarządzać przepustowością i zwiększyć przewidywalność kosztów dostawy, wprowadzono instrument finansowy zwany kontraktem na zdolności przesyłowe (*Transmission Congestion Contract - TCC*). TCC zapewnia uczestnikom rynku stałą opłatę za usługę przesyłową, określoną z wyprzedzeniem, a tym samym zabezpiecza ich ekspozycję na przeciążenia przesyłowe.

Przedmiotem handlu na rynku praw przesyłowych są kontrakty finansowe zawierane między podmiotami na rynku a operatorem. Kontrakty te dotyczą różnic cenowych między dwoma konkretnymi węzłami sieci, generacyjnym i odbiorczym. Dla każdej pary węzłów zdefiniowane są oddzielne kontrakty w dwóch przeciwnych kierunkach przesyłu energii. Prawa przesyłowe mogą być sprzedawane w całości na aukcjach lub tylko częściowo, a w pozostałej części przydzielane bezpłatnie.

3.6. Wybrane organizacje sektora elektroenergetycznego

3.6.1. NERC

NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) jest międzynarodowym organem regulacyjnym, którego misją jest zapewnienie niezawodności i bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych w Ameryce Północnej. NERC rozwija i wzmacnia Standardy Niezawodnościowe; corocznie ocenia niezawodność sezonową i długookresową; kształci i prowadzi certyfikację pracowników branży. Obszar działania NERC obejmuje kontynentalną część Stanów Zjednoczonych, Kanady i północną część Baja California w Meksyku. NERC podlega nadzorowi Federalnej Komisji Regulacji Energetyki (FERC) i organów rządowych w Kanadzie. Jurysdykcja NERC obejmuje użytkowników, właścicieli i operatorów systemów elektroenergetycznych, które obsługują ponad 334 miliony ludzi.

NERC jako organizacja czuwająca nad niezawodnością systemów elektroenergetycznych w Ameryce Północnej ma wpływ na ponad 1900 operatorów systemów. Swoją działalność opiera na czterech podstawowych zasadach:

1. Niezawodność - rozwiązywać zaistniałe słabości i identyfikować ryzyko, co zwiększa niezawodność systemów,
2. Pewność zasilania - zapewnić odbiorcom indywidualnym i przemysłowym niezawodną pracę systemu elektroenergetycznego,
3. Edukacja - propagowanie ciągłego uczenia się, doskonalenia działalności operacyjnej i wyciągania wniosków z wcześniejszych doświadczeń w celu poprawy niezawodności systemu elektroenergetycznego,
4. Podejście skupione na ryzyku – skupienie uwagi, zasobów i działania na sprawach najważniejszych dla niezawodności systemu elektroenergetycznego.

3.6.2. EPRI

EPRI (*Electric Power Research Institute*) jest niezależnym instytutem badawczym, prowadzącym prace badawczo-rozwojowe związane z wytwarzaniem, dostarczaniem i wykorzystaniem energii elektrycznej z korzyścią dla społeczeństwa. Zrzesza naukowców i inżynierów, jak również ekspertów ze środowiska akademickiego i przemysłowego. W swojej działalności dąży do przekształcenia systemów elektroenergetycznych w bardziej elastyczne.

EPRI przygotowuje analizy ekonomiczne, techniczne i polityczne w ramach długoterminowego planowania rozwoju systemu. Wspiera zwłaszcza technologie wschodzące. Obszary szczególnego zainteresowania badawczego EPRI to:

- ochrona środowiska,
- wytwarzanie (źródła kopalne i odnawialne),
- energetyka jądrowa,
- dostarczanie energii,
- innowacje.

4. Amerykańska energetyka za prezydentury Baracka Obamy

Prezydentura Baracka Obamy wiąże się z ważnymi kwestiami w zakresie polityki energetycznej Stanów Zjednoczonych. Druga kadencja prezydenta Obamy w zakresie agendy energetyczno-klimatycznej została zdominowana przez działania zmierzające do redukcji emisji. Celem klimatycznym były podporządkowane takie działania, jak wsparcie rozwoju energetyki odnawialnej czy polityka odchodzenia od węgla. Widać to zwłaszcza po podpisaniu w Paryżu porozumienia klimatycznego, podczas którego rządy 195 państw osiągnęły porozumienie w kwestii:

- celu długoterminowego, jakim jest utrzymanie wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie niższego niż 2 °C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej,
- dążenia do tego, by ograniczyć wzrost do 1,5 °C, gdyż znacznie obniżyłoby to ryzyko i skutki zmiany klimatu,
- konieczności jak najszybszego osiągnięcia w skali świata punktu zwrotnego maksymalnego poziomu emisji – przy założeniu, że krajom rozwijającym się zajmie to dłużej,
- doprowadzenia do szybkiej redukcji emisji zgodnie z najnowszymi dostępnymi informacjami naukowymi.

Dzięki tej umowie Stany Zjednoczone wyrosły na światowego lidera w walce ze zmianami klimatycznymi.

Z drugiej strony to właśnie za prezydentury Baracka Obamy został zniesiony zakaz eksportu amerykańskiej ropy. Dokładnie 18 grudnia 2015 roku Kongres przyjął ustawę o budżecie państwa na 2016 rok [11]. Jeden z punktów ustawy obejmuje zapis o zniesieniu zakazu eksportu ropy. Po 40 latach, podpi-

sany 22 grudnia 1975 w przez 38. Prezydenta USA Geralda Forda „*The Energy Policy and Conservation Act of 1975 (EPCA)*” nie blokuje już eksportu „czarnego złota”. Zakaz ten został wówczas wprowadzony w reakcji na kryzys naftowy - wspomagał kontrolę cen ropy naftowej i paliw w USA. Reprezentanci Demokratów w drodze negocjacji otrzymali to, na czym najbardziej zależało prezydentowi Obamie, to jest przedłużenie ulg podatkowych dla energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych. Ulgi podatkowe, w wysokości 1,8 mld USD w perspektywie 10 lat, przyznano również rafineriom krajowym, zagrożonym utratą korzyści wynikających z niskich cen ropy na lokalnym rynku. W styczniu 2016 po raz pierwszy wyeksportowano amerykańską ropę z portu Corpus Christi w Zatoce Meksykańskiej do Europy [12].

Na uchylene zakazu eksportu amerykańskiej ropy naftowej złożyły się zasadniczo trzy czynniki:

1. Dynamiczne zmiany zachodzące na rynku energetycznym USA, w szczególności rewolucja łupkowa, która doprowadziła do spadku cen ropy w kraju i pojawienia się presji na jego eksport ze strony firm wydobywczych, poszukujących stymulacji do rozwoju produkcji;
2. Uwarunkowania geopolityczne, m.in. konflikt na Ukrainie;
3. Większość republikańska w obu izbach parlamentu opowiadająca się za wsparciem amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych, zainteresowanych eksportem ropy.

5. Podsumowanie

Rynek energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych, obecnie funkcjonujący w oparciu o model SMD, kształtował się przez wiele lat. W dużej mierze to właśnie uwarunkowania historyczne, jak kryzys w latach siedemdziesiątych XX wieku i afera spółki Enron, wpłynęły na znaczne ograniczenie swobody stosowania mechanizmów rynkowych oraz deregulacji.

Model amerykański jest bardziej skomplikowany od europejskiego, jednak pozwala wyeliminować lub przynajmniej ograniczyć takie problemy, jak utrzymanie wymaganego poziomu rezerwy zdolności wytwórczych, brak sygnałów lokalizacyjnych dla nowych źródeł, nieefektywne zarządzanie siecią przesyłową. Dokładna analiza rozwiązań amerykańskich może być szczególnie pomocna dla Komisji Europejskiej, dążącej do ujednoczenia rynków europejskich i wprowadzenia Unii Energetycznej. Nie mniej ważny dla rynków energii na całym świecie będzie kierunek, w jakim uda się amerykańska energetyka po listopadowych wyborach 2016 roku.

Literatura

- [1] Bank Światowy: Baza danych Banku Światowego, online: <http://data.worldbank.org/>, dostęp 09.01.2017.
- [2] Encyclopaedia Britannica: United States, online: <https://www.britannica.com/place/United-States>, dostęp 09.01.2017, 2016.
- [3] Ministerstwo Spraw Zagranicznych: Informator Ekonomiczny MSZ, online: http://www.informatorekonomiczny.msz.gov.pl/pl/ameryka_polnocna_i_srodkowa/stany_zjednoczone/, dostęp 09.01.2017.
- [4] Energy Information Administration: EIA Open Data, online: <http://www.eia.gov/opendata/>, dostęp 09.01.2017.
- [5] Międzynarodowa Agencja Energii: Atlas Energii, online: <http://energyatlas.iea.org/>, dostęp: 09.01.2017.
- [6] Dears D.: Power for USA. The Best Energy Policy, online: <https://dddusmma.wordpress.com/>, dostęp: 15.01.2017, 2013.
- [7] Szymczyk J.: O przekształceniach energetyki i problemach w handlu energią na przykładzie USA. Rynek Energii 2006, nr 3.
- [8] NYISO: Market Participants User's Guide. New York, 2015.
- [9] Siewierski T.: Rynek Energii Elektrycznej w Stanach Zjednoczonych. Rynek Energii 2012, nr 1.
- [10] NYISO: Installed Capacity Manual. New York, 2016.
- [11] Sikora A. P., Sikora M. P. i Krupa M.: Czy eksport ropy z USA do Europy będzie się opłacał? biznesalert.pl, 2015.
- [12] Słomińska B.: Polityka energetyczna USA – co dalej? Centrum Strategii Energetycznych, 2016.

Piotr KACEJKO¹, Paweł PIJARSKI¹, Karolina GAŁĄZKA²

¹Politechnika Lubelska, ²Politechnika Częstochowska

ILE POWINIEN KOSZTOWAĆ MAGAZYN ENERGII?

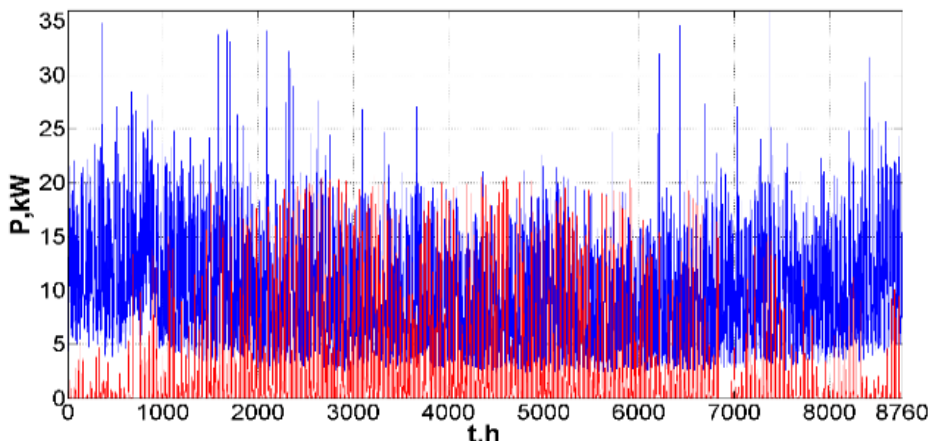
Liczba instalacji prosumenckich, która w skali kraju jest już bliska 15 tys., obrazuje duże zainteresowanie inwestowaniem w układy fotowoltaiczne. System wsparcia, bazujący na pojęciu opustu w wysokości 20% lub 30%, poddawany krytyce przez inwestorów i wspierające ich środowiska, jest stosunkowo atrakcyjnym rozwiązaniem zmniejszającym zainteresowanie inwestorów instalacją magazynów energii. Takim magazynem jest bowiem system elektroenergetyczny, aczkolwiek koszt magazynowania (wspomniane wyżej 20–30% oddanej energii) niektórzy uważają za zbyt wysoki. W takim przypadku alternatywą może być magazyn energii, który spowoduje, że cała energia wyprodukowana w mikroinstalacji prosumenckiej zostanie wykorzystana lokalnie. Jednakże szczególnie wtedy, gdy właściciel mikroinstalacji nie może korzystać z prosumenckiego systemu wsparcia (bowiem wyłączają go z tego zapisy ustawy o OZE), magazyn energii może być rozpatrywany jako atrakcyjne uzupełnienie inwestycji. Znacznie więcej powodów do narzekania mają zatem „prosumenci biznesowi”, dla których system wsparcia to jedynie obowiązkowy zakup nadwyżki energii po cenie ogłoszonej przez URE. Dla nich magazynowanie energii może mieć znacząco większe uzasadnienie ekonomiczne. Przedsięwzięcie polegające na zainstalowaniu magazynu energii powinno być jednak rzetelnie ocenione pod względem ekonomicznym, choć powszechna opinia głosi, że na dziś nie jest ono opłacalne.

W artykule autorzy zaproponowali metodę określenia takiej jednostkowej granicznej ceny magazynu energii, która zapewnia, że jego stosowanie, łącznie z mikroinstalacją PV, daje wyniki nie gorsze niż te, które można osiągnąć poprzez istniejący system wsparcia, ale przy rezygnacji z magazynowania. Jeśli bowiem koszt magazynowania energii spowoduje, że osiągnięte wyniki będą gorsze od wskazanych powyżej, to wtedy zainstalowanie magazynu będzie traktowane wyłącznie jako eksperyment lub hobby.

1. Efektywność ekonomiczna instalacji PV

Efektywność ekonomiczna instalacji PV może być wyznaczana za pomocą różnych metod. Dostępne są programy komputerowe pozwalające na przeprowadzenie takich analiz nawet przez inwestorów którzy nie mieli do tej pory nic

wspólnego z energetyką. Autorzy niniejszego artykułu już od kilku lat prezentują oryginalną metodę takiej oceny – [1, 2, 3]. Polega ona na wyznaczaniu wskaźnika *NPV* przy równoczesnym odniesieniu jego wartości do mocy znamionowej instalacji. Tym samym możliwe jest porównanie efektywności ekonomicznej instalacji o różnych mocach znamionowych. Metodyka proponowana przez autorów uwzględnia również w sposób dokładny roczne zapotrzebowanie na moc które wykazuje instalacja odbiorcza inwestora. Informacja o tym zapotrzebowaniu jest uzyskiwana na podstawie analizy rocznych zmian obciążeń rzeczywistych obiektów, a ewentualne dopasowanie do obiektu analizowanego odbywa się poprzez skalowanie takiego przebiegu. W metodzie uwzględniana jest także rzeczywista zmienność natężenia promieniowania słonecznego pobierana z wzorcowej instalacji PV i dopasowana do rozpatrywanej mocy zainstalowanej.



Rys. 1. Roczny przebieg zapotrzebowania na moc przez badany obiekt i generacja mocy przez instalację PV o mocy 20 kW

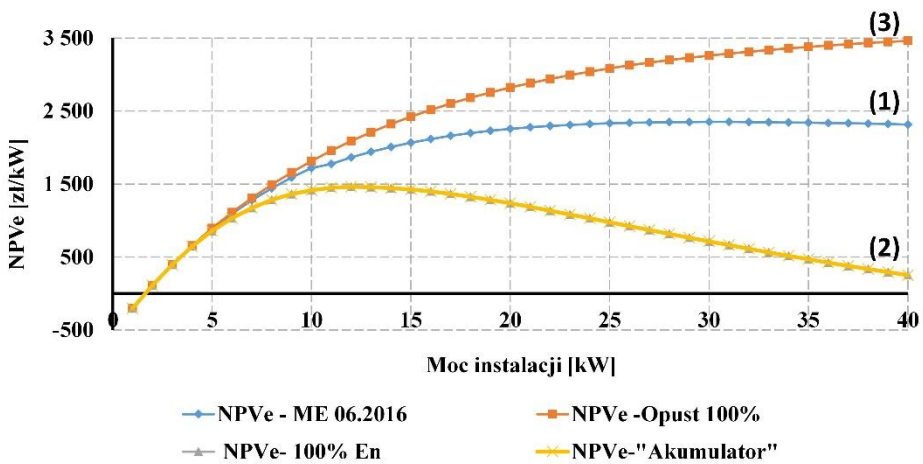
Na rys.1 przedstawiono z rozdzielczością jednej godziny przebieg zapotrzebowania na moc w badanym obiekcie. Całkowite roczne zużycie energii rozliczanej w taryfie C11 wynosiło 85657 kWh, przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc wynoszącym 36 kW. W obiekcie tym rozpatrywano wariantowo zainstalowanie na dachu instalacji fotowoltaicznej o mocy od 1 kW do 40 kW.

Efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia rozpatrywano w trzech wariantach:

- zgodnie z ustawą o OZE inwestor korzysta z prosumenckiego systemu wsparcia w relacji 1: 0,8 dla instalacji do 10 kW oraz 1: 0,7 dla instalacji powyżej 10 kW,
- inwestor jest traktowany jako „prosument biznesowy”; sprzedawca zobowiązany płaci mu za każdą kilowatogodzinę wprowadzoną do sieci 100% ceny ustalonej przez URE (przyjęto 0,16 zł/kWh),

- wariant referencyjny – inwestor otrzymuje pełny zwrot za energię wprowadzoną do sieci i odebraną z niej; tym samym system elektroenergetyczny traktowany jest jako nieograniczony i bezpłatny magazyn.

Jak można zauważyć na rys. 2, efektywność wariantu referencyjnego krzywa (3) przewyższa efektywność wariantu ze wsparciem prosumenckim krzywa (1) maksymalnie o 50% (dla mocy zainstalowanej PV 40 kW). W przypadku prosumenta biznesowego zwiększanie mocy instalacji prowadzi do znacznego spadku efektywności inwestycji (wartość NPV_e jest bliska 250 zł/kW dla instalacji o mocy 40 kW). Efektywność wariantu referencyjnego przewyższa efektywność wariantu 2 prawie czternastokrotnie.



Rys. 2. Zależność wskaźnika NPV_e od mocy instalacji fotowoltaicznej
– Wariant – 100% kapitału własnego

2. Metoda oceny możliwości inwestycyjnych w zakresie magazynowania energii

Porównanie sytuacji „czystego prosumenta” oraz dyskryminowanego przez ustawę o OZE prosumenta biznesowego jednoznacznie wskazuje, że wynik finansowy inwestowania w mikroinstalację PV u tego pierwszego jest znacząco lepszy.

Dla rozpatrywanego przypadku, przy mocy zainstalowanej w mikroinstalację na poziomie 40 kW, „kara” za gospodarcze wykorzystywanie produkowanej energii zmniejsza wskaźnik NPV_e z 2400 zł/kW do 250 zł/kW. Warto przy tym zauważyć, że energia wyprodukowana w mikroinstalacji PV to około 40 000 kWh na rok, co nie przekracza 50% energii zużywanej przez rozpatrywany obiekt. Tym samym uzasadnione jest poszukiwanie rozwiązania, które ograniczy do minimum nieopłacalne oddawanie energii do sieci. Pomijając

chwilowo aspekt techniczny takiego rozwiązania, z biznesowego punktu widzenia należy postawić pytanie – „jak dużo miałoby ono kosztować”?

Zastosowanie proponowanej metodyki badawczej sprowadza to pytanie do rozwiązania nierówności

$$NPV_e^{(3)} > NPV_e^{(2)}. \quad (1)$$

względem wartości nakładów I_s wydatkowanych na magazyn energii, przy czym $NPV_e^{(3)}$ to wartość wyznaczona dla całkowitej „autokonsumpcji” produkowanej energii, a $NPV_e^{(2)}$ to wynik uzyskiwany przy całkowitym jej braku i oddawaniu do sieci energii po niekorzystnej cenie.

Gdyby magazynowanie energii było bezinwestycyjne (czyli osiągnięte w wyniku zmian organizacji procesu technologicznego lub magazyn byłby objęty 100% dotacją) wskaźnik $NPV_e^{(3)}$ osiągałby taką wartość jak dla wariantu referencyjnego (krzywa (3) na rys.2). Niestety magazynowanie energii wymaga nakładów inwestycyjnych i one spowodują „spychanie w dół” punktów leżących na krzywej (3). Dla inwestora jest to akceptowalne, ale do granicy, którą wyznacza krzywa (2). Krzywa (2) bowiem określa efekt finansowy, który inwestor i tak osiągnie bez magazynowania energii. Poszukując granicznej wartości nakładów jednostkowych na magazyn energii należy zatem rozwiązać równanie

$$NPV_e^{(3)} = NPV_e^{(2)}. \quad (2)$$

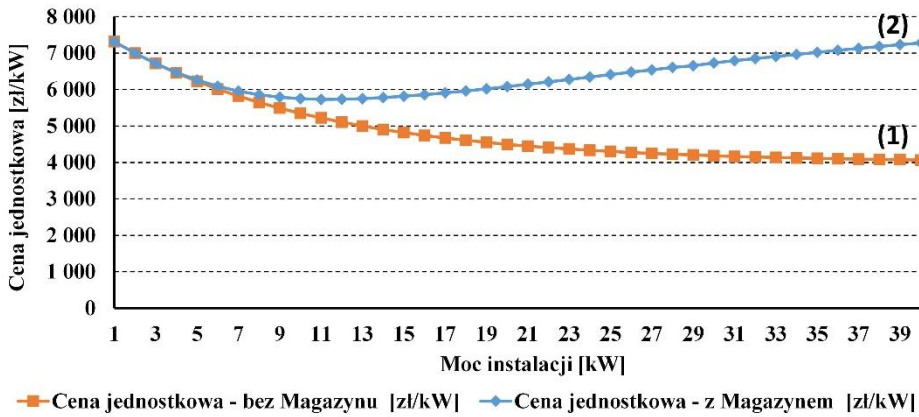
względem wielkości nakładów jednostkowych i_s wyrażonych w zł/kW.

Nieliniowy i złożony charakter wyrażeń na $NPV_e^{(3)}$ i $NPV_e^{(2)}$ wymaga zastosowania procedury iteracyjnej - wyniki rozwiązania równania (2) przedstawia rys. 3 oraz rys. 4. Należy przy tym podkreślić, że nakłady jednostkowe i_s odniesione są do mocy zainstalowanej instalacji PV, a nie do mocy lub innego parametru technicznego magazynu.

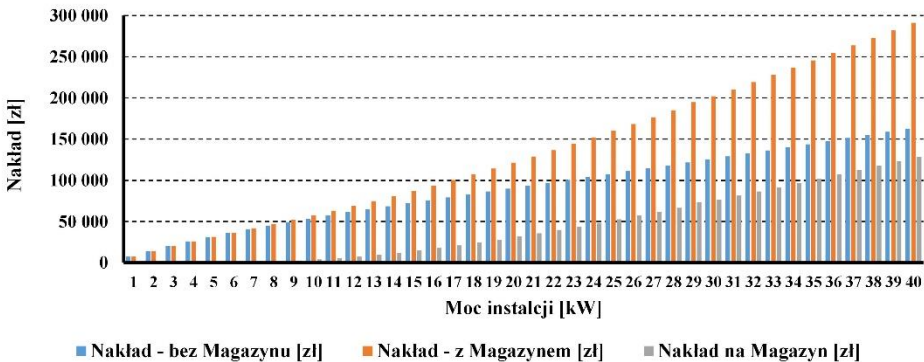
Podsumowując, zgodnie z rys. 3 można wskazać, że dla $P_{nPV} = 40$ kW (koszt instalacji wobec ceny jednostkowej 4000 zł/kW wynosi $I_{PV} = 160\ 000$ zł) inwestowanie w magazyn energii musi kosztować mniej niż

$$I_s = (7\ 200 \text{ zł/kW} - 4\ 000 \text{ zł/kW}) \cdot 40 \text{ kW} = 128\ 000 \text{ zł}$$

przy czym taka inwestycja powinna zapewnić pełną autokonsumpcję, czyli całkowite wykorzystanie energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej na potrzeby własne.



Rys. 3. Zależność granicznej ceny jednostkowej magazynu energii od mocy instalacji PV prosumenta biznesowego – Wariant – 100% kapitału własnego



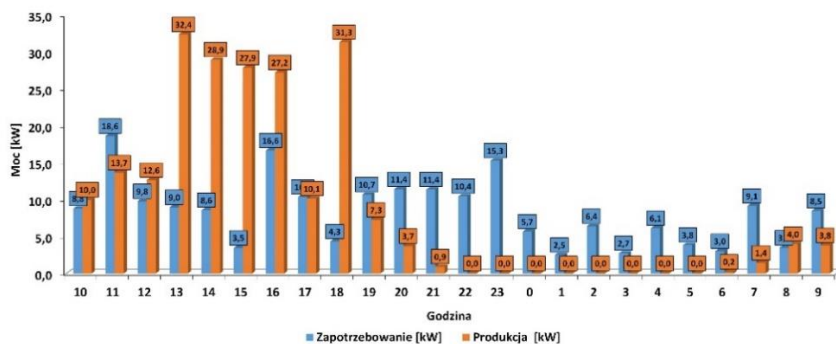
Rys. 4. Zależność wartości nakładów inwestycyjnych na magazyn energii i instalację PV od mocy zainstalowanej – Wariant – 100% kapitału własnego

3. Oszacowanie wymagań technicznych dla układu magazynowania energii

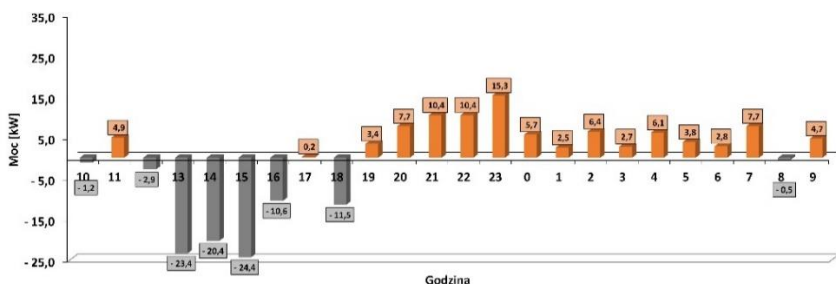
Dysponując kwotą graniczną nakładów inwestycyjnych I_s można rozpatrywać techniczne możliwości ich wykorzystania i analizować wystarczalność dobranego rozwiązania dla potrzeb rozpatrywanego odbiorcy, tak by zrealizowana została zasada pełnej autokonsumpcji (energia wyprodukowana nie jest wprowadzana do sieci). Spośród różnych podejść do kwestii wielkości niezbędnego magazynu energii [5], zastosowano prostą ocenę wystarczalności dobowej, polegającą na doborze magazynu o takiej pojemności, by w okresie największej generacji cała energia zgromadzona w dzień została zużyta w godzinach wieczornych i nocnych oraz porannych, tak by o godzinie 10 następnego dnia rozpoczął kolejny cykl ładowania (o ile promieniowanie słoneczne na to pozwala).

Ilustracje tak rozumianego cyklu dobowego pracy magazynu pokazano na rys.5 oraz rys.6. Dla dni o dużym nasłonecznieniu bateria litowo jonowa o pojemności 100 kWh zapewnia pełne wykorzystanie energii nagromadzonej z nadwyżki generacji nad zapotrzebowaniem. Rzecz jasna w okresach roku o niższym poziomie generacji bateria ta nie będzie w pełni wykorzystana.

Można zatem zastanawiać się jaka jest obecnie siła nabywcza kwoty 128 000 zł na rynku magazynów energii. Najnowsze rozwiązania firmy Tesla (Powerwall) są dostępne za cenę 350 USD/kWh, a firma zapowiada dalsze obniżenie ceny zmierzające do 300 USD/kWh. Można zatem przyjąć, że bateria o pojemności 100 kWh znajduje się „w bliskim zasięgu” wyznaczonej wyżej granicznej wartości inwestycji. Uwzględnienie dodatkowych elementów instalacji magazynu wymusi na inwestorze zmniejszenie jego pojemności do 60–80 kWh, co spowoduje zmniejszenie realnego stopnia autokonsumpcji poniżej zakładanej wartości 100%. Jak wskazują jednak dokładne badania prowadzone dla analizowanego obiektu i rzeczywistych zmian poziomu nasłonecznienia, nie jest to tak znacząca obniżka, bowiem autokonsumpcja nie spada poniżej 90% w ujęciu rocznym. Wskaźniki ekonomiczne ulegną wtedy odpowiednio pewnemu pogorszeniu, ale nie zejną poniżej wartości granicznej $NPV_e=250$ zł/kW.



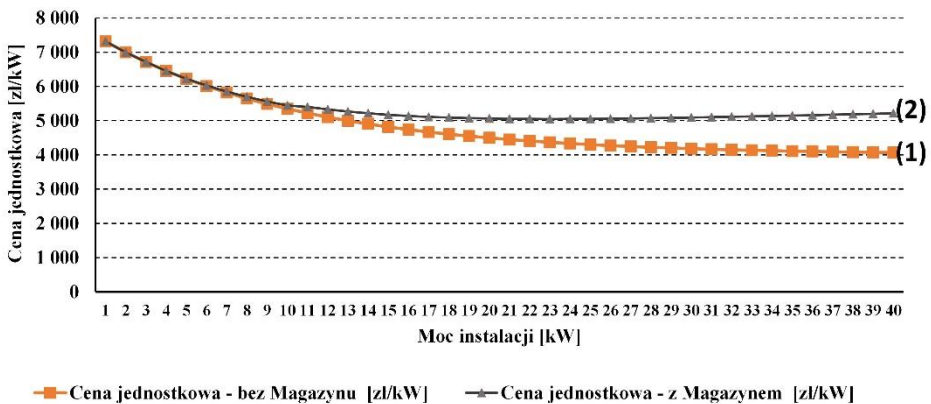
Rys. 5. Dobowe zapotrzebowanie na moc badanego obiektu i moc generowana (15/16 lipca 2015)



Rys. 6. Zestawienie nadwyżki energii możliwej do zmagazynowania oraz rozładowania dla rozpatrywanego obiektu (15/16 lipca 2015) – stopień autokonsumpcji 100%

4. Magazynowanie energii przez prosumentów z opustem

Podobne analizy zostały przeprowadzone dla prosumenta korzystającego z systemu opustów. Jak już wspomniano, dla niego magazynem energii (choć zdaniem niektórych kosztownym) jest system elektroenergetyczny. Gdyby prosument taki chciał zainwestować we własny układ magazynowania energii to cena takiego układu nie mogłaby spowodować obniżenia efektywności poniżej osiąganą z systemem opustów. Wyniki przeprowadzonych badań pokazano na rys. 7. Jak można się było spodziewać dodatkowe nakłady jednostkowe przeznaczone na magazynowanie energii przy instalacji PV o mocy 40 kW to zaledwie 1 100 zł/kW (różnica pomiędzy rzędnymi punktów na krzywych (2) i (1)). Kwota graniczna 40 000 zł w najlepszym przypadku wystarczy na zakup magazynu o pojemności do 25 kWh. Nie pozwoliłoby to jednak na uzyskanie zadowalającego stopnia autokonsumpcji.



Rys. 7. Zależność granicznej ceny jednostkowej magazynu energii od mocy instalacji PV prosumenta z opustem – Wariant – 100% kapitału własnego

5. Wnioski

W artykule przedstawiono ocenę możliwości i celowości inwestowania w magazyn energii przez odbiorcę prowadzącego działalność gospodarczą o zużyciu energii ponad 80 000 kWh rocznie i mocy szczytowej 36 kW. Mając na uwadze fakt, że odbiorca taki uzyskuje zgodnie z ustawą o OZE bardzo niewielkie wsparcie, rozważanie możliwości wprowadzenia przez niego magazynu energii ma sens, szczególnie wtedy gdy instalacja PV ma znaczącą moc (rzędu kilkudziesięciu kilowatów). Przeprowadzona analiza wskazuje, że akceptowalne wyniki ekonomiczne mogą być zachowane gdy w przypadku mikroinstalacji PV o mocy 40 kW magazynowanie i pełna autokonsumpcja są możliwe przy koszcie magazynowania na poziomie mniejszym od 120 000 zł. Za tę kwotę powinno

być możliwe nabycie magazynu o pojemności 80–100 kWh. Dzisiejsze ceny rynkowe są jeszcze nieco zbyt wysokie, ale przeprowadzone badania wskazują, że cena 300 USD/kWh może mieć w przypadku prosumentów biznesowych charakter przełomowy. Stałoby się to jeszcze bardziej realne gdyby w polityce energetycznej państwa pojawił się system wsparcia, dedykowany dla magazynów energii. Miałyby to uzasadnienie w realizacji przez te jednostki innych ważnych funkcji systemowych (poprawa jakości napięcia, poprawa niezawodności pracy sieci).

Literatura

- [1] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta?, *Rynek Energii*, Nr 5 (114) – 2014, s. 83–89.
- [2] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – krajobraz po bitwie, *Rynek Energii*, Nr 2 (117) – 2015, s. 40–44.
- [3] Kacejko P., Pijarski P., Zarządzanie mikroinstalacjami OZE - realne wyzwanie techniczne, czy tylko impuls marketingowy? *Rynek Energii*, Nr 1 (122) – 2016, s. 41–45.
- [4] Gałązka K., Kacejko P., Pijarski P.: Wykluczeni - jednostki sektora finansów publicznych na straconej pozycji wśród wytwórców OZE ? *Rynek Energii*, Nr 2 (123) - 2016, s. 40–45.
- [5] Paska J., Kłos M., Pawlak K. Metodyka oceny ekonomicznej magazynowania energii elektrycznej. *Rynek Energii*, Nr 3 (106) - 2013, s. 20–25.

Tadeusz PYDYCH, Janusz SOWIŃSKI

Politechnika Częstochowska

STRATEGIE INWESTORA OZE W SYSTEMIE AUKCYJNYM W WARUNKACH RYZYKA

Proces inwestowania jest procesem wieloetapowym, obarczonym zazwyczaj sporą niepewnością. Rachunek decyzyjny w warunkach niepewności wiąże się z decyzjami, dla których nie jest znany rozkład prawdopodobieństwa ich konsekwencji, a i same konsekwencje też nie zawsze są znane. Próba praktycznego rozwiązania problemu decyzyjnego w warunkach niepewności zazwyczaj sprowadza się do określenia subiektywnego prawdopodobieństwa zajścia danej konsekwencji. Decyzję o inwestowaniu lub odłożeniu jej należy rozważać jako proces ciągły w czasie. Firmy przed podjęciem decyzji o inwestowaniu podejmują szczegółowe badania rynku w tym zakresie. Planując inwestycje można w miarę dokładnie oszacować nakłady inwestycyjne, ale ceny, koszty i stopa dyskonta, czyli czynniki wpływające na wartość przyszłych przepływów pieniężnych, obarczone są niepewnością. W prezentowanym modelu decyzyjnym, wykorzystując metodykę tzw. *real options approach*, uwzględniono niepewność dotyczącą kształtowania się przyszłych przychodów. Przeanalizowano projekt inwestycyjny budowy biogazowni rolniczej funkcjonującej w złożonym środowisku zewnętrznym, zdeterminowanym z jednej strony przez system wsparcia w postaci kolorowych certyfikatów, a z drugiej strony przez system aukcyjny dla technologii OZE.

1. Optymalizacja dynamiczna procesu Markowa z czasem ciągłym w modelu decyzyjnym inwestycji OZE w warunkach ryzyka

Wynikiem decyzji w warunkach ryzyka jest wystąpienie z pewnym prawdopodobieństwem zdarzenia, które prowadzi do strat. Do zamodelowania procesu decyzyjnego w warunkach ryzyka wykorzystano proces stochastyczny Markowa. W procesie tym rozkład warunkowy zmiennej losowej zależy jedynie od stanu poprzedniego. Proces Markowa może być zdefiniowany na dyskretnej przestrzeni stanów i wtedy nazywa się łańcuchem Markowa. Istnieją procesy Markowa z czasem ciągłym, np. proces Wienera (szczególnym przypadkiem model ruchów Browna, tzw. równanie dyfuzji). W procesie Wienera zbiór wartości zmiennych losowych ma rozkład normalny.

Problem decyzyjny w warunkach ryzyka rozumiany jest jako sytuacja, w której określone decyzje powodują różne skutki w zależności od tego, który

z możliwych stanów, czyli opcji (w podejściu tzw. *real options approach*), zajdzie. Zakłada się, że znany jest rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia określonych stanów (np. w procesie Wienera jest to rozkład normalny). Rozwiązanie problemu decyzyjnego w warunkach ryzyka ma wskazać takie działanie, które da maksymalną wartość oczekiwaną funkcji celu. W niniejszym artykule mamy do czynienia z takim właśnie przedstawieniem problemu decyzyjnego w zakresie inwestycji w elektroenergetyce w OZE. W optymalizacji dynamicznej poszukiwana jest wartość maksymalna z wartości oczekiwanej wskaźnika NPV (wartości zaktualizowanej netto) inwestycji.

W artykule został przedstawiony model decyzyjny inwestycji w warunkach ryzyka. Przeanalizowano inwestycję w OZE na przykładzie budowy biogazowni rolniczej. Szczegółowy opis podstaw teoretycznych metodyki *real options approach* można znaleźć w [2, 5], a modelu decyzyjnego inwestycji w [6, 7, 8].

2. Przykładowa technologia OZE – biogazownia rolnicza

Ogólna tendencja rozwijania OZE w Polsce [3] skłania do rozważenia biogazowni rolniczej jako istotnej technologii mającej do zagospodarowania spory potencjał biogazu. W ostatnich latach biogazownie funkcjonowały w niesprzyjających warunkach [9], dążąc mimo przeciwności do coraz większego udziału w miksie energetycznym. Na koniec 2016 r. w systemie Agencji Rynku Rolnego były zarejestrowane 94 biogazownie rolnicze o łącznej mocy 101,2 MW. Obecnie w Polsce realizowanych jest 580 projektów, których łączna moc generacji elektrycznej osiągnie 587 MW. Zmieniające się otoczenie prawne (Ustawa o OZE [10], system wsparcia, system aukcyjny) wymusza bardzo ostrożne planowanie inwestycji.

Nakłady inwestycyjne biogazowni zależą od wielu czynników, takich jak wielkość biogazowni, lokalizacja inwestycji w stosunku do infrastruktury elektroenergetycznej, zastosowanej technologii wytwarzania biogazu oraz wykorzystywanych substratów. Jednostkowy nakład inwestycyjny dla biogazowni rolniczej o mocy ok. 500 kW to rząd od 10 tys. zł/kW do 16 tys. zł/kW w zależności od technologii. Na powyższy koszt składają się: koszt samej instalacji, koszt projektu, pozwoleń, prac ziemnych i przyłącza do sieci energetycznej (konieczność wybudowania własnej linii do przyłącza znacznie obniża rentowność inwestycji lub powoduje jej nierentowność). Pozyskanie dotacji unijnej na część nakładów inwestycyjnych może być istotnym elementem uwzględnianym w podejmowaniu decyzji o realizacji inwestycji. Nakłady jednostkowe maleją dla większych mocy biogazowni. Efekt skali jest nadzieją na dodatkowe obniżenie nakładów inwestycyjnych z tytułu powszechności wdrożeń. Skrócenie czasu przygotowania projektu i realizacji samej inwestycji również znacząco wpływają na jej rentowność. Ogromne znaczenie ma nie tylko odległość od infrastruktury elektroenergetycznej (najbliższy GPZ), ale również sieci wodno-kanalizacyjnej

oraz usytuowanie potencjalnych odbiorców ciepła. Dla biogazowni o typowej mocy 1,1 MW średni koszt budowy wynosi 15 tys. zł/kW. Zazwyczaj taka biogazownia rocznie przetwarza ok. 40 tys. ton gnojownicy i 20 tys. ton kiszonki kukurydzy. Mniejsze biogazownie o mocy 230 kW charakteryzują się wyższym jednostkowym nakładem inwestycyjnym w wysokości ok. 21 tys. zł/kW, a co za tym idzie dłuższym średnim czasem zwrotu inwestycji.

Bardzo istotnym elementem analizy kosztów biogazowni są koszty zakupu i przechowywania substratów, gdyż stanowią one prawie połowę kosztów operacyjnych. Substratami wykorzystywanymi w biogazowniach mogą być odpady pogorzelniane (ok. 28%), kiszonka kukurydzy (ok. 26%), odpady z przemysłu owocowo-warzywnego (17%), odpady poubojowe (13%), gnojownica bydłęca oraz produkty uboczne przemysłu mleczarskiego. Popularne technologie wykorzystują jednoczesną fermentację biomasy roślinnej i odchodów zwierzęcych, a każdy rodzaj substratu charakteryzuje się różnymi właściwościami fermentacyjnymi. Z jednej tony suchej masy organicznej (t s.m.o.) uzyskuje się:

- 222 m³ metanu w przypadku gnojownicy bydłowej,
- 301 m³ metanu w przypadku gnojownicy świńskiej,
- 317 m³ metanu z kiszonki kukurydzy,
- 600 m³ metanu z odpadów z produkcji oleju.

Każda biogazownia generuje zapotrzebowanie na substrat w zależności od stosowanych technologii, i tak np. biogazownia w Naclawiu o mocy elektrycznej 0,625 MW i mocy cieplnej 0,698 MW generuje rocznie zapotrzebowanie na 21,9 tys. ton gnojownicy i 9,1 tys. ton kiszonki kukurydzy, które są gromadzone w komorze fermentacyjnej o kubaturze 1,25 tys. m³.

Istotnym elementem kosztu jest zagospodarowanie pulpy pofermentacyjnej, czyli pozostałości po substracie. Utylizacja pulpy pofermentacyjnej jest procesem kosztownym, dlatego wskazane jest wykorzystanie pulpy jako nawozu (konieczność realizacji procedury uznania pofermentu za nawóz organiczny i uzyskania pozwolenia na wprowadzenie do obrotu). Rozwożenie pulpy pofermentacyjnej może stanowić nawet 25% kosztów operacyjnych biogazowni (koszt rozwożenia nawet kilkaset zł/ha). Dobrym posunięciem biznesowym jest decyzja o wykorzystaniu mieszaniny fermentacyjnej z różnymi odpadami np. odpady poubojowe, czy odpady przemysłu rolno-spożywczego. Niektóre odpady stwarzają jednak pewne kłopoty, bo np. odpady z dużą zawartością tłuszczu, czy inhibicyjne narzucają stosowanie specjalnych technologii przemysłowej kontroli lub stałego nadzoru biotechnologicznego (np. odpady z placówek żywieniowych czy przeterminowana żywność). Dodatkowe koszty generuje zakup wody technologicznej do rozcieńczania mieszaniny substratów, ale technologia suchej fermentacji unika tych kosztów. Podobnie zwiększa koszty konieczność przeróbki masy pofermentacyjnej, a w niektórych przypadkach higienizacja odpadów niebezpiecznych. Instalacja do odsiarczania biogazu z jednej strony zwiększa nakład inwestycyjny i powoduje dodatkowe koszty zmienne, ale brak tej

instalacji zwiększa awaryjność biogazowni i prowadzi do dodatkowych kosztów związanych z remontami i wymianą komponentów.

Zasadniczym przychodem biogazowni rolniczych jest sprzedaż energii elektrycznej oraz praw majątkowych, które wynikają ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego (błękitnych certyfikatów). Generalnie rentowność biogazowni może być podniesiona w wyniku sprzedaży ciepła do sieci ciepłowniczej lub wykorzystania go na potrzeby własne (np. szklarnie, mleczarnia, itp). Wymaga to jednak pozyskania lokalnych odbiorców ciepła i niejednokrotnie związane jest z rozbudową sieci ciepłowniczej.

Nowelizacja Ustawy o OZE [10] wprowadziła preferencje dla producentów energii z biogazu w postaci obowiązku zakupu energii produkowanej w biogazowniach. Ponadto rozpoczęto we wrześniu 2016 roku notowania praw majątkowych przysługujących za produkcję energii w biogazowniach rolniczych, czyli tzw. błękitnych certyfikatów. W ogólnym obowiązku OZE w zakresie energii, wynoszącym w tym roku 16%, wydzielono obowiązek związany z zakupem błękitnych certyfikatów na poziomie 0,6%. Jednocześnie istnieje możliwość przejścia z systemu certyfikatów do rozliczeń w systemie aukcyjnym, pod warunkiem wygrania aukcji przez biogazownię rolniczą. Większość biogazowni wybrała jednak system certyfikatów z uwagi na różne formy pomocy inwestycyjnej, które obniżałyby przychody uzyskane w systemie aukcyjnym. Z 94 biogazowni rolniczych funkcjonujących na koniec 2016 roku w Polsce, do systemu aukcyjnego weszli operatorzy 7 biogazowni. Dotychczas zanotowano trend rosnący ceny błękitnych certyfikatów na TGE. I tak we wrześniu 2016 r. średnia cena wynosiła 277,67 zł/MWh, w styczniu 2017 r. 301,15 zł/MWh, a w lutym 2017 r. 336,92 zł/MWh.

Według Rozporządzenia Ministerstwa Energii z dnia 17 października 2016 r. [4] ceny referencyjne, o których mowa w art. 77 ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, dla instalacji zarówno o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, jak i większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynoszą 550 zł/MWh. Rozporządzenie [4] ustala także ceny referencyjne dla instalacji zmodernizowanych po dniu wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE. Kryterium wygrania aukcji przez inwestora jest zaferowanie najniższej ceny. Inwestor dostaje gwarancję sprzedaży energii elektrycznej po zaferowanej cenie z uwzględnieniem wskaźnika inflacji, uzyskując wsparcie w okresie 15-letnim. Warunkiem przystąpienia do aukcji jest zaferowanie ceny sprzedaży energii elektrycznej nie wyższej od ceny referencyjnej.

3. Model decyzyjny inwestycji OZE w warunkach aukcyjnych

Biogazownie rolnicze mogą obrać właściwie dwie strategie postępowania. Pierwszą strategią jest podejście, zakładające pozostanie w systemie wsparcia opartym na kolorowych certyfikatach. Alternatywą jest przystąpienie biogazowni do systemu aukcyjnego, po wygraniu aukcji. Obie ze wspomnianych strategii, pasywna i aktywna, związane są z przepływami pieniężnymi w postaci przychodów i kosztów, które mogą zmieniać się w sposób trudny do przewidzenia w przyszłości.

Celem modelu jest wskazanie optymalnej strategii podejmowanej przez wytwórcę energii elektrycznej, jakim jest biogazownia rolnicza. Właściciel (inwestor) biogazowni musi wybrać optymalne rozwiązanie. Jednym z możliwych do zastosowania jest kryterium optymalizacji wartości zaktualizowanej *PV* (*Present Value*) lub wartości zaktualizowanej netto *NPV* (*Net Present Value*), wyznaczonej na podstawie oczekiwanych wpływów i kosztów dla możliwych do zastosowania przez biogazownię strategii.

W modelu zostaną uwzględnione stochastyczne zmienne stanu: cena energii elektrycznej c_e , cena za ciepło c_c , cena błękitnego certyfikatu c_b , cena uzyskana na aukcji c_a i jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w biogazowni oznaczone k_w . Można założyć, że przebiegi czasowe powyższych zmiennych można opisać równaniem geometrycznych ruchów Browna, tzw. równaniem dyfuzji, które jest specjalnym przypadkiem procesu Wienera:

$$\begin{aligned} dc_e &= \alpha_e c_e dt + \sigma_e c_e dz_e \\ dc_c &= \alpha_c c_c dt + \sigma_c c_c dz_c \\ dc_b &= \alpha_b c_b dt + \sigma_b c_b dz_b \quad , \\ dc_a &= \alpha_a c_a dt + \sigma_a c_a dz_a \\ dk_w &= \alpha_w k_w dt + \sigma_w k_w dz_w \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie α - współczynnik trendu dla ceny lub kosztu jednostkowego, σ - odchylenie standardowe, dz - inkrement procesu Wienera, $dz = \xi_t \sqrt{dt}$, ξ_t - zmienna przypadkowa o rozkładzie normalnym, wartości oczekiwanej równej 0 i odchyleniu standardowym równym 1.

We wzorach (1) miernikiem niepewności, a zarazem ryzyka kształtowania się przyszłych wartości cen i kosztów są wartości odchyłeń standardowych σ .

Założono korelację pomiędzy zmianami przypadkowymi z :

$$\begin{aligned} \varepsilon(dz_b, dz_e) &= \rho_e dt \\ \varepsilon(dz_b, dz_c) &= \rho_c dt \\ \varepsilon(dz_b, dz_a) &= \rho_a dt \quad , \\ \varepsilon(dz_b, dz_w) &= \rho_w dt \end{aligned} \quad (2)$$

gdzie ε - operator wartości oczekiwanej, ρ - współczynnik korelacji.

Oznaczono:

$$\begin{aligned}\delta_e &\equiv \mu_e - \alpha_e \\ \delta_c &\equiv \mu_c - \alpha_c \\ \delta_b &\equiv \mu_b - \alpha_b, \\ \delta_a &\equiv \mu_a - \alpha_a \\ \delta_w &\equiv \mu_w - \alpha_w\end{aligned}\quad (3)$$

gdzie μ - stopa zwrotu z uwzględnieniem oszacowania ryzyka.

Przyjmując strategię pasywną biogazownia rolnicza pozostaje w systemie wsparcia w postaci kolorowych certyfikatów. Oczekiwana wartość zaktualizowana strumienia przychodów (różnicy wpływów i kosztów) pomniejszona o nakład inwestycyjny (czyli wartość zaktualizowana netto) w okresie eksploatacji N_e lat wyraża się następującym wzorem:

$$\begin{aligned}PV_0 = \int_0^{N_e} &\left(c_e E_t e^{-\delta_e t} + c_b E_t e^{-\delta_b t} + \right. \\ &\left. + c_c u_t Q_t e^{-\delta_c t} - k_w E_t e^{-\delta_w t} \right) dt - I\end{aligned}\quad (4)$$

gdzie E_t - produkcja netto energii elektrycznej w roku t w biogazowni rolniczej, Q_t - produkcja netto ciepła w roku t w biogazowni rolniczej, u_t - nadwyżka netto ciepła użytkowego znajdująca nabywcę w roku t w biogazowni rolniczej, I - nakład inwestycyjny.

Opisana wzorem (4) wartość PV_0 przyjęta jest jako opcja odniesienia, z którą porównywana będzie opcja przystąpienia biogazowni do aukcji i wygrania aukcji w roku t .

Wtedy wartość oczekiwana z wartości aktualnej strumienia dodatkowych przychodów po wygraniu aukcji w okresie od t do N_e (założono, że okres $N_e - t$ równy jest okresowi wsparcia aukcyjnego, czyli 15 lat) wyniesie:

$$\begin{aligned}\Phi^a(c_e, c_a, c_b, t) = \int_t^{N_e} &\left(c_a E_T e^{-\delta_a(T-t)} + \right. \\ &\left. - c_e E_T e^{-\delta_e(T-t)} - c_b E_T e^{-\delta_b(T-t)} \right) dT\end{aligned}\quad (5)$$

Pierwszy składnik po prawej stronie wzoru (5) opisuje zdyskontowane przepływy pieniężne wynikające z ceny aukcyjnej. Dwa pozostałe składniki przepływów pieniężnych (ze znakiem ujemnym) to utrata wpływów występujących w opcji odniesienia, związanych ze sprzedażą energii elektrycznej na rynku energii i praw majątkowych, które wynikają ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego (błękitnych certyfikatów).

Wartość opcji związanej z aukcją F^a , zdefiniowana jako wartość maksymalna z oczekiwanej wartości zaktualizowanej, wynosi:

$$F^a(c_e, c_a, c_b, t) = \max_T \mathcal{E} \left[\int_t^{N_e} (c_a E_T e^{-\delta_a(T-t)} + c_e E_T e^{-\delta_e(T-t)} - c_b E_T e^{-\delta_b(T-t)}) dT \right] \quad (6)$$

Wykorzystując podejście opcyjne *real options approach* można wykazać, że opcja związana z aukcją musi spełniać następujące równanie różniczkowe, wynikające z równania Bellmana (równania optymalizacji dynamicznej):

$$rF^a dt = \mathcal{E}(dF^a), \quad (7)$$

z warunkami brzegowymi:

$$\begin{aligned} F^a(c_e, c_a, c_b, N_e) &= 0 \\ F^a(c_e, c_a^*, c_b, t) &= \Phi^a(c_e, c_a^*, c_b, t), \\ \frac{\partial F^a}{\partial c_a}(c_e, c_a^*, c_b, t) &= \frac{\partial \Phi^a}{\partial c_a}(c_e, c_a^*, c_b, t) \end{aligned} \quad (8)$$

gdzie: r – stopa dyskonta.

Równanie (7) można rozwiązać numerycznie, ale inwestora raczej w ograniczonym stopniu interesuje przebieg czasowy optymalnej opcji inwestowania. Przede wszystkim inwestora interesuje odpowiedź na pytanie, przy jakiej wartości progowej ceny uzyskanej na aukcji (poniżej ceny referencyjnej) opłaca się natychmiast przystąpić do aukcji. Prezentowany model zostanie wykorzystany w celu wyznaczenia progowej wartości ceny uzyskanej na aukcji c_a^* w chwili $t=0$. Równanie (4) określa wartość zaktualizowaną netto dla strategii pasywnej. Jeśli uwzględnimy taki stan dla chwili czasowej $t=0$ i dodamy opcję wygranania aukcji przez inwestora, to wartość zaktualizowana wyniesie:

$$PV_0^a = PV_0 + F^a(c_{e0}, c_{a0}, c_{b0}, 0). \quad (9)$$

Na podstawie równania (4) i (9) można wyznaczyć progową wartość c_{a0}^* , powyżej której opcja aukcji jest opłacalna. Wartość progowa w sposób istotny zależy od wielu czynników, ujętych w równaniu (9).

Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o. we współpracy z Instytutem Energii Odnawialnej opracowała program Kalkulator biogazowy (ver. 1.0). Wyniki z kalkulatora, częściowo prezentowane poniżej, posłużyły do przygotowania danych wejściowych do modelu decyzyjnego inwestycji. Podobne dane dotyczące biogazowni prezentuje program Biogaz Inwest. Analizie poddano biogazownię rolniczą o teoretycznej mocy elektrycznej 0,74 MW i mocy cieplnej 0,84 MW, w której wsadem jest 30 000 t/r gnojownicy świńskiej i 15 000 t/r kiszonki kukurydzy poddawanych mokrej fermentacji mezofilowej (założono, że substraty pozyskano jako produkty własne gospodarstwa rolniczego). Produktem

jest strumień biogazu 3,1 mln m³/r, co przekłada się na roczną produkcję metanu 1,86 mln m³/r. Przy takich założeniach uzyskano produkcję energii elektrycznej 5,9 GWh/r i ciepła 24,1 TJ/r, a w tym zużycie na potrzeby własne to 9% energii elektrycznej i 25% ciepła. Na rynku energii sprzedaje się całą produkcję energii elektrycznej, ale założono, że tylko 35% nadwyżki netto ciepła użytkowego znajduje nabywcę. Przyjęto ponadto najtańszy sposób zagospodarowania pulpy pofermentacyjnej w ilości prawie 45 tys. t/r wykorzystując ją jako nawóz na własnych polach. Nakład inwestycyjny dla biogazowni pracującej wg powyższych założeń technologicznych oszacowano na poziomie 15,32 mln zł (przy szacunku minimalnych nakładów 9,57 mln zł, a maksymalnych 20,92 mln zł). Koszty operacyjne bez zakupu i magazynowania substratów wynoszą ok. 1,53 mln zł/r. Źródłem przychodów biogazowni jest sprzedaż energii elektrycznej (174,2 zł/MWh w 2015 r. [1]), nadwyżek ciepła (36,37 zł/GJ w 2015 r.) i błękitnych certyfikatów (336,92 zł/MWh). Cena błękitnych certyfikatów (ze względu na ich małą podaż) prawdopodobnie będzie zbliżać się do opłaty zastępczej wynoszącej 300,03 zł, ale i tak będzie znacznie większa niż obecna cena zielonych certyfikatów.

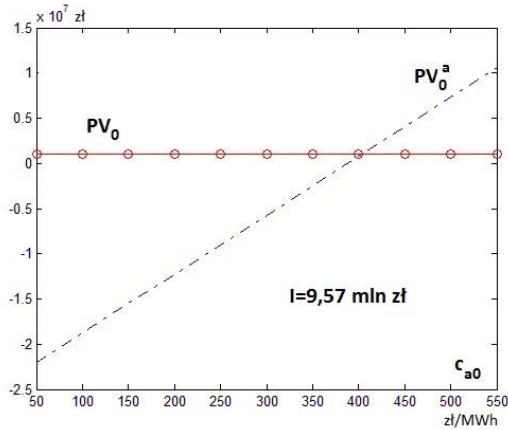
W obliczeniach założono: (i) biogazownia rolnicza może być zbudowana w ciągu 1 roku, (ii) wskaźniki przyrostu cen i kosztów wynoszą $\alpha_a = \alpha_c = \alpha_e = \alpha_w = 5\%$, natomiast zakładany wskaźnik dla błękitnych certyfikatów na TGE powoduje obniżkę ich cenę, stąd $\alpha_b = -1\%$, (iii) przyjęto stopę dyskonta równą $r = 8\%$, a stopy zwrotu przyjęto $\mu_a = \mu_b = \mu_c = \mu_e = \mu_w = r$.

Przebieg wartości PV_0 wyznaczony zgodnie z równaniem (4) (wartość stała, nie zależy od c_{a0}) oraz przebieg wartości PV_0^a w funkcji c_{a0} , wyznaczony zgodnie z równaniem (9) naniesiono na przykładowych rysunkach (rys.1 i 2).

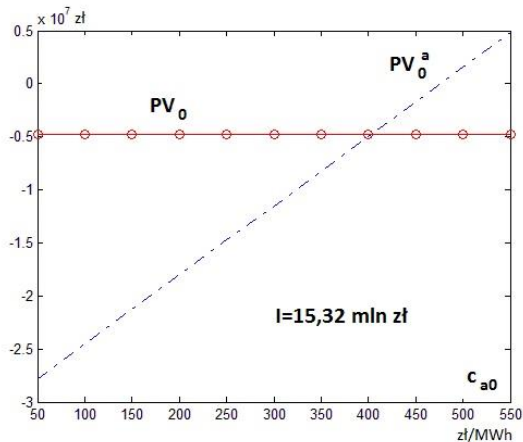
Punkt przecięcia obu przebiegów wyznacza progową wartość ceny aukcyjnej. Z rys. 1 można odczytać wartość progową c_{a0}^* ok. 400 zł/MWh, ale w przypadku wyższego nakładu inwestycyjnego dopiero cena aukcyjna ok. 475 zł/MWh, odczytana z rys.2, daje dodatnią wartość zaktualizowaną netto inwestycji.

4. Podsumowanie

Przedstawiono model decyzyjny inwestycji mający na celu wskazanie reguły decyzyjnej dla biogazowni rolniczej. Wyznaczono progowe wartości ceny uzyskanej na aukcji, przy której dla biogazowni bardziej opłaca się system aukcyjny niż system wsparcia oparty na kolorowych certyfikatach. Wyznaczone przykładowe wartości progowe ceny uzyskanej na aukcji dla biogazowni są niższe od obecnie obowiązującej ceny referencyjnej w rozporządzeniu do ustawy o OZE [4], ale obliczenia były wykonane dla szeregu, optymalizujących pracę biogazowni, założeń, które jednak mogą być trudne do zrealizowania (np. pozyskanie substratów z własnego gospodarstwa, niski nakład inwestycyjny, zagospodarowanie we własnym zakresie pulpy pofermentacyjnej itp.).



Rys. 1. Progowa wartość ceny aukcyjnej wyznaczona na podstawie przebiegów wartości zaktualizowanych dla nakładu inwestycyjnego minimalnego $I = 9,57$ mln zł



Rys. 2. Progowa wartość ceny aukcyjnej wyznaczona na podstawie przebiegów zaktualizowanych dla nakładu inwestycyjnego średniego $I = 15,32$ mln zł

Na wartość progową ceny uzyskanej na aukcji ma wpływ szereg czynników obarczonych niepewnością kształtowania się w przyszłości. Na TGE prawa majątkowe do błękitnych certyfikatów są towarem rynkowym. Cena kształtuje się w wyniku gry rynkowej, jako cena równowagi. Na cenę wpływają również inne niż rozważane w artykule czynniki, np. wysokość opłaty zastępczej. Podobnie mogą wpłynąć na wyniki obliczeń ewentualne zmiany w systemie funkcjonowania aukcji. Niepewnością obciążone są również ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz cena ciepła. Podobnie zachowują się ceny substratów, będących wsadem w procesie produkcji biogazu rolniczego.

Badania wymagają kontynuacji w celu uzyskania rozwiązania równania (7) z warunkami brzegowymi (8) i wyznaczenia optymalnej wartości opcji związanej z aukcją.

Literatura

- [1] ARE SA: Statystyka elektroenergetyki polskiej, 2004–2016, Warszawa.
- [2] Dixit A.K., Pindyck R.S.: *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton, New Jersey 1994, 135–199.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [4] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2016 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2016 r., Dz. U. z 2016 r. poz. 1765.
- [5] Sowiński J.: *Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych*, seria Monografie nr 148, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2008 r.
- [6] Sowiński J.: Critical price of sulphur dioxide emission allowances. *Control and Cybernetics* 2001; 30(2), p. 191–201.
- [7] Sowiński J.: Economic efficiency of power generation investments under uncertainty and risk – a review of models of options approach, *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 2008, Nr 9, Rok LXXXIV, s. 74–79.
- [8] Sowiński J.: Zarządzanie na etapie podejmowania decyzji projektami inwestycji proekologicznych w elektrowniach, *Rynek Energii*, Nr 1 (92), luty 2011 r., s.10–14.
- [9] Szwaja S.: Analiza opłacalności ekonomicznej mikrobiogazowni rolniczej, *Rynek Energii*, Nr 6 (127), grudzień 2016.
- [10] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 478 i 2365) i Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925).

Michał POLECKI

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

WPLYW REDUKCJI GENERACJI WIATROWEJ NA KOSZTY ROZRUCHÓW ELEKTROWNI KONWENCJONALNYCH

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce oraz plany budowy morskiej energetyki wiatrowej na morzu Bałtyckim powodują zmiany struktury wytwarzania w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Obecny kształt uregulowań prawnych gwarantuje odnawialnym źródłom energii (OZE), w tym elektrowniom wiatrowym, odbiór energii elektrycznej przy pełnym wykorzystaniu energii pierwotnej. Ograniczona sterowalność OZE wymusza na elektrowniach konwencjonalnych zmniejszenie mocy generowanej, a w sytuacjach gdy obciążenie systemu jest bardzo małe wyłączenie jednostek wytwórczych z pracy. Taka sytuacja obliguje operatora systemu przesyłowego do wypłaty wybranym jednostkom wytwórczym centralnie dysponowanym (JWCD) rekompensaty za świadczenie usługi regulacyjnej.

W referacie przedstawiono wyniki analizy wpływu redukcji mocy elektrowni wiatrowych na wybrane koszty funkcjonowania KSE., przy dużym udziale mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych. Przeanalizowano również możliwości redukcji chwilowych mocy FW dla celów regulacyjnych systemu elektroenergetycznego (SEE). Badania poszerzone zostały o próbę określenia granicy opłacalności wprowadzenia proponowanych dopuszczalnych poziomów redukcji mocy generowanej FW w KSE i propozycję wielkości rekompensat dla elektrowni wiatrowych z tytułu uczestnictwa w Rynku Usług Systemowych (RUS).

1. Rezerwa mocy w systemie elektroenergetycznym

Prawidłowe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego wymaga ustalenia i utrzymania odpowiednich rezerw mocy (zarówno dodatnich i ujemnych) [1, 2]. Dla prawidłowej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wymagane jest zapewnienie wymaganego poziomu zarówno rezerwy wirującej jak i rezerwy interwencyjnej zimnej. Operator systemu przesyłowego (OSP) w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [2] podaje minimalne wartości rezerwy wirującej i tak w ramach regulacji pierwotnej jest to około ± 170 MW a regulacji wtórnej ± 500 MW. Przyczyną konieczności utrzymywania rezerwy wirującej jest

potrzeba pokrycia szybkich zmian mocy, wynikających ze zmienności obciążeń odbiorców, szybkich zmian mocy generowanej w odnawialnych źródłach energii (OZE) oraz możliwość wystąpienia awaryjnych wyłączeń zarówno po stronie źródeł wytwórczych jak i układów sieciowych. Rezerwa wirująca jest wyznaczana w dobie $n-1$ na podstawie analiz systemowych. Rezerwa interwencyjna zimna jest sumą mocy JWCD, które można włączyć do pracy w KSE oraz spełniają normy opisane w [2]. Rezerwę interwencyjną mogą realizować: jednostki wytwórcze szczytowo-pompowe, jednostki wytwórcze gazowe (które obecnie pracują jako nJWCD) [2]. W ramach rezerwy interwencyjnej OSP może wydać polecenie ograniczenia lub zwiększenia mocy generowanej przez jednostki wytwórcze (JW). Możliwa jest także konieczność postoju jednostek wymuszony względami sieciowymi. Pomimo, że generacja wymuszona względami sieciowymi (GWS) nie jest kontraktowana dla JWCD, to IRiESP zakłada przypadek wymuszonego odstąpienia jednostki z ruchu. Rozliczenia na rynku bilansującym (RB) prowadzi się z JWCD za pomocą pełnego modelu kosztowego tych jednostek [4].

2. Farmy wiatrowe z redukcją mocy czynnej

Farmy wiatrowe (FW) pracują jako JW, której moc nie zależy od zapotrzebowania na moc w KSE tylko od aktualnych warunków wiatrowych. Wszystkie FW przyłączone do sieci przesyłowej w Polsce są przystosowane do redukcji mocy. Aktualne uregulowanie uwzględnia redukcję mocy w FW w przypadkach, gdy praca z maksymalną chwilową mocą, wynikającą z warunków wiatrowych, zagrażałaby bezpieczeństwu pracy KSE [2]. Ze względu na możliwości techniczne FW mogą zatem pracować z obniżoną mocą generowaną a nawet zostać zdalnie wyłączone z pracy.

Koszty funkcjonowania FW w głównej mierze obejmują koszty stałe, wynikające z wysokich nakładów inwestycyjnych. Ze względu na odnawialny charakter pierwotnego źródła energii zmienne FW są niewielkie w porównaniu z kosztami zmiennymi elektrowni konwencjonalnych. Z tego powodu niezasadna byłaby redukcja mocy czynnej w przypadku równoczesnej możliwości redukcji mocy czynnej w JW konwencjonalnych. Za tym stwierdzeniem przemawiają również względy środowiskowe, czyli oszczędności paliw pierwotnych w elektrowniach konwencjonalnych.

W przedstawionych rozważaniach zaprezentowane zostały założenia pracy algorytmu oraz wyniki obliczeń kosztów redukcji mocy w FW, gdy ze względów na minimalne moce bloków lub ograniczenia sieciowe niemożliwa jest redukcja mocy w JWCD. Typowym rozwiązaniem takiej sytuacji byłoby odstąpienie bloku elektrowni.

W pracy przedstawiona jest analiza, której celem było zbadanie wpływu redukcji mocy FW na przybliżone koszty wynikające z odstawień JWCD w ramach rynku bilansującego (RB).

3. Koszty wyłączeń bloków elektroenergetycznych

Prawidłowa praca SEE wymaga bezprzerwowych dostaw energii elektrycznej odbiorcom. W przypadku wystąpienia niezbilansowania energii na rynku konkurencyjnym różnica pomiędzy mocą zapotrzebowaną a generowaną jest niwelowana na rynku bilansującym. W pewnych przypadkach OSP może wydać polecenie odstawienia bloku i - jeśli warunki pracy KSE na to pozwalają - na jego ponowne uruchomienie. Rozliczenie za tę usługę w ramach regulacyjnych usług systemowych (RUS) realizuje się indywidualnie z każdą JW, na podstawie jednostkowej ceny uruchomienia jednostki grafikowej wytwórczej aktywnej (JG_{wa}) z danego stanu cieplnego [2].

Można wyróżnić trzy stany uruchomienia bloku [5]:

- rozruch ze stanu gorącego,
- rozruch ze stanu ciepłego,
- rozruch ze stanu zimnego.

Za rozruch ze stanu: gorącego uznaje się uruchomienie bloku odstawionego na czas krótszy niż 16 godzin, ciepłego – uruchomienie bloku w czasie pomiędzy 16 godzin i 48 godzin od momentu odstawienia bloku, natomiast rozruch ze stanu zimnego występuje, gdy blok nie pracował dłużej niż 48 godzin [5].

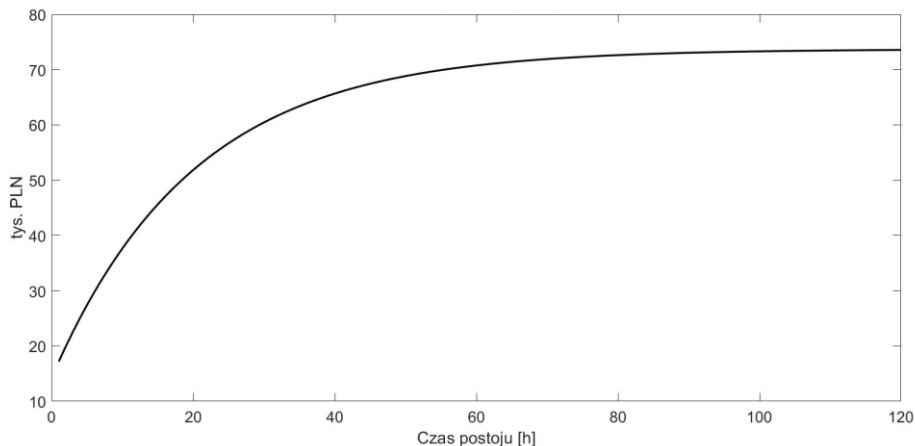
Charakterystyka ceny rozruchu od czasu odstawienia może zostać opisana wzorem [6]:

$$K_{ri} = \{d + e[1 - \exp(-ft)]\}P_n, \quad (1)$$

gdzie:

K_{ri} to koszt rozruchu i -tej JW, d, e, f – parametry charakterystyczne dla każdej JW, t – czas odstawienia bloku, P_n – moc znamionowa bloku.

W dalszych analizach niniejszej pracy przyjęto wstępne założenie polegające na zastosowaniu jednakowych parametrów d, e, f dla wszystkich jednostek cieplnych. Charakterystyki kosztowe rozruchów są zgodne z podawanymi źródłami literaturowymi [5]. Rysunek 1 prezentuje przykładową krzywą dla bloku o mocy znamionowej 200 MW.



Rys. 1. Charakterystyka rozruchowa $K_{ri} = f(t)$ bloku elektrowni ciepłej 200 MW

4. Cel i założenia badań

Prezentowana analiza bazuje na danych dotyczących obciążenia KSE w roku 2015. Analiza obejmuje wszystkie bloki JWCD, nJWCD, elektrociepłownie, sumę generacji małych elektrowni wodnych, sumę generacji małych elektrowni wiatrowych oraz FW przyłączone do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV. Dane do analiz zostały udostępnione dzięki uprzejmości PSE S.A. Obliczenia były prowadzone z wykorzystaniem 15-minutowych, chwilowych wartości mocy.

Dla każdej doby wykonywany jest Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD), który jest zbiorem punktów pracy JW. Plan zakłada konieczność spełnienia ograniczeń takich jak [2]:

- minimalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle,
- maksymalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle,
- minimalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle,
- maksymalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle,
- minimalna liczba jednostek wytwórczych i minimalna moc generacji w węźle,
- maksymalna liczba jednostek wytwórczych i maksymalna moc generacji w węźle,
- konieczność pracy jednostki wytwórczej w zadanym przedziale mocy,
- wymuszony postój jednostki wytwórczej ze względów sieciowych.

Prezentowana analiza uwzględnia aktywne ograniczenia, którymi są: minimalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle, minimalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle oraz minimalna liczba jednostek wytwórczych i minimalna moc generacji w węźle. Uwzględniona została

konieczność zachowania rezerwy wirującej na wymaganym poziomie i remontowe postoje jednostek. Ponadto PKD wybrano dla jednej doby i zastosowano przybliżenie polegające na przestrzeganiu wymienionych ograniczeń dla wszystkich dób roku. Wybrane do analizy ograniczenia sieciowe przedstawia tab. 1. Symulacja nie weryfikuje przeciążeń gałęzi KSE.

Tabela 1

Bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD) – ograniczenia sieciowe dla 20.01.2015 [3]

Elektrownia	Minimalna generacja elektrowni	
	Liczba bloków	Minimalna moc czynna MW
Ostrołęka	2	300
Bełchatów	6	1200
Pałnów	4	600
Adamów	2	200
Rybnik	3	405
Łaziska	3	280
Kozienice	5	575
Połaniec	3	387
Opole	1	180
Jaworzno	3	420
Łągisza	1	79
Dolna Odra	4	460
Turów	4	396
Karolin	1	70
Siersza	1	55

Jako punkt odniesienia do obliczeń przyjęto poziom generacji elektrowni wiatrowych z 2015 roku. Badania polegają na stopniowym zwiększaniu udziału energii elektrycznej z FW, przy jednoczesnym i koniecznym zmniejszaniu obciążeń elektrowni JWCD, aż do wyłączenia poszczególnych bloków. Symulacja obejmuje okres roku, a zwiększanie udziału elektrowni wiatrowych polega na wprowadzeniu mnożnika, którego wartość przyjęto w granicach od 2 do 8. Kształt profilu generacji wprowadzonej zastępczej elektrowni wiatrowej nie zmienia się, czyli zostało przyjęte dodatkowe założenie, że terytorialny rozkład mocy zainstalowanej FW na terenie kraju nie zmienił się. Celem analizy było sprawdzenie wzrostu kosztów wynikających z częstszych odstawień bloków elektrowni oraz wpływ redukcji mocy czynnej FW na ten koszt. Obliczono również ile energii rocznie nie zostałyby wygenerowane w FW w wariantach z dopuszczalną redukcją mocy na poziomie 10% i 20% (w stosunku do mocy generowanej liczonej w przedziale 15-minutowym). Symulacje przeprowadzono w środowisku MATLAB.

5. Wyniki analiz

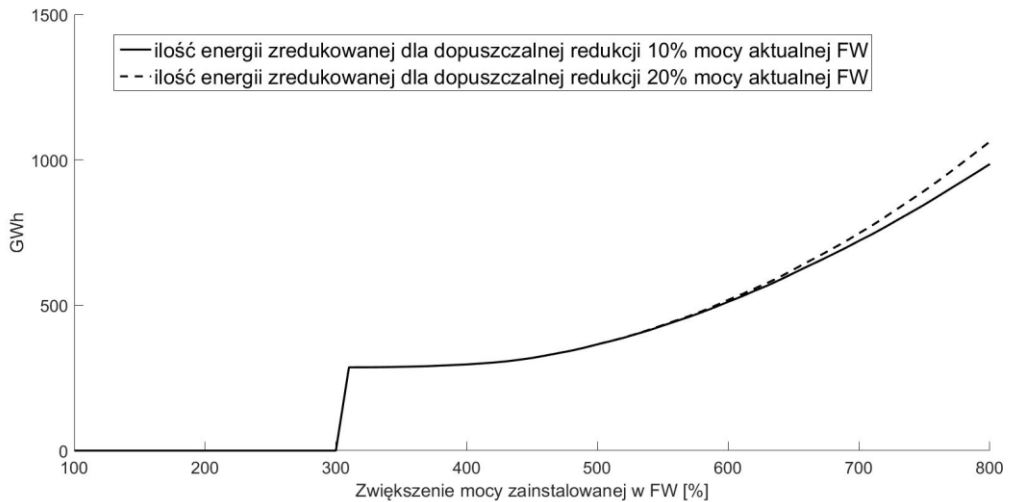
W tabelach 2 i 3 przedstawione są uzyskane wyniki symulacji. Graficzną interpretację wyników obliczeń przedstawionych w tab. 2 pokazano na rys. 2. Tabela przedstawia wyniki symulacji określające ilościowe i względne, wyrażone w procentach, zmiany produkcji elektrowni wiatrowych wynikających z konieczności wykorzystania mechanizmów ograniczenia mocy FW. Jak można zauważyć aż do trzykrotnego wzrostu generacji wiatrowej (wzrost 300% w tab. 2) nie wykorzystano redukcji mocy w FW. Dlatego koszty wyłączeń są niezmiennie (zależą od założonych wcześniej planów pracy elektrowni). Na rys. 2 obserwujemy gwałtowne zwiększenie redukcji mocy w FW po przekroczeniu wartości 300% bazowej generacji wiatrowej. Dalsze badania dla symulacji nie uwzględniającej redukcji były niemożliwe. Niespełniony był warunek ograniczeń sieciowych pokazany w tabeli 1. Tabela 2. przedstawia wyniki obliczeń dla dwóch przyjętych wariantów – I i II. Wariant I określony został jako możliwość dopuszczalnej redukcji sumarycznej mocy FW (aktualnie dostępnej – chwilowej) o 10%. Wariant II dopuszcza występowanie redukcji mocy o 20%. Można zauważyć, że zastosowanie zarówno wariantu pracy I jak i II przynosi podobne wyniki. Wynika to z tego, że roczna ilość niewyprodukowanej energii w FW, w odniesieniu do generacji bazowej, wyniosła, w obu wariantach, około 1,5%, a niewyprodukowana energia w wariantcie I w porównaniu z wariantem II jest tylko nieznacznie niższa. Redukcja mocy w FW występuje w przypadku niskiego zapotrzebowania mocy w KSE oraz dużej generacji wiatrowej. Takie przypadki, jak można wywnioskować z tabeli 2, nie występowały często. Przy przekroczeniu sześciokrotnej granicy wzrostu mocy elektrowni wiatrowych badania kontynuowano tylko dla wariantów I i II. Wariant nieuwzględniający możliwości redukcji chwilowych mocy generowanych FW nie był po przekroczeniu 600% bazowej generacji wiatrowej liczony ze względu na niemożliwość spełnienia warunków ograniczeń mocy elektrowni systemowych.

Tabela 3 prezentuje zestawienie kosztów odstawień i rozruchów bloków elektrowni ciepłych w funkcji wzrostu udziału generacji wiatrowej w KSE oraz jednostkowe, uniknięte koszty uruchomień i odstawień bloków elektrowni ciepłych wywołane wprowadzeniem mechanizmu ograniczeń produkcji mocy w farmach wiatrowych. Jak można zauważyć zwiększone koszty rozruchów w wariantcie bez redukcji mocy w FW zaczynają pojawiać się po trzykrotnym wzroście mocy zainstalowanej generacji wiatrowej. W przypadku wzrostu sześciokrotnego generacji w FW koszty rozruchów wzrosły o prawie 15% w wariantcie bazowym (bez redukcji mocy w FW). W wariantcie I koszty te zaczynają rosnać po pięciokrotnym przekroczeniu zainstalowanej mocy FW dla 2015 roku przy czym wzrost ten jest nieznaczny i nie przekracza 0,26 punktu procentowego. W wariantcie II wzrost kosztów odstawienia bloków nie występuje nawet przy ośmiokrotnym wzroście mocy generowanej w FW (rys.3).

Tabela 2

Wielkość redukcji energii w FW w trzech badanych wariantach

Przyrost mocy osiągalnej energetyki wiatrowej %	Roczne ograniczenia produkcji energii w FW, w GWh			Roczne ograniczenia produkcji energii w FW, w porównaniu z wariantem braku redukcji, w %		
	Wariant bazowy 0%	Wariant I 10%	Wariant II 20%	Wariant bazowy 0%	Wariant I 10%	Wariant II 20%
200	0	0,000	0,000	0,0	0,000	0,000
250	0	0,000	0,000	0,0	0,000	0,000
300	0	0,000	0,000	0,0	0,000	0,000
350	0	288,2	288,2	0,0	1,438	1,438
400	0	296,5	296,5	0,0	1,295	1,295
450	0	318,7	318,7	0,0	1,237	1,237
500	0	365,5	365,7	0,0	1,277	1,277
550	0	429,8	431,9	0,0	1,365	1,371
600	0	512,0	518,3	0,0	1,490	1,509



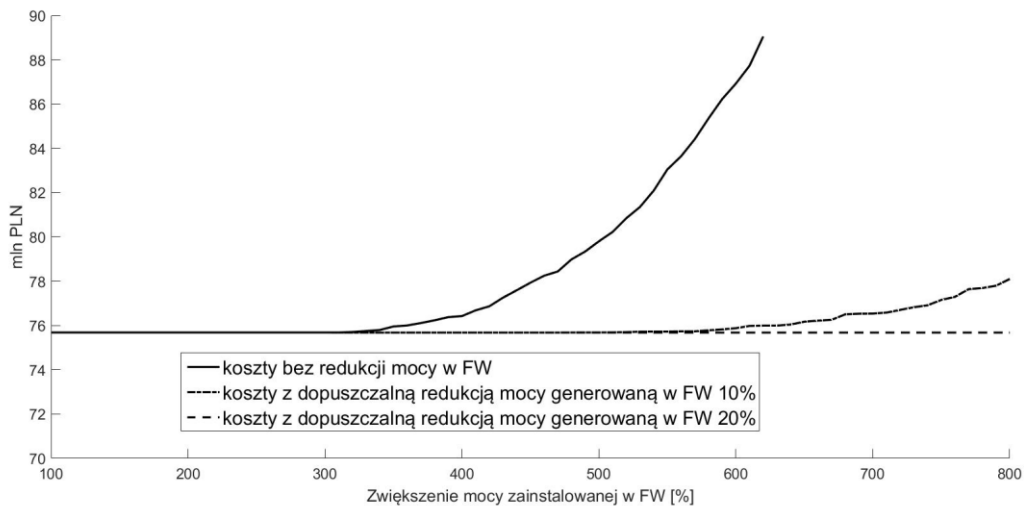
Rys.2. Ilość energii zredukowanej w FW w ciągu roku w funkcji zwiększenia mocy

Koszty, które prezentuje tabela 3 obrazuje rys. 3. Można na nim zauważyć, że po przekroczeniu 600% mocy zainstalowanej, a tym samym godzinowych mocy osiągalnych FW, w 2015 poziom dopuszczalnej redukcji mocy zaczyna odgrywać coraz większą rolę.

Tabela 3

Roczne koszty rozruchów bloków oraz jednostkowe średnie korzyści finansowe z wprowadzenia redukcji mocy FW

Wzrost generacji wiatrowej	Roczne koszty rozruchów elektrowni ciepłych ciągu roku						Jednostkowe, uniknięte koszty ograniczeń produkcji elektrowni wiatrowych	
	Wariant bazowy 0%		Wariant I 10%		Wariant II 20%		10%	20%
%	mln PLN	%	mln PLN	%	mln PLN	%	PLN/MWh	
200	75,68	100,00	75,68	100,00	75,68	100,00	--	--
250	75,68	100,00	75,68	100,00	75,68	100,00	--	--
300	75,68	100,00	75,68	100,00	75,68	100,00	--	--
350	75,95	100,36	75,68	100,00	75,68	100,00	0,94	0,94
400	76,42	100,98	75,68	100,00	75,68	100,00	2,50	2,50
450	77,93	102,97	75,68	100,00	75,68	100,00	7,05	7,05
500	79,80	105,44	75,68	100,00	75,68	100,00	11,26	11,25
550	83,05	109,73	75,72	100,05	75,68	100,00	17,03	17,05
600	86,92	114,85	75,88	100,26	75,68	100,00	21,57	21,68



Rys. 3. Roczne koszty rozruchów bloków elektrowni w KSE

6. Podsumowanie i wnioski

Wyniki symulacji pokazują, że wzrost generacji wiatrowej może wywołać wzrost kosztów rozruchów bloków elektrowni. W analizowanym przypadku rezerwa ujemna pracujących elektrowni wystarczyła, aby można było zwiększyć trzykrotnie moc FW zainstalowanych w KSE, bez konieczności wyłączeń

bloków. Przeprowadzone analizy pokazały, że redukcja mocy generowanej w FW prowadzi do obniżenia kosztów wyłączeń bloków elektrowni zawodowych.

Wyniki obliczeń wskazują, że redukcja mocy farm wiatrowych, w zakresie poziomu 10% ich mocy osiągalnej, wywołuje takie same skutki jak zwiększenie zakresu ograniczeń do 20%. W obu przypadkach uniknięte koszty jednostkowe dodatkowych odstawień i uruchomień bloków elektrowni ciepłych są porównywalne. Szczególnie trudne warunki pracy dla elektrowni ciepłych występują, gdy przy niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną generacja z FW jest wysoka. Wyniki analizy pokazują, że dopuszczalna, chwilowa redukcja mocy na poziomie 10% (wariant I) jest wystarczająca dla pięciokrotnego wzrostu mocy osiągalnej FW w KSE. Analizowany przypadek wskazuje na konieczność zastosowania redukcji mocy FW przy sześciokrotnym wzroście mocy zainstalowanych w FW. Maksymalny, założony próg redukcji mocy, w kontekście minimalizacji nieplanowanych kosztów rozruchów, staje się aktywny dopiero przy wzroście mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych w przedziale od 600% do 800% mocy FW (na poziomie z 2015 r.).

Pomimo, że ograniczenia mocy w elektrowniach wiatrowych wywołują w skali roku niewielkie ograniczenia produkcji energii z rynku a koszty uniknięte wydają się być znaczące, to jednostkowa średnia korzyść wynikająca z redukcji mocy w FW, wyniosła dla systemu, w którym założono sześciokrotny wzrost mocy źródeł wiatrowych około 21,5 PLN na MWh zredukowanej energii. Aby producent energii odnawialnej był skłonny uczestniczyć w RUS musiałyby otrzymać rekompensatę za utracone korzyści wynikające z niesprzedanej energii oraz nieuzyskania świadectw pochodzenia. O ile pierwszy z wymienionych składników występuje dla każdego źródła energii to jednak świadectwa pochodzenia (tak zwane *Zielone certyfikaty*) są wydawane tylko jednostkom OZE. Ich aktualna cena wynosi około 30 PLN na MWh. Gdyby cena świadectw nie uległa zmianie to redukcja mocy FW byłaby nieopłacalna.

Analiza cechuje się uproszczeniami, które pozwoliły na przeprowadzenie symulacji zachowania się KSE w różnych wariantach wysycenia energetyką wiatrową. W przypadku badania krótszych czasów funkcjonowania należałoby zwrócić szczególną uwagę na dokładne charakterystyki kosztowe JW oraz korzystanie z aktualnego BPKD dla wybranego okresu. Najwłaściwsze byłoby pochylenie się nad okresami, w których było niskie zapotrzebowanie na energię i duża generacja w FW.

Literatura

- [1] Polecki Z., Kacejko P.: Analiza wpływu generacji wiatrowej na poziom rezerwy mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rynek Energii (1) 2017.
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, 2010.
- [3] http://www.pse.pl/index.php?modul=21&id_rap=4.
- [4] Bućko P.: Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej w warunkach rynkowych. Rynek Energii 4 (2010).
- [5] Gawin R., S. Godecki, M. Koziół: Energia z generacji wymuszonej i koszty uruchomień bloków wytwórczych. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki 2 (2007).
- [6] Dudek G.: Algorytm genetyczny jako metoda optymalizacji doboru składu jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Łądek Zdrój, (2010).

Adam IWAN¹, Józef PASKA²

¹PGNiG TERMIKA S.A., ²Instytut Elektroenergetyki Politechniki
Warszawskiej

ANALIZA EFEKTYWNOŚCI PRODUKCJI CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UKŁADZIE MICRO-CHP NA POTRZEBY GOSPODARSTW DOMOWYCH

Energia elektryczna i ciepło stanowią dwie podstawowe postaci energii, wykorzystywane w gospodarstwach domowych („GD”) w Polsce. Zaspokajanie potrzeb GD jest możliwe za pośrednictwem różnych rozwiązań technologicznych. Jedną z najbardziej sprawnych technologii jest mikrokogeneracja. Dla zdefiniowania możliwości zastosowania mikrokogeneracji dla GD jest istotna odpowiedź na pytanie o zapotrzebowanie przykładowego GD na moc oraz ocena efektywności produkcji ciepła i energii elektrycznej w mikrokogeneracji przy zachowaniu efektywności ekonomicznej.

Kogeneracja lub inaczej gospodarka skojarzona, która oznacza równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego [4] jest jednym z najbardziej sprawnych sposobów pokrycia zapotrzebowania. Jej wykorzystanie prowadzi do efektywniejszego, niż w produkcji rozdzielonej, wykorzystania energii pierwotnej zawartej w paliwach. W kogeneracji zapotrzebowanie, zarówno na ciepło, jak na energię elektryczną może być zaspokajane na co najmniej dwa sposoby, pierwszy – związany z dużymi źródłami i dystrybucją sieciami ciepłowniczymi i elektroenergetycznymi bezpośrednio do odbiorców, a drugi – wynikający z możliwości oferowanych w ramach kogeneracji rozproszonej [9], przykłady technologii wytwarzania energii w jednostkach generacji rozproszonej przedstawiono w [12]. Podstawowymi urządzeniami układów kogeneracyjnych dużej skali (energetyka zawodowa) są przede wszystkim turbiny parowe przeciwprężne lub upustowo-kondensacyjne, pracujące w obiegu Rankine’a oraz turbiny gazowe, pracujące w obiegu Braytona [11]. Kogeneracja wielkoskalowa jest dedykowana wytwarzaniu ciepła systemowego, którego nośnikiem jest ciepła woda, dostarczana za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do obiektów użyteczności publicznej (np. biur, urzędów), budynków mieszkalnych, zakładów przemysłowych i obiektów handlowych. Ciepło systemowe jest dostarczane do ok. 15 milionów mieszkańców naszego kraju. Niewątpliwie zalety kogeneracji wielkoskalowej są ograniczane możliwościami rozbudowy sieci ciepłowniczych w zwiększającym się oddaleniu od źródeł oraz efektywnością przesyłu ciepła na znaczne odległości.

W ustawie Prawo energetyczne („Ustawa PE”) wprowadzono zapisy rozróżniające produkcję ciepła w indywidualnych instalacjach odnawialnego źródła ciepła, źródła ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródła ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych [16]. Rozwiązaniem, które znajduje szczególne zastosowanie w warunkach niesprzyjających wielkoskalowej gospodarce skojarzonej, może być kogeneracja rozproszona. Oznacza ona wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w małych jednostkach lub obiektach wytwórczych niepodlegających centralnemu planowaniu rozwoju i dysponowania mocą. Autorzy niniejszego artykułu zaprezentują rozwiązania mikrogeneracji („micro-CHP”) dla gospodarstw domowych.

1. Komercjalizacja instalacji micro-CHP dla gospodarstw domowych

Rozwój mikrogeneracji prowadzi do jej komercjalizacji również w obszarze GD. Na rynkach dedykowanych klientom domowym dominuje oferta technologii spalinowych silników tłokowych (przeważnie gazowych) oraz silników Stirlinga. Przykłady i charakterystyki skomercjalizowanych układów mikrogeneracyjnych autorzy zaprezentowali w [10].

Na rynku polskim są obecnie dostępne mikrogeneratory zbudowane na bazie obu ww. technologii, np. na rynku są następujące przykłady micro-CHP:

- a) Vitotwin 350-F, w technologii silników Stirlinga – wolnostojąca obudowa zawiera w sobie silnik Stirlinga, gazowy kocioł kondensacyjny, jako kocioł dla obciążenia szczytowego i zasobnik buforowy wody grzewczej o pojemności 175 litrów, regulowana moc silnika Stirlinga umożliwia długie cykle pracy, także przy mniejszych pojemnościach zasobnika buforowego;
- b) AISIN, w technologii silników spalinowych – posiada endotermiczny silnik Toyoty, który napędza generator synchroniczny o mocy elektrycznej 6 kW, pozwalający na odzysk ciepła o mocy 11,7 kW, dostępnego do produkcji ciepłej wody o temperaturze do 65 °C.

W Niemczech rynek mikrogeneracji, w szczególności z uwagi na inny parytet siły nabywczej gospodarstw domowych, jest znacznie bardziej rozbudowany i oferuje większą gamę produktów w obu wyżej wskazanych technologiach. W nomenklaturze niemieckiej wyróżnia się następujące rodzaje micro-CHP: a) nano do 2,5 kW, b) mikro 2,5÷15 kW i c) mini 15÷50 kW.

Autorzy przeprowadzili badanie rynku niemieckiego na potrzeby identyfikacji nakładów na micro-CHP. Portal [22] informuje, że nakłady inwestycyjne na nano-mikrogeneratory oscylują w przedziale 10000÷15000 € (wartości netto), a na mikro wraz z kosztami dodatkowymi (np. koszty zainstalowania) - wahają się w przedziale 20000÷25000 €. Natomiast informacje dostępne na stronie [24] wskazują, że dla samych mikrogeneratorów nakłady kształtują się odpowiednio: dla Vitotwin firmy Viessmann - 15500 €, dla

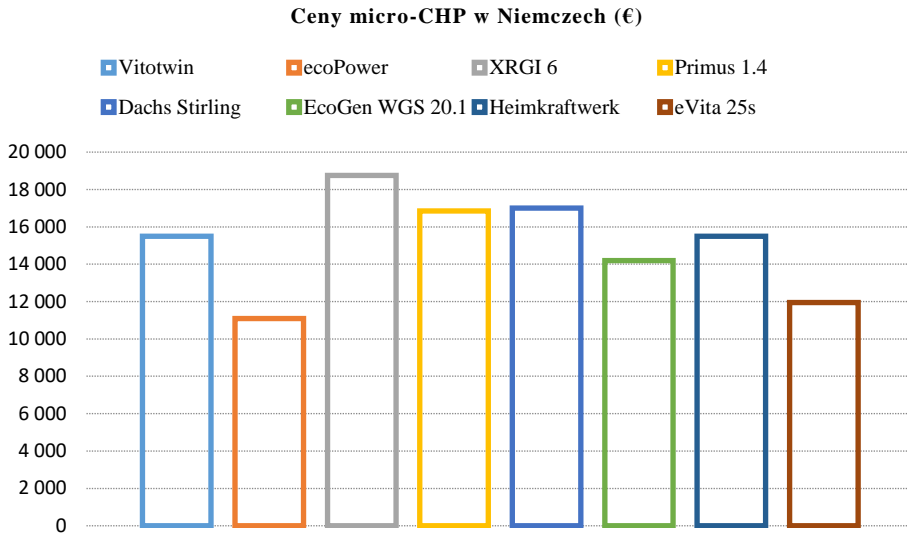
ecoPower firmy Vaillant - 11100 €. Według danych wskazanych w [17, 21] nakłady na zakup kogeneratora XRGI 6 to 18750 €, Primus 1.4 (wraz ze zbiornikiem akumulującym i montażem w miejscu docelowym) - 16850 €, a Dachs Stirling z wyposażeniem - 17000 €. Przykładowe nakłady inwestycyjne na nano-mikrokogeneratory podaje również portal [17] - dla EcoGen WGS 20.1 wraz ze zbiornikiem akumulacyjnym i instalacją 14200 €, dla Heimkraftwerk firmy Intelli wliczając koszty montażu i kotła akumulacyjnego 15500 €, a dla eVita 25s w pakiecie z instalacją i zbiornikiem 400 l to 11950 €, natomiast w konfiguracji z instalacją i zbiornikiem 630 l to 12500 €.

Listę przykładowych mikrokogeneratorów dostępnych na rynku niemieckim oraz ich ceny przedstawiono w tab. 1 i na rys. 1.

Tabela 1

Lista przykładowych micro-CHP dostępnych na rynku niemieckim – na podstawie [17]

Nazwa mikrokogeneratora	Technologia (silnik)	Moc elektryczna (kW)	Moc cieplna (kW)	Dostawca
EcoGen WGS 20.1	Stirlinga	1	5,6÷15	www.broetje.de
Heimkraftwerk	spalinowy	2,6	8,75	www.intelli-solutions.eu
lion-Powerblock	parowy	0,3÷2	3,5÷16	www.powerblock.eu/
eVita 25s (SOLO)	Stirlinga	1	5,5÷26,3	www.remeha.de
AGECC 46 A2 (N/P) R	spalinowy	4,6	11	www.aisin.com
XRGI 6	spalinowy	2,5÷6	8,2÷13,3	www.ecpower.eu
ASV 14/32	spalinowy	5÷14	32	www.energiwerkstatt.de
Muscetier NG10	spalinowy	5÷7,5	10÷15	www.etz-energietechnik.com/
Energator GB 4-8	spalinowy	2,4÷4	5,2÷8,7	www.giese-gmbh.de/energator/
DAE 7500	spalinowy	7,5	19,1	www.hv-energietechnik.de
Kirsch nano	spalinowy	1,9	9	www.kirsch-homeenergy.de
Kirsch micro	spalinowy	2÷4	8÷12	www.kirsch-homeenergy.de
KWE 7,5G-3 AP	spalinowy	4÷7,5	19	www.kwenergie.de
Primus 1.4	spalinowy	2÷3,8	5,6÷10,7	www.proenvis.de
neoTower 2.0	spalinowy	1,1÷2	3,6÷5,3	www.neotower.de
neoTower	spalinowy	1,3÷2,6	4,4÷6,2	www.neotower.de
Dachs Stirling	Stirlinga	1	3÷5,8	www.derdachs.de
Dachs SEplus	spalinowy	5,0÷5,5	11,7÷14,8	www.derdachs.de
Vaillant ecoPOWER 1.0	spalinowy	1	2,5	www.vaillant.de
Vaillant ecoPOWER 3.0	spalinowy	1,5÷3	4,7÷9	www.vaillant.de
Vitotwin 300-W lub 350-F	Stirlinga	0,6÷1	3,6÷26	www.viessmann.de



Rys. 1. Ceny przykładowych micro-CHP na rynku niemieckim – na podstawie [24]

Weryfikując niezbędne nakłady na mikrokogenerator należy uwzględnić również poniesienie dodatkowych kosztów związanych z dostawą, montażem, osprzętem niezbędnym do instalacji, rejestracji i uruchomienia, zakupem zbiornika akumulacyjnego (w zależności od pojemności) i dodatkowych układów sterowania oraz podatków krajowych. Można założyć, że nakłady inwestycyjne na zakup w Niemczech mikrokogeneratorsa wraz ze zbiornikiem akumulacyjnym, montażem, rejestracją i uruchomieniem to ok. 20000 €.

Przykładowym mikrokogeneratorem dedykowanym gospodarstwu domowemu, dostępnym na rynkach polskim i innych krajów Unii Europejskiej jest XRGI 6 firmy EC Power. Schemat technologiczny produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie mikrokogeneracyjnym z XRGI 6 przedstawiono w [13]. W tab. 2 została zaprezentowana jego charakterystyka techniczna [27].

Tabela 2

Charakterystyka techniczna przykładowego mikrokogeneratorsa – na podstawie [27]

XRGI System	XRGI 6 bez kondensacji (temp. powrotna 47 °C)			XRGI 6 z kondensacją (temp. powrotna 30 °C)		
	50%	75%	100%	50%	75%	100%
Poziom obciążenia						
Moc elektryczna, kW	3,0	4,5	6,0	3,0	4,5	6,0
Moc cieplna, kW	8,2	10,1	12,2	9,0	11,1	13,3
Zużycie (gaz), kW	11,9	15,5	19,4	12,1	15,6	19,4
Potrzeby własne - produkcja, kW	0,035			0,035		
Potrzeby własne - stand-by, kW	0,024			0,024		
Efektywność energetyczna, %	25,0	28,8	30,6	24,8	28,7	30,5
Efektywność cieplna, %	68,6	64,8	63,0	74,4	71,0	68,5
Efektywność całkowita, %	93,6	93,6	93,6	99,2	99,6	98,9
Paliwo	Gaz ziemny (różnej jakości), propan, butan					

2. Bilans energetyczny referencyjnego budynku mieszkalnego – metoda i wyniki szacowania

Obiekt referencyjny pozwalający na zamodelowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło został dobrany w sposób umożliwiający przeprowadzenie pomiarów wielkości przedmiotowego zapotrzebowania. Jako obiekt referencyjny przyjęto budynek mieszkalny wolnostojący o powierzchni użytkowej 140 m², jednopiętrowy z poddaszem użytkowym o kącie nachylenia ścian 40°. Budynek o wysokości 8,4 m (do kalenicy) jest zbudowany w technologii murowanej – beton komórkowy, z dociepleniem ścian styropianem o grubości 15 cm. Elewacja - tynk cienkowarstwowy na siatce, pokrycie dachu wykonane z dachówki ceramicznej.

W ramach analizy zapotrzebowanie na moc elektryczną w przedziale czasu (grafik obciążeń) skorzystano z ogólnie dostępnych danych dotyczących standardowych profili zapotrzebowania dla odbiorców taryfy G. Przykładowe dane dotyczące standardowych profili dla taryfy G zostały zaprezentowane w [1, 6, 7].

Na potrzeby oceny zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwie domowym przeprowadzono badania ankietowe celem identyfikacji urządzeń domowych pobierających energię elektryczną w okresach pracy i czuwania (*stand-by*). Dla potrzeb analizy zapotrzebowania na moc autorzy wykonali pomiary za pomocą watomierza na grupie standardowo określonych urządzeń domowych. Pomiar został zrealizowany przez podłączenie miernika do gniazdka, a następnie podłączenie wtyczki zasilającej urządzenie do gniazda w mierniku i pomiar w interwałach czasowych uzależnionych od funkcjonalności danego urządzenia. Odczyty przeprowadzono w odstępie kilku minut (zazwyczaj po ok. 2-3 minutach) od uruchomienia urządzeń. Przed rozpoczęciem pomiarów zdefiniowano ich zakres:

- a) pobór mocy przez urządzenie w standardowym trybie pracy (dla niektórych urządzeń z uwagi na częstość zmian w okresie pomiaru poboru uśredniono zmiany) – przez standardowy tryb pracy jest rozumiana typowa praca danego urządzenia, np. dla TV standardowe parametry pracy (np. jasność, kontrast, głośność) lub dla radia głośność;
- b) pobór mocy przez urządzenie w stanie czuwania lub w trybie braku pracy, w każdym przypadku dane urządzenie było podłączone do gniazdka elektrycznego.

Dla przeprowadzenia pomiarów autorzy stworzyli warunki ustalonej pracy urządzeń, gdzie w warunkach maksymalnie zbliżonych do optymalnych i stabilnych zaistniała możliwość pomiaru. Dla poszczególnych urządzeń zostały określone czasy pracy i pozostawania w trybie *stand-by* przez okres 24 h. Otrzymane dane zostały przeliczone na wartości rocznego zapotrzebowania, z uwagi na rzeczywistą zmienność zapotrzebowania w trakcie pracy części urządzeń należy przyjąć, jako wartości uśrednione. Dla zidentyfikowanej listy

przykładowych urządzeń GD średnie łączne zapotrzebowanie na energię elektryczną w trybach pracy i czuwania zostało określone na poziomie ok. 4270 kWh/rocznie. Szczegółowe wyniki pomiarów zapotrzebowania przedstawiono w tab. 3.

Tabela 3

Charakterystyka zapotrzebowania na moc urządzeń GD – badania własne

Urządzenie	Praca (W)	Stand-by (W)	Praca (kWh/rok)	Stand-by (kWh/rok)
Lodówka-zamrażarka	3680	0	250,00	0,00
Piekarnik elektryczny	2545	1	309,64	8,64
Kuchenka mikrofalowa	1400	1,6	127,75	13,87
Zmywarka do naczyń	2062	0,9	1505,26	7,23
Czajnik elektryczny	1950	0	177,94	0,00
Ekspres do kawy	1770	0,6	215,35	5,18
Blender	39,5	0,8	3,60	6,94
Toster	705	0	128,66	0,00
Robot kuchenny	95,4	1	2,90	8,73
Radio (kuchnia)	1,9	0	0,69	0,00
Telewizor 20"	50	0,7	54,75	5,37
Wyciąg kuchenny	128,5	0	4,69	0,00
Pralko-suszarka	1862	1,1	339,82	9,44
Suszarka do włosów	1691	0	123,44	0,00
Szczotka el. do zębów (x4)	5,6	2,8	24,53	12,26
Radio (łazienka)	1,9	0	0,69	0,00
Telewizor LCD 55"	72	0,8	105,12	5,82
Dekoder TV KAB	9,7	8,7	14,16	63,34
Dekoder TV SAT	17,9	13,2	26,13	96,10
Konsola do gier (XBOX)	75	0,7	2,74	6,09
Odtwarzacz DVD	19	1,8	1,73	15,56
Laptop 15"	16	0,8	29,20	5,53
Drukarka laserowa	827	0,9	3,59	7,86
Modem Internet	7,95	0	69,64	0,00
Router Internet	1,1	0	9,64	0,00
Tablet 10"	4,7	4,7	0,86	40,20
Zestaw Wi-Fi	2,5	2,2	0,23	19,02
Żelazko (2400 W)	2046	1,8	186,70	0,66
Odkurzacz (750 W)	730	0	53,29	0,00
Ładowarka tablet	0	0	0,00	0,00
Ładowarki tel. kom. (x4)	0	0	0,00	0,00
Ośw. wewnętrzne (LED)	125	0	228,13	0,00
Ośw. zewnętrzne (LED)	26	0	9,49	0,00
Łączne zapotrzebowanie na e.e. w roku (kWh/rok)			3996,21	274,49
Razem (kWh/rok)				4270,70

W charakterystyce zapotrzebowania na moc w różnych trybach działania nie ujęto urządzeń gospodarstwa domowego, funkcjonujących w domach jednorodzinnych, takich jak elektryczna kosiarka do trawy, elektrycznie otwierana brama wjazdowa, elektryczny system nawadniania roślin w ogrodzie

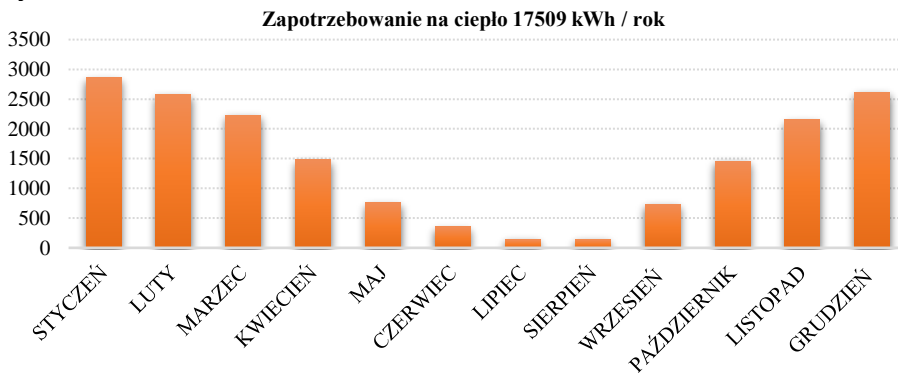
czy też pompa wodna; z uwagi na fakt, iż są one użytkowane tylko przez część gospodarstw domowych, a ich wpływ na łączne zapotrzebowanie na moc może być trudny do oszacowania z uwagi na różne czasy ich użytkowania w GD – zależne od preferencji mieszkańców oraz warunków naturalnych.

Pomimo, że przyjęta przez autorów metodyka pomiarów prowadzi do uśrednienia otrzymanych danych dotyczących zapotrzebowania pozostaje ona w bezpośredniej relacji do wartości prezentowanych w dostępnych źródłach. W pomiarach przeprowadzonych dla urządzeń gospodarstwa domowego [18-20, 25] zostały zmierzone poziomy zapotrzebowania urządzeń na energię elektryczną. W opracowaniu [8] Główny Urząd Statystyczny (GUS) obliczył, że średnie roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w roku 2012 wyniosło 2226 kWh i kosztowało odpowiednio 1401 zł/rok. Jednocześnie GUS obliczył, że w roku 2012 liczba gospodarstw domowych wykorzystujących nośniki energii wynosiła 13560500, a łączne krajowe zużycie dla tej grupy odbiorców wyniosło 30182 GWh.

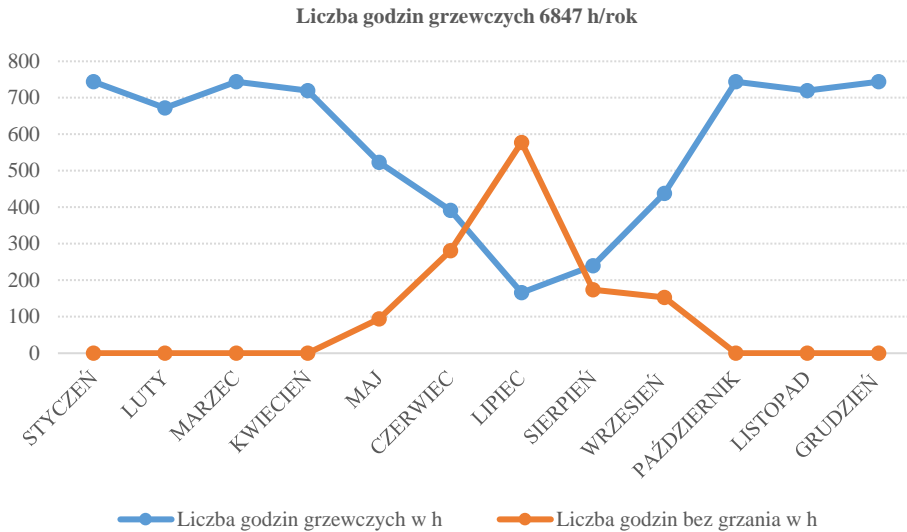
Zapotrzebowanie budynku referencyjnego na ciepło do ogrzewania określono na podstawie modelowania przy użyciu programu informatycznego CASAnova publicznie udostępnionego przez niemiecki Uniwersytet Siegen. Modelowanie w programie uwzględnia następujące parametry:

- geometria oraz powierzchnia i orientacja geograficzna budynku;
- powierzchnia i rodzaj oszklenia budynku,
- współczynniki izolacyjności oraz przenikania okien, ścian i podłóg,
- współczynniki temperatury i wentylacji budynku,
- strefa klimatyczna dla lokalizacji budynku referencyjnego,
- sposób zasilania budynku w ciepło oraz rodzaj paliwa.

Na podstawie danych wprowadzonych do programu CASAnova uzyskano wykresy rocznego zapotrzebowania na ciepło, zapotrzebowania na ciepło na m^2 w budynku referencyjnym oraz liczbę godzin grzewczych w roku dla przyjętej w systemie lokalizacji budynku w Warszawie. Na rys. 2 i 3 przedstawiono uzyskane wartości.



Rys. 2. Zapotrzebowanie roczne na ciepło dla budynku referencyjnego – na podstawie [5]



Rys. 3. Liczba godzin grzewczych w roku dla budynku referencyjnego – na podstawie [5]

Dla uzupełnienia danych w całościowym bilansie zapotrzebowania oszacowano również zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową („cwu”) i moc niezbędną do jej wytworzenia. W [3] wskazano, że w szczególności u odbiorców indywidualnych wielkość dziennego zużycia ciepłej wody jest znacznie niższa od wartości normatywnych, dlatego autorzy nie skorzystali z dostępnych w literaturze średnich statystycznych zużycia cwu. Do obliczeń przyjęto dane zawarte w [2], prezentujące rzeczywiste zmierzone w okresie 1 roku wartości dotyczące cwu. Moc dla cwu wyznaczono na podstawie poniższego wzoru przyjmując, że liczba mieszkańców domu referencyjnego to 4 osoby:

$$Q_{w/r} \equiv V_{wi} \cdot A_f \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (\theta_c - \theta_z) \cdot k_r \cdot t_r / 3600 \quad [\text{kWh/rok}] \quad (1)$$

gdzie:

V_{wi} - jednostkowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę, 1,40 dm³/(m²·dzień);

A_f - powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza, 140 m²;

c_w - ciepło właściwe wody, 4,19 kJ/(kg·K)

ρ_w - gęstość wody, 1 kg/dm³;

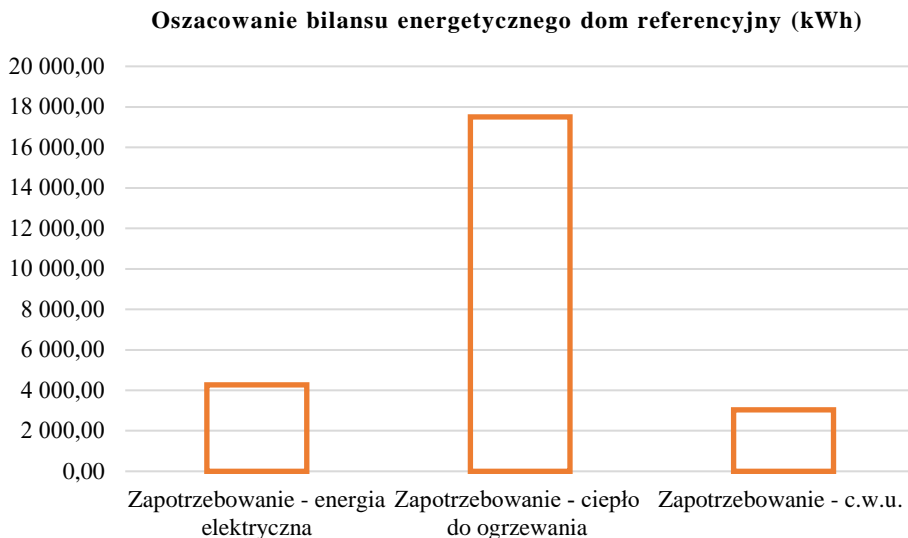
θ_c - temperatura ciepłej wody użytkowej w zaworze czerpalnym, 55 °C;

θ_z - temperatura ciepłej wody użytkowej przed podgrzaniem, 10 °C;

k_r - współczynnik korekcyjny ze względu na przerwy w użytkowaniu cwu, 0,9;

t_r - liczba dni w roku pomniejszona o nieobecności w domu, średnio o 10%.

Na podstawie kalkulacji oszacowano średnie roczne zapotrzebowanie na moc dla cwu w domu referencyjnym na poziomie 3035 kWh/rok. Na rys. 4 przedstawiono łączne szacunki bilansu energetycznego dla referencyjnego GD.



Rys. 4. Oszacowanie bilansu energetycznego dla domu referencyjnego – analizy własne

Dla potrzeb oceny efektywności mikrokogeneracji przeprowadzono analizę kosztów związanych z budową przyłącza gazowego oraz przyłączenia do lokalnej sieci ciepłowniczej dla obiektu referencyjnego.

Koszty budowy przyłącza gazowego zależą od jego specyfiki i długości. Szacunkowe koszty przedstawiono w tab. 4.

Tabela 4

Koszty budowy przyłącza gazowego dla mocy przyłączeniowej do 10 m³/h – na podstawie [23]

Pozycje kosztowe	Wartości w zł
Wydanie warunków technicznych zapotrzebowania na gaz	50÷150
Projekt budowy przyłącza gazowego	1 000÷2 500
Projekt zmian w organizacji ruchu (jeżeli wymaga zmian w pasie drogi	400÷600
Oplaty geodezyjne (wytyczenie, mapa, inwentaryzacja powykonawcza)	1 000÷2 000
Oplata przyłączeniowa	1 400÷2 000
Montaż szafki gazowej	300÷600
Odbiór przyłącza gazowego	100÷150
Materiały budowlane i właściwa budowa przyłącza (do 15 m)	1 500÷2 500
Razem	5 750÷10 500

Przyłączenie do sieci ciepłowniczej jest możliwe w przypadku istnienia sieci lub jej rozbudowy w lokalizacji danego obiektu. Oplaty za przyłączenie do sieci są zależne od średnicy przyłącza, przykład dla Warszawy w tab. 5.

Tabela 5

Opłaty za przyłączenie do sieci ciepłowniczej – na podstawie [14]

Srednica przyłącza DN (mm)	Stawka opłaty netto za przyłączenie do sieci (zł/mb)
do 32	294
40	304
50	324
65	350
80	370
100	411
125	473
150	517
200	595

Spółka PGNiG Obrót Detaliczny podaje na swojej stronie internetowej cennik usług przyłączeniowych [26]. Przykładowo dla obszaru działania Oddziału Spółki w Warszawie dla mocy przyłączeniowej do 10 m³/h opłata ryczałtowa za budowę przyłącza gazu o długości do 15 m wynosi 1920,20 zł, a opłata za każdy kolejny metr przyłącza powyżej 15 m to 77,80 zł.

Skalkulowanie opłat za przyłączenie obiektu referencyjnego dla przyłącza do 15 mb zawiera się w przedziale 4410÷8925 zł.

3. Wyniki analizy efektywności nakładów inwestycyjnych na mikrokogenerator dla gospodarstwa domowego

Na potrzeby analizy efektywności produkcji energii elektrycznej w mikrokogeneratorze autorzy przyjęli następujące uśrednione założenia:

- a) nakłady na przykładowy mikrokogenerator/nano-mikrokogenerator wraz ze zbiornikiem akumulacyjnym, systemem sterowania, montażem, certyfikacją, odbiorem i uruchomieniem wynoszą odpowiednio 20000 € i 15000 € (wg średniego kursu NBP z dnia 24.02.2017 to odpowiednio 86204 zł oraz 64653 zł);
- b) liczbę godzin grzewczych w referencyjnym domu przyjęto na podstawie wyników modelowania w CASAnova na poziomie 6847 h/rok, założono że w tym okresie jest produkowana również energia elektryczna;
- c) założono trzy poziomy modulacji mocy elektrycznej mikrokogeneratorsa oraz nano-mikrokogeneratorsa:
 - 50% - 3 kW;
 - 75% - 4,5 kW;
 - 100% - 6 kW;
- d) założono dwa hipotetyczne warianty funkcjonowania systemu wsparcia dla energii elektrycznej z mikrokogeneracji na zasadach wynikających z zapisów obecnie obowiązującej Ustawie o odnawialnych źródłach energii („Ustawa OZE”) [15]:

- prosument – na podstawie rozdziału 2 Ustawy o OZE w ramach systemu rozliczania okresowego w formie opustu do faktury, system umożliwia odbiór nadwyżek energii przesłanych do sieci w okresie 365 dni od daty odczytu rozliczeniowego w ramach proporcji zależnej od mocy zainstalowanej w danej instalacji, w przypadku instalacji o mocy do 10 kW jest to 0,8 kWh (energii pobranej) dla każdej 1 kWh energii wyprodukowanej, opustowi podlegają zarówno energia elektryczna czynna jak i opłaty dystrybucyjne w zakresie składników zmiennych,
 - działalność gospodarcza – na podstawie rozdziału 4 Ustawy o OZE obowiązek zakupu przez sprzedawcę zobowiązanego oferowanej energii elektrycznej powstaje od dnia jej wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej i trwa przez okres kolejnych 15 lat, a cena zakupu wynosi 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE;
- e) na podstawie danych NBP założono, że średnia stopa oprocentowania depozytów powyżej 2 lat wynosi 1,60% na grudzień 2016 r.;
- f) przyjęto zgodnie z informacją nr 70/2016 Prezesa URE, że w III kw. 2016 r. średnia cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 171,52 zł/MWh;
- g) założono na podstawie informacji nr 65/2016 Prezesa URE, że WACC przed opodatkowaniem wynosi w 2017 r. 5,383%;
- h) uwzględniono, w ramach nakładów na mikrokogenerator, dofinansowanie z realizowanego przez NFOŚiGW w okresie 2015-2019 programu „Prosument”, przy założeniu otrzymania pożyczki wraz z dotacją łącznie do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji (dotacja do 30% dla micro-CHP o zainstalowanej mocy elektrycznej do 40 kW) przez najdłuższy dopuszczalny programem okres 15 lat, maksymalna wysokość kosztów kwalifikowanych zakupu i montażu instalacji micro-CHP na potrzeby budynku mieszkalnego wynosi w programie 100000 zł, założono 30% poziom dotacji;
- i) ustawodawca nie wprowadził dodatkowego mechanizmu wsparcia dla wytwarzania ciepła w mikrokogeneracji przez GD;
- j) zarówno ustawodawca, jak i jednostki samorządu terytorialnego nie wprowadziły dodatkowych mechanizmów dopłat lub rekompensat do zakupu mikrokogeneratorów na potrzeby GD;
- k) dla obliczenia NPV i IRR użyto formuł w programie Excel, a Cash Flow obliczono w oparciu o modulowaną produkcję energii elektrycznej w kWh w horyzoncie 15 lat przy uśrednionej cenie energii elektrycznej.
- Wyniki dla wariantu systemu wsparcia przy spełniania definicji prosumenta w myśl rozdziału 2 aktualnej Ustawy OZE przedstawiono w tabeli 6.

Tabela 6

Analiza efektywności inwestycji w mikrogenerator dla wariantu prosument w myśl rozdziału 2 ustawy OZE – analizy własne

NPV	-54462
IRR	-20%

Wartość NPV w okresie 15 lat (zakładany zarówno w Ustawie o OZE, jak i w programie Prosument) okresu wsparcia pozostaje ujemna. Również wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji w mikrogenerator w powyższym okresie pozostaje ujemna. Powyższe obliczenia zostały uśrednione w oparciu o dostępne i założone dane, niemniej jednak pokazują one trend dla efektywności inwestowania w micro-CHP w krótkim horyzoncie czasowym, jakim pozostaje w sektorze energetycznym założony okres wsparcia 15 lat.

Wyniki dla wariantu systemu wsparcia w myśl rozdziału 4 obowiązującej Ustawy OZE przedstawiono w tabeli 7.

Tabela 7

Analiza efektywności inwestycji w mikrogenerator dla wariantu prowadzenia działalności gospodarczej w myśl rozdziału 4 Ustawy OZE – na podstawie analiz własnych

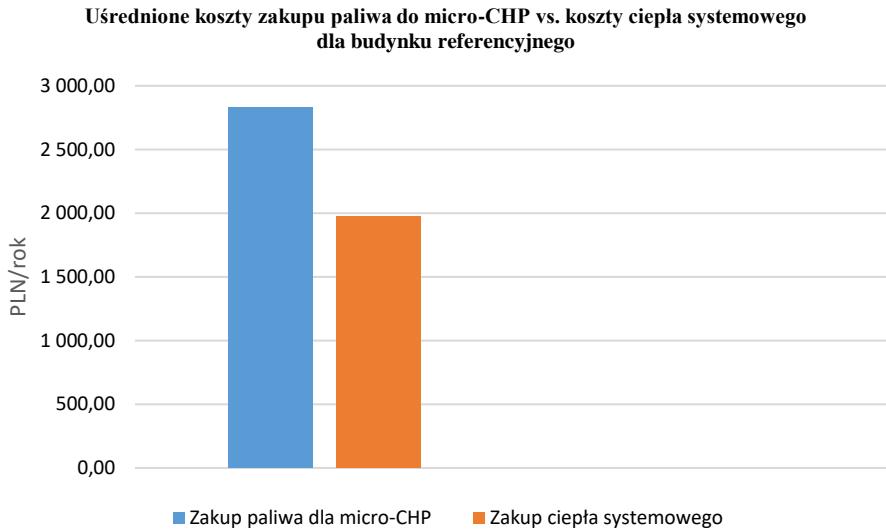
Rok	CF dla poziomu mocy el. 50% (3 kW)	PV dla poziomu mocy el. 50% (3 kW)	CF dla poziomu mocy el. 75% (4,5 kW)	PV dla poziomu mocy el. 75% (4,5 kW)	CF dla poziomu mocy el. 100% (6 kW)	PV dla poziomu mocy el. 100% (6 kW)
	PLN					
0	-60 343	-60 343	-60 343	-60 343	-60 343	-60 343
1	2 742	2 699	4 503	4 432	6 265	6 166
2	2 742	2 656	4 503	4 363	6 265	6 069
3	2 742	2 614	4 503	4 294	6 265	5 974
4	2 742	2 573	4 503	4 226	6 265	5 880
5	2 742	2 533	4 503	4 160	6 265	5 787
6	2 742	2 493	4 503	4 094	6 265	5 696
7	2 742	2 453	4 503	4 030	6 265	5 606
8	2 742	2 415	4 503	3 966	6 265	5 518
9	2 742	2 377	4 503	3 904	6 265	5 431
10	2 742	2 339	4 503	3 842	6 265	5 345
11	2 742	2 303	4 503	3 782	6 265	5 261
12	2 742	2 266	4 503	3 722	6 265	5 178
13	2 742	2 231	4 503	3 664	6 265	5 097
14	2 742	2 195	4 503	3 606	6 265	5 017
15	2 742	2 161	4 503	3 549	6 265	4 938
NPV	-24 035		-707		22 620	
IRR	-4,45%		1,44%		6,13%	

Wyniki uśrednionej analizy efektywności inwestowania w mikrokogenerator dla poziomu mocy 50% i 75% są negatywne i dopiero przy założeniu stałej pracy z maksymalnym wykorzystaniem mocy zainstalowanej mikrokogenerator dla GD staje się efektywny ekonomicznie w okresie 15 lat. Jednakże powyższy warunek stałej pracy przy 100% poziomie mocy elektrycznej jest w sytuacji rzeczywistej pracy nierealny. Powyższe wyniki potwierdzają trend nieefektywności (na dzień dzisiejszy) produkcji energii elektrycznej w GD przez micro-CHP, w szczególności przy braku systemowego wsparcia dla mikrokogeneracji opartej na paliwie gazowym.

Na potrzeby analizy porównawczej kosztów ciepła systemowego dla GD w relacji do kosztów wytworzenia ciepła w mikrokogeneratorze na paliwo gazowe autorzy przyjęli następujące uśrednione założenia:

- a) jako referencyjne przyjęto ceny ciepła dla gospodarstw domowych w Warszawie z taryfy firmy Veolia – cena ciepła to 27 zł/GJ;
- b) na podstawie taryf firm PGNiG SD oraz PSG skalkulowano całkowite koszty paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych;
- c) zgodnie ze specyfikacją techniczną producenta mikrokogeneratorsa założono sprawność całkowitą na poziomie 99,23% (w kondensacji);
- d) roczne zapotrzebowanie na paliwo gazowe (w kWh) dla domu referencyjnego określono na podstawie iloczynu współczynnika EP i powierzchni użytkowej;
- e) wartość opałową gazu ziemnego wysokometanowego przyjęto na podstawie danych z taryfy PGNiG SA w wysokości 39,5 MJ/m³;
- f) na podstawie rocznego zapotrzebowania, wartości opałowej gazu wysokometanowego oraz sprawności całkowitej mikrokogeneratorsa obliczono ilość gazu niezbędną do ogrzania domu referencyjnego;
- g) obliczono koszty produkcji ciepła w mikrokogeneratorze na paliwo gazowe i porównano je z kosztami zakupu ciepła systemowego dla GD.

Na rysunku 5 przedstawiono uśrednione wyniki analizy porównawczej kosztów produkcji ciepła w mikrokogeneratorze oraz zakupu ciepła systemowego dla budynku referencyjnego.



Rys. 5. Uśrednione koszty zakupu paliwa do micro-CHP vs. koszty ciepła systemowego dla budynku referencyjnego – na podstawie analiz własnych

Wyniki powyższej uśrednionej analizy efektywności pozwalają na uzyskanie danych obrazujących istniejące warunki ekonomiczne inwestowania przez GD w micro-CHP. Niniejsza praca pomimo swojego teoretycznego charakteru przedstawia potencjalny trend dla mikrokogeneracji w GD, obecnie nieefektywny ekonomicznie. Natomiast analiza efektywności mikrokogeneratora funkcjonującego w GD wymagałaby przeprowadzenia długoletnich badań na realnym przykładzie w oparciu w dane dotyczące nakładów inwestycyjnych, rzeczywistego czasu użytkowania mikrokogeneratora przez referencyjne GD oraz kosztów zmiennych paliwa, utrzymania, przeglądów i ewentualnych remontów. Nieznany jest również rzeczywisty czas pracy (trwałość) silników spalinowych lub Stirlinga w warunkach zmiennej pracy wynikającej z potrzeb mieszkańców GD.

4. Wnioski

Na podstawie przeprowadzonej analizy efektywności produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie micro-CHP na potrzeby GD można wskazać następujące zależności:

- a) ustawodawca nie uregulował prawnych zasad funkcjonowania mikrokogeneracji niebazującej na odnawialnych źródłach energii, stąd potencjalni inwestorzy są pozbawieni podstaw prawnych do inwestowania w micro-CHP inne niż OZE;
- b) ceny mikrokogeneratorów w krajowych warunkach są niekonkurencyjne

- w relacji do innych technologii zapewniających ciepło dla GD;
- c) kolejną barierą dla inwestorów jest brak zachęt w postaci systemów wsparcia dla potencjalnych prosumentów, planowane przez NFOŚiGW zakończenie programu Prosument nastąpi w 2019 r.;
 - d) potencjalną barierą rozwoju mikrokogeneracji dla GD pozostaje opłacalność techniczna i ekonomiczna rozbudowy infrastruktury dystrybucji paliwa gazowego w obszarach pozamiejskich, gdzie dominuje zabudowa domów jednorodzinnych;
 - e) potencjalnie sprzyjającym mikrokogeneracji założeniem jest rosnąca świadomość mieszkańców naszego kraju w zakresie konieczności ochrony środowiska i zwiększenia efektywności wykorzystania energii chemicznej zawartej w paliwie, a także rozwój gospodarczy naszego kraju i rosnący parytet siły nabywczej gospodarstw domowych.

Na podstawie powyższej uśrednionej analizy efektywności produkcji ciepła i energii elektrycznej w mikrokogeneracji dla gospodarstw domowych można dostrzec brak efektywności ekonomicznej micro-CHP dla GD, a więc i nikły potencjał zainteresowania inwestowaniem w micro-CHP dla GD w kraju.

Literatura

- [1] Banasiak P., Gorczyca-Goraj A., Przygodzki M.: Analiza grafików obciążeń wybranego segmentu odbiorców niskiego napięcia. *Energetyka* 2017, nr 1.
- [2] Bugajski P., Kaczor G.: Struktura zużycia zimnej i ciepłej wody w gospodarstwie jednorodzinnym. *Infrastruktura i ekologia terenów wiejskich* 2005, nr 2, ss. 17÷26.
- [3] Bronk L., Korpikiewicz J., Marjański S., Tarnawski D., Szuca M.: Kalkulator energetyczny dla jednostek samorządu terytorialnego. Instytut Energetyki, 2015.
- [4] Bujlo P., Ellamla H., Pasupathi S., Pollet B., Staffell I.: Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. *Journal of Power Sources*, May 2015.
- [5] CASAnova program informatyczny, dostęp przez www.uni-siegen.de.
- [6] Frąckowiak R., Gałań T.: Obciążenie elektryczne w strefach taryfy G12 odbiorców zaliczanych do profilu typu C PTPiREE – Referat konferencyjny. XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'2013.
- [7] Frąckowiak R., Gałań T.: Profile standardowe PTPiREE odbiorców taryfy G w świetle badań obciążenia elektrycznego odbiorców indywidualnych. *Rynek Energii* 2012, nr 4.
- [8] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 r. Warszawa 2014.

-
- [9] Iwan A., Paska J.: Ciepło z mikrokogeneracji i kogeneracji systemowej – konkurencja czy współpraca? Rynek energii – Rozwój rynku a konkurencyjność gospodarki. Politechnika Lubelska, 2015, s. 35–47.
- [10] Iwan A., Paska J.: Symulacja mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w gospodarstwach domowych na przykładzie wybranych technologii. Rynek energii – Energetyka rozproszona. Politechnika Lubelska, 2016, s. 38–52.
- [11] Kiciński J., Lampart P.: Kogeneracja w dużej i malej skali. *Acta Energetica* 2009, nr 2.
- [12] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2010.
- [13] Popczyk J., Wałek T., Kaleta P., Juszczyk J., Skrzypek A.: Referencyjne zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w prosumenckiej energetyce budynkowej. Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, 2014.
- [14] Taryfa dla ciepła Veolia Energia Warszawa S.A. z listopada 2015 r. przyjęta decyzją Prezesa URE z dn. 18.11.2015 nr DRE-4210-17(7)/2015/170/XIII/RWY.
- [15] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, rozdz. 4.
- [16] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.
- [17] www.bhkw-infothek.de/bhkw-anbieter-und-hersteller, Mikro-BHKW Übersicht, Nano-BHKW Übersicht, dostęp w dniach 27–31.01.2017.
- [18] www.ciekawnik.pl, Rachunki za prąd z miesiąca na miesiąc są coraz wyższe? Poszukaj źródeł oszczędności!, dostęp 31.01.2017.
- [19] www.czystaenergia.legnica.pl/zarządzanie-energia-elektryczna-w-domu, zarządzanie energią w każdym domu, dostęp 31.01.2017.
- [20] www.energiadirect.pl/poradniki/srednie-zuzycie-pradu, Średnie zużycie prądu, dostęp 31.01.2017.
- [21] www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/bhkw/bhkw-kosten, Kosten für ein Blockheizkraftwerk, dostęp w dniach 27–31.01.2017.
- [22] www.ihr-bhkw.de/bhkw-preise-und-kosten, So viel kosten BHKW in der Anschaffung und im Betrieb?, dostęp w dniach 27–31.01.2017.
- [23] www.kb.pl/teksty/2014/01/22/ile-kosztuje-przylacze-gazowe-i-przylacze-wody-do-dzialki-budowlanej/, Ile kosztuje przyłącze gazowe i przyłącze wodociągowe do działki budowlanej?, dostęp w dniach 27–31.01.2017.
- [24] www.kesselheld.de/mikro-kwk, Mikro Kraft-Wärme-Kopplung: Preise, Förderung & Technik, dostęp w dniach 27–31.01.2017.
- [25] www.pieniadzepodkontrola.pl, Ile prądu pobierają urządzenia w stanie czuwania? Kosztowne „stand by”, dostęp 31.01.2017.
- [26] www.pgnig.pl/dla-domu/gaz/cennik-uslug-przylaczeniowych, Cennik usług przyłączeniowych, dostęp 02.02.2017.
- [27] XRGI 6 Technical data sheet. EC Power SAV (UK) LIMITED, 2015.

Józef PASKA², Tomasz SURMA²

¹Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, ²CEZ Polska

„PAKIET ZIMOWY” KOMISJI EUROPEJSKIEJ A KIERUNKI I REALIZACJA POLITYKI ENERGETYCZNEJ DO 2030 ROKU

Streszczenie. Przedsiębiorstwa energetyczne są poddawane nieustającej presji politycznej i regulacyjnej. Polityki energetyczne, określając kierunki oraz działania wykonawcze, powinny gwarantować rozwój działalności w dłuższej perspektywie. Coraz częściej kierunki i realizacja polityki energetycznej poszczególnych państw członkowskich są uzależnione od regulacji przygotowywanych na poziomie Unii Europejskiej. Nie tak dawno kraje Unii Europejskiej przyjęły politykę energetyczną, która nakreśliła kierunki rozwoju energetyki do roku 2030. Nowe strategie integrują różne cele polityczne. Tymczasem pod koniec 2016 roku Komisja Europejska opublikowała projekt dokumentów, zwanych „Pakiem zimowym”, które nakreślają nowe oczekiwania Komisji w zakresie realizacji poszczególnych celów. W artykule przedstawiono zakres opublikowanych dokumentów oraz dokonano próby oceny ich wpływu na politykę energetyczną do 2030 roku oraz działalność przedsiębiorstw energetycznych.

„WINTER PACKAGE” OF THE EUROPEAN COMMISSION AND DIRECTIONS AND REALIZATION OF ENERGY POLICY UNTIL 2030

Summary. Policy and regulations have been influenced energy utilities activities. Energy policies, defining strategy, directions and executive actions, shall ensure long term development of energy utilities. Currently, often directions and realization of energy policies of particular Member States depend on regulations being prepared at the level of European Union. Not so long ago particular Member States adopted measures with aim to achieve 2030 goals. New strategies integrated different political goals.

Meanwhile, in the end of 2016, the European Commission published, so-called “Winter Package”, including the drafts of documents and regulations to shape new Commission expectations concerning direction of energy policy until 2030. Article presents the scope and review of particular drafts of regulation with assessment trial of influence of the new regulations on energy policy until 2030 and energy utilities activity.

Waldemar GOCHNIO, Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią Elektryczną

ZMIANY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYWOŁANE NOWELIZACJĄ USTAWY O OZE ORAZ NOWĄ USTAWĄ O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Streszczenie. Referat prezentuje wpływ nowych uregulowań prawnych w Polsce na funkcjonowanie rynku energii, na pozycję odbiorcy końcowego, zwłaszcza na prosumentów. Referat omawia zmiany w zasadach działania mechanizmów rynkowych, nowe zasady wsparcia energii odnawialnej, w tym system aukcyjny oraz włączenie sprzedawców w pokrywanie części kosztów tego wsparcia. Referat opisuje nowe obowiązki sprzedawców, nałożone przez nowelizację ustawy o OZE i przez nową ustawę o efektywności energetycznej. Przedstawia doświadczenia z funkcjonowania rynku prosumentów. Autorzy odnoszą się do wyzwań stojących przed sprzedawcami, związanymi z rozwojem smart gridu, smart meteringu i magazynowaniem energii.

CHANGES IN ELECTRICITY MARKET INCURRED AMENDED ACT ON RES NEW ACT AND ENERGY EFFICIENCY

Summary. The paper presents the impact of new regulations in Poland on the energy market, the position of the final consumer, especially the new role of prosumers. The paper discusses the development of renewable energy installations, the new rules of RES support, including auction system, traders' obligation to cover part of the cost of support. The paper describes the new responsibilities of traders imposed by the amendment of the law on RES and the new law on energy efficiency and presents the experience of the market prosumers. The authors refer to the challenges facing traders associated with the development of Smart Grid, smart metering and energy storage.

Rafał BIELAS, Magdalena BŁĘDZIŃSKA, Józef PASKA

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII W POLSCE – ROZWÓJ I PERSPEKTYWY

Streszczenie. Rozwój wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (OZE) jest związany głównie z groźbą ocieplenia klimatu spowodowanego emisją szkodliwych substancji do atmosfery, substancji pochodzących ze spalania paliw kopalnych. Ciągłe trwa debata, jak duży wpływ na wzrost globalnego ocieplenia ma emisja CO₂ generowana przez działalność człowieka. Niezależnie od tego, świat przyjął rozwój OZE za priorytet, co ma potwierdzenie w licznych dokumentach i publicznych deklaracjach. Polska, z uwagi na przynależność do Unii Europejskiej, jest zobowiązana realizować politykę Wspólnoty dotyczącą miks energetycznego uwzględniającego określony udział energii ze źródeł odnawialnych.

W artykule zaprezentowano rozwój tego typu źródeł w Polsce oraz jego dalsze perspektywy, z uwzględnieniem bieżących wydarzeń w kraju i na świecie.

RENEWABLE ENERGY SOURCES IN POLAND – DEVELOPMENT AND PERSPECTIVES

Summary. Development of renewable energy sources (RES) utilization is mainly related to threat of global warming, caused by harmful substances emission to the atmosphere, substances coming from fossil fuels' combustion. However, there is a permanent discussion about the impact of CO₂ emission caused by human activity on increase of global warming. Regardless of these doubts, the world takes as a priority RES development, which is confirmed by numerous legal documents and public declarations. Poland, as a member of the European Union is obliged to realize the community policy concerning energy mix with declared renewable energy sources share.

The paper presents the renewable energy sources expansion in Poland over last decades and further perspectives in respect of the actual legal and political facts in the country and in the world.

Edyta ROPUSZYŃSKA-SURMA, Magdalena WĘGLARZ
Politechnika Wrocławska

SPOŁECZNA AKCEPTACJA DLA OZE - PERSPEKTYWA ODBIORCÓW (PROSUMENTÓW)

Streszczenie. Celem artykułu jest identyfikacja czynników wpływających na akceptację społeczną gospodarstw domowych odnośnie instalowania OZE, a tym samym dostarczanie użytecznych wskazówek do kreowania skutecznej polityki wsparcia rozwoju OZE wśród gospodarstw domowych. W celu zbadania społecznej akceptacji dla OZE przeprowadzono badania ankietowe w listopadzie i grudniu 2015 roku. Badania zostały przeprowadzone w ramach projektu badawczego pt. „Opracowanie modelu zachowań prosumenta na rynku energii” finansowanego ze środków Narodowe Centrum Nauki przyznanych na podstawie decyzji numer DEC–2013/11/B/HS4/01070. Badaniami były objęte wyłącznie gospodarstwa domowe na terenie Dolnego Śląska.

SOCIAL ACCEPTANCE OF RENEWABLE ENERGY – END USERS’ (PROSUMERS) PERSPECTIVE

Summary. The main aim of the paper is the identification of the factors that influence social acceptance of the installation of renewable energy among households, thereby providing useful guidance to create effective policy supporting RES development among households. In order to study the social acceptance of RES there was conducted the survey in November and December 2015. The survey was conducted within a project called ‘Modelling prosumers' behaviour on the energy market’, which is funded by the NCN (National Centre of Science) by grant no. 2013/11/B/HS4/01070. The research related only to the households from Lower Silesia.

Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią Elektryczną

KONCEPCJA I MOŻLIWOŚCI WDROŻENIA RYNKU MOCY W POLSCE – WYBRANE NOWE UWARUNKOWANIA UNIJNE I POLSKIE

Streszczenie. W 2016 roku prace dotyczące przygotowania do wdrożenia rynku mocy w Polsce wkroczyły w kolejną fazę. Po trwających kilka lat, szerokich dyskusjach w różnych środowiskach, dotyczących możliwości, ale i konieczności wprowadzenia tzw. rynku dwutowarowego, w którym oprócz energii elektrycznej, towarem jest moc, Ministerstwo Energii poddało konsultacjom, a następnie przyjęło dokument pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku moc” zawierający koncepcję rynku mocy w Polsce. W ślad za tym pod koniec 2016 roku Ministerstwo poddało konsultacjom projekt ustawy o rynku mocy. Na ww. polskie uwarunkowania, nakładają się działania Komisji Europejskiej, która 30 listopada 2016 roku opublikowała tzw. Pakiet Zimowy, stanowiący obszerny pakiet legislacyjny, obejmujący liczne obszary energetyki unijnej, w tym zagadnienia dotyczące kształtu rynków energii. W referacie przedstawiono kluczowe zapisy ww. unijnych i polskich dokumentów.

CONCEPTION AND POSSIBILITY OF IMPLEMENTATION OF THE CAPACITY MARKET IN POLAND - SELECTED OF POLISH AND EUROPEAN UNION CONDITIONS

Streszczenie. In 2016, work on the preparation for the implementation of capacity market in Poland entered a new phase. After several years of broad discussions in different environments, about the possibility, but also the need for the so-called two product market, which in addition to electricity, the power is a commodity, the Ministry of Energy surrendered consultation, and then publish the document "Functional solutions capacity market" includes the concept of capacity market in Poland. In the end of 2016 years the Ministry surrendered consultation a draft capacity market law. Polish conditions, superimposed action of the European Commission, which is November 30, 2016, EU published the so-called. Winter package, which is a comprehensive legislative package, covering many areas of the EU's energy sector, including issues relating to the shape of the energy markets. The paper presents the key provisions above EU and Polish documents.

Paweł CICHOSZ¹, Piotr WIĄCEK²

¹Kancelaria Radcy Prawnego Paweł Cichosz, ²PGE Dystrybucja S.A.
Oddział Lublin

CZY KLASTRY ENERGII ZMIENIĄ POLSKĄ ENERGETYKĘ ?

Streszczenie. Zarys funkcjonowania lokalnych klastów energetycznych, który pojawił się w ostatniej nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii, może oznaczać nowy pomysł na ukształtowanie lokalnej sfery energetycznej. Jakkolwiek w nowych przepisach brak jest szczegółowych wytycznych określających możliwości realizacji zadań, to jednak uczyniony został ważny krok w zakresie utworzenia struktur mogących wzmocnić lokalne bezpieczeństwo energetyczne. Być może klastry oznaczają także realną konkurencję dla dotychczasowych sprzedawców energii elektrycznej. W ramach niniejszego referatu autorzy dokonają analizy techniczno-prawnej instytucji klastra energii.

ENERGY CLUSTERS – A CHANGE IN POLISH ENERGY MARKET ?

Summary. The idea of local energy clusters that has appeared in the very recent novelisation of Renewable Sources of Energy Act, may lead to a concept of building local energetic area. However the new law does not include specific guidelines concerning the possibilities of undertaking new tasks by clusters, it means a significant step towards creating structures thus empowering local energetic security. Clusters may also be perceived as a real competition to present energy sellers.

Within the confines of this paper the authors conduct an analysis of technical and legal aspects of energy clusters.

Paweł TERLIKOWSKI, Józef PASKA, Karol PAWLAK

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

RYNEK ENERGII W STANACH ZJEDNOCZONYCH

Streszczenie. Struktura i organizacja rynku energii elektrycznej zależy w dużej mierze od uwarunkowań geograficznych i historycznych. Na to, co obecnie dzieje się w amerykańskim sektorze elektroenergetycznym, znacząco wpłynęła wielkość kraju, historia funkcjonowania różnych podmiotów na rynku oraz duża niezależność poszczególnych stanów. Amerykański model rynku energii jest zdecydowanie bardziej skomplikowany niż model europejski. W założeniu rynek ten pozwala lepiej stymulować procesy inwestycyjne, inwestycjom sprzyja transparentność reguł. Wadą amerykańskich rozwiązań jest duża zmienność cen oraz złożony algorytm ich wyznaczania. W artykule przedstawiono stan obecny i perspektywy rozwoju amerykańskiej energetyki. Zmiany zachodzą w całym sektorze energetycznym USA. Dotyczą one głównie kwestii klimatycznych, ale także regulacji w zakresie eksportu amerykańskiej ropy czy skroplonego gazu ziemnego.

THE ENERGY MARKET IN THE UNITED STATES

Summary. The structure and organization of the energy market depends on the geographical and historical conditions. The country size, the story of the functioning of the different players in the market and a large independence of individual States have significantly influenced on what is currently happening in the US power sector. The US electricity market model is far more complicated than European countries models. This market model allows to better stimulate the investment processes because of transparency of rules. Imperfection of American solutions is high prices volatility and complex algorithm of their determination. In the article are presented the current status and prospects for the development of US energy market. Changes are taking place in the energy sector throughout the United States. One concern mainly the issue of climate, but also in terms of the export regulations of American oil or LNG.

Piotr KACEJKO¹, Paweł PIJARSKI¹, Karolina GAŁĄZKA²

¹Politechnika Lubelska, ²Politechnika Częstochowska

ILE POWINIEN KOSZTOWAĆ MAGAZYN ENERGII ?

Streszczenie. W artykule przedstawiono metodę wyznaczania efektywności stosowania magazynu energii zapewniającego autokonsumpcję energii wyprodukowanej w mikroinstalacji PV. Dla rozpatrywanego obiektu wykazano, że przy mocy mikroinstalacji bliskiej 40 kW, w przypadku prosumentów biznesowych, obecne ceny baterii litowo – jonowych są już bliskie cenom zapewniającym opłacalność inwestycji w układ magazynowania energii. Wskazano na celowość wprowadzenia premii za tworzenie magazynów energii oraz wykazano, że prosumentowi korzystającemu z systemu opustów trudno znaleźć uzasadnienie dla tego kierunku inwestowania.

HOW MUCH SHOULD COST ENERGY STORAGE ?

Summary. The article presents a method for determining the efficiency of the use of energy storage providing auto consumption energy produced in micro-installations of PV. For the object in question has been shown that, when under microinstallations vicinity of 40 kW in the case of prosumer business, the current price of lithium ion have reduced prices return on investment that provides energy storage. They pointed to the desirability of introducing a premium for the creation of energy storage and demonstrated that prosumer benefiting from the system of rebates hard to find justification for the direction of investment.

Tadeusz PYDYCH, Janusz SOWIŃSKI
Politechnika Częstochowska

STRATEGIE INWESTORA OZE W SYSTEMIE AUKCYJNYM W WARUNKACH RYZYKA

Streszczenie. System aukcyjny wpływa na rynek OZE. Z jednej strony Minister Energii ustala ceny referencyjne i okres ich obowiązywania, ogłaszając je w drodze rozporządzenia. Wysokość cen referencyjnych bezpośrednio wpływa na uczestników rynku, inwestorów, developerów oraz dostawców rozwiązań i sprzętu. Z drugiej strony, w przypadku biogazu rolniczego, biomasy CHP, czy spalarni odpadów itp., istotnymi elementami analizy ekonomicznej są: cena ciepła na rynku lokalnym, cena biomasy i substratów, cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla itp. Powyższe ceny obarczone są sporą niepewnością i są źródłem ryzyka dla inwestora OZE. Do opracowania optymalnej strategii inwestora OZE przystępującego do aukcji OZE, przy ustalonej cenie referencyjnej i kosztach inwestycyjnych a przy innych składnikach kosztów obciążonych ryzykiem, dobrym narzędziem wydaje się być podejście tzw. real options approach. W artykule zostanie przedstawiona metodyka optymalizacji dynamicznej, wskazującej krytyczną wartość ceny aukcyjnej, przy której opłaca się zrealizować inwestycję natychmiast. Zostaną zaprezentowane rezultaty obliczeń dla wybranej technologii OZE – biogazowni rolniczej.

STRATEGY OF RES INVESTOR IN AUCTION SYSTEM UNDER RISK

Summary. The auction system affects the RES market. On the one hand, the Minister of Energy sets reference prices and their duration period, announcing it by regulation. Height reference prices directly affects the market participants, investors, developers and suppliers of solutions and equipment. On the other hand, in the case of agricultural biogas, biomass CHP, or waste incineration plants, etc., important elements of the economic analysis are: the price of heat on the local market, the price of biomass and substrates, the price of allowances to emit carbon dioxide, etc. The above prices are subject to considerable uncertainty and are a source of risk for the RES investor. Developing the optimum strategy for the RES investor acceding to the auction, under conditions of the determined reference price and investment costs whereas the other components costs are stochastic in character, a good tool seems to be the so-called real options approach. The paper presents dynamic optimization methodology indicating the critical value of the auction price at which the economic efficiency of investment is the biggest or it is the best strategy to invest immediately. The results of calculations for the selected renewable energy technology – agriculture biogas power plant are also presented.

Michał Polecki

Politechnika Warszawska

WPLYW REDUKCJI GENERACJI WIATROWEJ NA KOSZTY ROZRUCHÓW ELEKTROWNI KONWENCJONALNYCH

Streszczenie. Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce a w szczególności plany morskich elektrowni wiatrowych na morzu Bałtyckim spowoduje zmiany struktury wytwarzania w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w warunkach dużej generacji wiatrowej stwarza problemy związane z bilansowaniem energii elektrycznej oraz planowaniem pracy elektrowni konwencjonalnych.

W referacie przedstawiono analizę wpływu wzrostu generacji wiatrowej na nieplanowanych kosztów odstawień i ponownych rozruchów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Badania przeprowadzono dla KSE, dla roku 2015. W badaniach symulacyjnych uwzględniono możliwość wprowadzenia częściowej redukcji chwilowej mocy generowanej w farmach wiatrowych, dla zmniejszenia kosztów rozruchów jednostek cieplnych. Określono ograniczenia w produkcji energii w FW dla przyjętych wariantów pracy i na tej podstawie obliczono jednostkowe koszty uniknięte, wynikające z redukcji generacji wiatrowej.

THE WIND POWER ANCILLARY SERVICES INFLUENCE ON THERMAL POWER PLANTS COSTS

Summary. The development of wind generation, especially plans of introducing offshore wind farm on Baltic Sea would change the generation shares of maximum capacity installed in Polish National Grid. Functioning Electric power system operating in conditions of high wind generation can lead to difficulties with keeping the balance of energy production and changing the operation power points of conventional plants. The consequence of lowering generation in centrally dispatched generating units (JWCD) and tripping those units lead to power system operation costs growth.

The paper presents the analysis of influence of wind power generation growth on power units start-up cost. The considerations was conducted for Polish National Grid data of generation sector from 2015. Simulations was expanded by ancillary services (constraints) of wind power plants in order to minimize thermal power plants shutting down and start-up cost. The amount of unproduced energy in wind farms has been calculated and basing on this results the unit avoided cost has been obtained.

Adam IWAN¹, Józef PASKA²

¹PGNiG TERMIKA S.A., ²Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej

ANALIZA EFEKTYWNOŚCI PRODUKCJI CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UKŁADZIE MICRO-CHP NA POTRZEBY GOSPODARSTW DOMOWYCH

Streszczenie. W ostatnich latach można zaobserwować na rynkach europejskich działania podejmowane w celu wypromowania mikrokogeneracji dla gospodarstw domowych i rozwoju tego rynku. W artykule zaprezentowano przykładowe rozwiązania mikrokogeneracyjne dedykowane odbiorcom indywidualnym oraz wyniki analiz dotyczących zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło w gospodarstwie domowym. Dla przygotowania ww. analiz zmierzono zapotrzebowanie na moc urządzeń gospodarstwa domowego, a zapotrzebowanie na ciepło zamodelowano. Analizy przeprowadzono w oparciu o wystandaryzowane profile zapotrzebowania dla grupy gospodarstw domowych. W podsumowaniu autorzy zaprezentowali wyniki analizy efektywności nakładów inwestycyjnych na mikrokogenerator w relacji do całkowitych kosztów zakupu energii elektrycznej i ciepła przez gospodarstwo domowe z sieci zawodowych.

EFFECTIVENESS ANALYSIS OF HEAT AND POWER PRODUCTION IN MICROCOGENERATION UNIT FOR HOUSEHOLDS DEMAND

Summary. We can observe actions taken on European markets in the last few years aiming to promote microcogeneration for households and development of this market. Exemplary microcogeneration units dedicated to households were presented in this paper along with results of households electricity and heat demand analysis. In order to prepare these analyses households power demand was measured and heat request was modelled. Households standard demand profiles were used to carry out above mentioned analyses. Authors presented in resume analytical outcome of the effectiveness of capital expenditures on microcogeneration unit in relation to households total cost of electricity and heat from district (public) networks.

INDEKS AUTORÓW

Rafał Bielas.....	32	Paweł Pijarski.....	95
Magdalena Błędzińska.....	32	Michał Połecki	113
Paweł Cichosz.....	72	Tadeusz Pydych	103
Karolina Gałązka	95	Edyta Ropuszyńska-Surma,	44
Waldemar Gochnio	18	Janusz Sowiński	103
Adam Iwan.....	123	Tomasz Surma.....	7
Piotr Kacejko	95	Paweł Terlikowski.....	80
Marek Kulesa.....	18, 56	Magdalena Węglarz	44
Józef Paska.....	7, 32, 80, 123	Piotr Wiącek.....	72
Karol Pawlak.....	80		

INDEKS RECENZENTÓW

Dr hab. inż. Paweł Bućko	80
Dr hab. inż. Piotr Miller.....	7, 18, 56
Prof. dr hab. inż. Józef Paska	44, 95, 103
Dr inż. Zbigniew Połecki	123
Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki	32, 113
Dr hab. inż. Janusz Sowiński	72