

Stan na 31 marca 2016 r.

Rapport TOE

Warszawa

20 kwietnia 2016 r.





Rozpowszechnianie Raportu, jak również przytaczanie jego fragmentów, dozwolone za wskazaniem źródła.

Copyright © Towarzystwo Obrotu Energią 2016

SPIS TREŚCI

I. WPROWADZENIE	2
II. KLUCZOWE DZIAŁANIA (ZREALIZOWANE ORAZ PLANOWANE) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W OKRESIE OD 1 STYCZNIA 2015 R. DO 31 MARCA 2016 R.	3
1. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej w ramach nowych produktów	5
2. Ustawa o odnawialnych źródłach energii – ciąg dalszy „wdrażania” nowego systemu wsparcia OZE	5
3. Grudniowa nowelizacja ustawy o efektywności energetycznej	7
4. Koncepcja modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce zgodnej ze standardem ebIX	7
5. Prosument jako nowy uczestnik rynku energii	8
6. Rynek uprawnień do emisji CO ₂ a rynek energii elektrycznej	9
7. Rynek Instrumentów Finansowych na TGE S.A.	12
8. Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty	12
9. Operacyjna Rezerwa Mocy i Interwencyjna Rezerwa Zimna	13
10. Unijne uwarunkowania formalno-prawne: Kodeksy sieciowe ENTSO-E	14
11. Dokumenty i działania unijne dotyczące rynków finansowych (EMIR, MiFID 2)	16
12. Wpływ REMIT na działalność uczestników rynku energii (raportowanie danych transakcyjnych w świetle REMIT)	17
P1. Projekt nowej ustawy o efektywności energetycznej	17
P2. Przesłanki zmian architektury polskiego rynku energii elektrycznej	18
P3. Składka audiowizualna – model „powiązania” z energetyką	20
P4. Kierunki nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii	21
III. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ I PRAW MAJĄTKOWYCH NA RYNKU HURTOWYM	23
1. Rynek Dnia Następnego	23
2. Rynek Terminowy	25
3. Rynek Praw Majątkowych	27
4. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego	30
IV. RYNEK GAZU	33
1. Rozwój rynku detalicznego	33
2. Obrót gazem na TGE S.A.	34
3. Bariery rozwoju rynku gazu w Polsce	37
4. Otoczenie rynkowe	39
V. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH	41
VI. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA	43
VII. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE	44
VIII. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XIII KADENCJI	46
IX. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU	47

I. WPROWADZENIE

Raport „Rynek Energii Elektrycznej i Gazu w Polsce – stan na 31 marca 2016 r.”, zwany dalej Raportem TOE 2016 lub Raportem, podsumowuje kluczowe zdarzenia, jakie miały miejsce na rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 31 marca 2016 r., przy czym przytoczone dane i zestawienia statystyczne obejmują pełny rok kalendarzowy 2015.

Podobnie jak w przypadku poprzednich raportów, opracowywanych niezmiennie od 2009 roku, zakres merytoryczny Raportu TOE 2016 koncentruje się głównie na obszarach charakterystycznych dla działalności Towarzystwa Obrótu Energią, zwanego dalej TOE, i jego członków, do których należą zarówno spółki obrotu (jako tzw. członkowie wspierający TOE), jak i osoby fizyczne (tzw. członkowie zwyczajni TOE).

W rozdziale II Raportu skomentowane zostały działania i wydarzenia, które z punktu widzenia TOE miały istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w omawianym okresie. W roku 2015 oraz na początku 2016 roku zostało przyjętych (lub jest w fazie szerokich dyskusji) kilka istotnych, zdaniem TOE, dokumentów i materiałów, które mają – i w kolejnych latach mogą mieć – znaczący wpływ na rynek energii elektrycznej w Polsce, w tym w szczególności na obszar obrotu. W rozdziale II Raportu zespół autorski scharakteryzował i ocenił (z punktu widzenia sektora obrotu) najważniejsze z tych dokumentów i materiałów.

Rozdział III, analogicznie jak w latach poprzednich, opisuje kształtowanie się cen energii elektrycznej i świadectw pochodzenia na rynku w 2015 roku, obejmując: Rynek Dnia Następnego, Rynek Terminowy, Rynek Praw Majątkowych oraz uwarunkowania globalne kształtowania się cen nośników energii.

Rozdział IV, dotyczący rynku gazu, składa się z czterech podrozdziałów opisujących: rozwój rynku detalicznego, obrót gazem na Towarowej Giełdzie Energii S.A., dalej zwanej TGE, bariery rozwoju rynku gazu w Polsce oraz jego otoczenie rynkowe.

W rozdziale V zawarto propozycje działań w krótko- i długoterminowym horyzoncie czasowym, które zdaniem TOE należałoby podjąć w zakresie dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce.

Zastosowane skróty i oznaczenia oraz zestawienie materiałów źródłowych zawarto odpowiednio w rozdziałach VI i VII.

W rozdziale VIII przedstawiony został skład Rady Zarządzającej TOE XIII kadencji, natomiast w rozdziale IX skład zespołu autorskiego.

Raport TOE 2016 został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego na dzień 31 marca 2016 r.

Raport, począwszy od 2009 roku, ma charakter cykliczny i publikowany jest w pierwszej połowie każdego roku kalendarzowego.

II. KLUCZOWE DZIAŁANIA (ZREALIZOWANE ORAZ PLANOWANE) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W OKRESIE OD 1 STYCZNIA 2015 R. DO 31 MARCA 2016 R.

Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce, w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 31 marca 2016 r. przedstawiono poniżej w syntetycznym zestawieniu tabelarycznym.

Analogicznie jak w przypadku poprzednich raportów zestawienie obejmuje głównie tematykę obrotu energią elektryczną w obszarze rynku hurtowego, rynku detalicznego (sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych) oraz wymiany międzysystemowej.

W przypadku powiązań trzech ww. głównych obszarów z określonymi elementami całego łańcucha zakupu/sprzedaży energii elektrycznej starano się uwzględnić także uwarunkowania innych powiązanych obszarów rynku oraz ich wpływ na pozostałe segmenty energetycznego łańcucha wartości: wytwarzanie, dystrybucję i odbiorców końcowych.

W dalszej części rozdziału przedstawiono charakterystykę i ocenę poszczególnych działań.

Tabela 1. Kluczowe działania (zrealizowane i planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 31 marca 2016 r.

Lp.	Działania [1–6]/plany [P1-P4]	Wpływ na obszar rynku	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana międzysystemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
1	Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf (sprzedaży energii elektrycznej) w grupach taryfowych G a praktyczne uwarunkowanie sprzedaży detalicznej w ramach nowych produktów	–	N	–	–	–	–	N	+/-	5
2	Ustawa o odnawialnych źródłach energii – ciąg dalszy „wdrażania” nowego systemu wsparcia OZE	–	–	–	–	–	–	N	–	5
3	Grudniowa nowelizacja ustawy o efektywności energetycznej	+/-	N	N	N	N	–	N	+	7
4	Koncepcja modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce zgodnej ze standardem eBIX	+	N	+/-	N	+	+	N	+	7
5	Prosument jako nowy uczestnik rynku energii	+	–	–	N	+/-	N	N	+	8
6	Rynek uprawnień do emisji CO ₂ a rynek energii elektrycznej	–	–	N	–	N	N	N	–	9
7	Rynek Instrumentów Finansowych na TGE	+	+	N	+	N	N	N	+	12
8	Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty	+	–	N	+	N	+	N	N	12
9	Operacyjna Rezerwa Mocy i Interwencyjna Rezerwa Zimna	+	+	N	+/-	N	+/-	N	N	13
10	Unijne uwarunkowania formalno-prawne: Kodeksy sieciowe ENTSO-E	+	–	+	+	N	+	+	+	14
11	Dokumenty i działania unijne dotyczące rynków finansowych (EMIR, MiFID 2)	+/-	–	N	+/-	N	N	N	N	16
12	Wpływ REMIT na działalność uczestników rynku energii (raportowanie danych transakcyjnych w świetle REMIT)	–	–	N	–	–	–	–	–	17
P1	Projekt nowej ustawy o efektywności energetycznej	+	N	N	+	+/-	N	N	+	17
P2	Przesłanki zmian architektury polskiego rynku energii elektrycznej*	+/-	+	N	–	–	–	–	–	18
P3	Składka audiowizualna – model „powiązania” z energetyką	–	N	–	N	–	N	N	N	20
P4	Kierunki nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii*	+/-	+/-	+/-	N	+/-	N	N	+/-	21

Legenda:

„N” – neutralne;
 „–” – negatywny wpływ;
 „+” – pozytywny wpływ;
 „+/-” – wpływ pozytywny i negatywny w zależności od kryterium oceny;
 „*” – uwzględniono niepewność wdrożenia.

Kolorem czerwonym oznaczono działania będące kontynuacją zagadnień opisanych w Raporcie TOE 2015.

Kolorem niebieskim oznaczono propozycje/plany wprowadzenia określonych rozwiązań, które ukazały / pojawiły się do 31 marca 2016 r.

¹ Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

1. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej w ramach nowych produktów

Rok 2015 i początek roku 2016 przyniósł dalsze, konsekwentne utrzymanie przez Prezesa URE obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania (tzw. taryfowania) w grupie gospodarstw domowych wybranych przedsiębiorstw energetycznych, na zasadach stosowanych w poprzednich okresach taryfowych. Mieliśmy więc, w tym zakresie, kontynuację dotychczasowej polityki Prezesa URE podyktowaną, jak wynika z wielu wystąpień przedstawicieli tego organu, przede wszystkim troską o ochronę Klientów przed nieuzasadnionym wzrostem cen w segmencie gospodarstw domowych.

Należy jednak odnotować pozytywny element polityki regulacyjnej Prezesa URE w zakresie odbiorców skupionych w ramach tzw. grup taryfowych G. Zliberalizowano bowiem stanowisko dotyczące możliwości stosowania innych niż taryfa dla energii elektrycznej ofert sprzedaży energii elektrycznej dla Klientów, dla których przedsiębiorstwa ją posiadające pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu. W swoich decyzjach Prezes URE uznał, w uogólnieniu, za dopuszczalne zawieranie umów sprzedaży z tego typu odbiorcami na zasadach innych niż taryfowe, pod warunkiem że zostali oni poinformowani o istniejących taryfach. Wspomniana zmiana została pozytywnie odebrana przez rynek energii elektrycznej, jako umożliwienie prowadzenia skutecznej polityki ofertowej skierowanej w stronę Klientów, którzy nie skorzystali z możliwości zmiany sprzedawcy, także przez podmioty, które pełniły dla nich tzw. obowiązek taryfowy. Dzięki tej decyzji wszystkie zainteresowane podmioty mogą przedstawić lepszą, bardziej spersonalizowaną ofertę dla szerszej grupy odbiorców, co w latach poprzednich było niemożliwe, z uwagi na wątpliwości w zakresie możliwości ofertowania Klientom z obszaru „macierzystego” OSD, innego produktu niż taryfa. Zmiana ta przyczyniła się więc na pewno do dalszego rozwoju rynku konkurencyjnego dla konsumentów, co stanowi kolejny krok do jego pełnego uwolnienia.

Z uwagi jednak na możliwe i bardzo prawdopodobne migracje Klientów z oferty taryfowej do innych ofert przedstawianych przez przedsiębiorstwa zachodzi, naszym zdaniem, konieczność weryfikacji procesu taryfikacji. Proces ten nie uległ w ostatnich latach znaczącym zmianom, podczas gdy rynek tzw. klienta detalicznego przeżywa gwałtowny rozwój. Z tego też powodu, pewne dotychczas stosowane w tym procesie praktyki i rozwiązania, są coraz trudniej akceptowalne i nie oddają rzeczywistości handlowej. Ze swojej strony TOE deklaruje rozpoczęcie dialogu z Prezesem URE w tej sprawie tak, aby oferta taryfowa rzeczywiście „wazyła” interesy wszystkich stron, a jej kalkulacja, przy zachowaniu prze-

pisów prawa, z jednej strony chroniła interesy odbiorców, z drugiej natomiast zapewniała rentowność prowadzonej działalności.

Należy jednak w tym miejscu ponownie podkreślić, że wymóg zatwierdzania taryf jest poważnym ograniczeniem działalności gospodarczej przedsiębiorstw obrotu – sprzedawców energii elektrycznej.

WNIOSKI

Środowisko branżowe zrzeszone w TOE pozytywnie ocenia możliwość ofertowania energii na zasadach innych niż taryfowe przez przedsiębiorstwa obrotu, które posiadają zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfę dla energii elektrycznej, także na obszarze jej obowiązywania, traktując to w chwili obecnej jako rozwiązanie kompromisowe. Uważamy, że dalsza konsekwentna polityka w tym zakresie, prowadzona zarówno przez Prezesa URE, jak i, sprzedawców energii, doprowadzić powinna do sytuacji, w której rzeczona taryfa będzie jedynie ofertą dla wąskiej grupy odbiorców, którzy nie są zainteresowani zmianą sprzedawcy, a także propozycją dla Klientów, którzy z jakiś powodów nie kwalifikują się do innych niż taryfowa ofert.

W ocenie TOE wszystkie te działania powinny prowadzić w konsekwencji do zniesienia obowiązku taryfowania i całkowitego uwolnienia cen energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych.

TOE deklaruje uczestnictwo również we wszystkich działaniach, które mogłyby doprowadzić do ochrony odbiorców wrażliwych i zapobieżenia energetycznemu wykluczeniu.

2. Ustawa o odnawialnych źródłach energii – ciąg dalszy „wdrażania” nowego systemu wsparcia OZE

W ubiegłorocznej edycji Raportu TOE przedstawiliśmy szerszą ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (ustawa o OZE) [7], której część weszła w życie 4 maja 2015 r., wraz z krótką charakterystyką nowego systemu wsparcia dla branży. W życie jednak nie weszły kluczowe zapisy ustawy o OZE, stanowiące treść rozdziału 4, m.in. w zakresie wprowadzenia systemu aukcyjnego, które pierwotnie miały wejść w życie 1 stycznia 2016 r. Obecna polityka rządu w obszarze szeroko pojętego sektora elektroenergetycznego (głównie z uwagi na kłopoty branży wydobycia węgla kamiennego i niską rentowność sektora wytwarzania energii opartego na tym paliwie), będzie miała bezpośredni wpływ na dalszy kształt polityki państwa w zakresie promocji podsektora OZE, który coraz częściej wygrywa w walce rynkowej ze źródłami konwencjonalnymi. Wybrane zagadnienia związane z przewidywanym kształ-

tem kolejnej nowelizacji ustawy OZE przedstawiono w rozdziale P4.

W pierwotnej formie ustawa o OZE zawierała wiele nieścisłości interpretacyjnych i definicyjnych, które już na wstępie wskazywały na konieczność jak najszybszego wprowadzenia istotnych korekt w jej zapisach. Już na początku obowiązywania ustawy o OZE, Ministerstwo Gospodarki (MG) zapowiedziało rozpoczęcie prac nad jej nowelizacją. Uczestniczące w procesie legislacyjnym TOE również przedstawiło zestawienie własnych uwag powstałych w procesie konsultacji zapisów ustawy z członkami Towarzystwa, które całościowo uwypuklają wady nowych rozwiązań prawnych.

W niniejszym rozdziale zwrócimy uwagę jedynie na kilka z nich.

Podstawa nowego systemu wsparcia, a mianowicie system aukcyjny, w sektorowej fazie testowej przeprowadzonej w maju 2015 r. wskazał na istotne wady związane z realnością składanych ofert. Brak mechanizmu weryfikującego realność cen, głównie z punktu widzenia minimalnych kosztów inwestycyjnych, doprowadził do sytuacji, gdzie dla jednostek wiatrowych o mocy powyżej 1 MW, ceny ofertowe oscylowały nawet w okolicach 240 zł/MWh. Realizacja inwestycji w przypadku oferowania niskich cen byłaby bardzo mocno zagrożona, co z jednej strony mogłoby prowadzić do braku realizacji celów postawionych przez UE do 2020 roku w zakresie osiągnięcia 20% udziału energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii, do których Polska się zobowiązała. Z drugiej strony, zaniżanie cen i brak realizacji inwestycji wypierałby z rynku większość inwestorów, dla których ryzyko braku możliwości wejścia w rynek jest w tym momencie kluczowe.

Zakres modyfikacji dotyczył uproszczenia procedur związanych z monitorowaniem przyrostu mocy zainstalowanych w mikroinstalacjach OZE do określonych w ustawie progów / wielkości granicznych, uproszczenia procedur kontrolnych oraz przewidywanych nowych zadań Prezesa URE. Jedną z zasadniczych zmian w nowelizacji ustawy o OZE jest wprowadzenie przedziału taryf gwarantowanych dla niektórych technologii OZE, szczególnie dla fotowoltaiki, które dla instalacji do 3 kW ustalono w przedziale od 64 gr/kWh do 75 gr/kWh, natomiast dla instalacji od 3 do 10 kW proponowano stawki gwarantowane na poziomie od 49 gr/kWh do 0,65 gr/kWh. Nowe uregulowania wynikające z projektu nowelizacji miały również pomóc w rejestracji i inwentaryzacji mikroinstalacji. Urząd Regulacji Energetyki został w projekcie zobowiązany do podawania liczby tych urządzeń w związku z koniecznością określenia czasu uzyskania granicy przyłączenia zadanych mocy, 300 MW dla instalacji

do 3 kW i 500 MW dla instalacji do 10 kW. Projekt nowelizacji określał również maksymalne ilości energii elektrycznej, jakie sprzedawca zobowiązany odkupi od mikroinstalacji w ciągu roku.

W projekcie podwyższona została też stawka netto opłaty OZE, którą z 2,51 zł/MWh zmodyfikowano do poziomu 4,01 zł/MWh. Podczas konsultacji społecznych środowiska ekologów oraz producentów energii z OZE skrytykowały proponowane zmiany, których zakres znacząco odstępował od zapowiadanych wcześniej zmian, mających na celu poprawę interpretacji zapisów ustawy.

Proces konsultacji powyższych zmian nie pozostawił złudzeń co do ich jakości i komplementarności. Pojawiły się głosy mówiące o tym, że proponowane przez MG zmiany uniemożliwią osiągnięcie założonego w ustawie o OZE celu 800 MW mocy pochodzącej z mikroinstalacji, który ma być zrealizowany z wykorzystaniem systemu taryf gwarantowanych (FiT). Ostatecznie nowelizacja ta nie trafiła pod obrady parlamentu, a w lipcu pojawił się kolejny projekt nowelizacji ustawy. Blisko roczna batalia mająca na celu nowelizację ustawy ostatecznie zakończyła się w grudniu 2015 roku uchwaleniem tzw. „małej” nowelizacji.

„Mała” nowelizacja ustawy o OZE z grudnia 2015 roku

Główną wadą ustawy o OZE jest to, że ponad rok od jej uchwalenia nadal nie zrealizowano jej głównego celu, a mianowicie nie wprowadzono systemu aukcyjnego, który stopniowo miał zastępować system wsparcia oparty na „zielonych certyfikatach”. Co więcej, w związku z nowelizacją ustawy o OZE, która miała miejsce w grudniu ubiegłego roku, przesunięto termin wejścia w życie zapisów rozdziału 4 o kolejne pół roku, celem umożliwienia dokończenia rozpoczętych inwestycji i skorzystania przez inwestorów z prawa wyboru pomiędzy starym, a nowym systemem wsparcia. Przy gigantycznej nadpodaży praw majątkowych z OZE przekraczającej 20 TWh posunięcie to w rzeczywistości doprowadzi do dalszego pogłębiania się nadwyżki uprawień, która jest podstawowym czynnikiem powodującym spadki cen PMOZE_A, co w istotny sposób pogarsza opłacalność „zielonych” inwestycji. Z drugiej strony odsunięcie w czasie wejścia w życie rozdziału wprowadzającego system aukcyjny spowodowane jest koniecznością przeprowadzenia głębszych zmian w ustawie, które wyeliminują jej główną wadę prawną, polegającą na tym, iż z notyfikacji KE wyłączono właśnie przedmiotowy rozdział. Brak notyfikacji zapisów, które wprowadzają de facto pomoc publiczną jako formę rozliczania wsparcia OZE stanowi podstawową wadę prawną uniemożliwiającą pełne wdrożenie ustawy w życie.

WNIOSKI

Uchwalenie nowej ustawy o OZE stanowiło ważny krok w drodze do zastąpienia funkcjonującego systemu wsparcia, który nie jest w stanie wygenerować odpowiednich sygnałów rynkowych do stymulacji zrównoważonego rozwoju podsektora. Należy jednak zauważyć, że niespójności rozwiązań ustawowych oraz niejasności w interpretacji kluczowych zapisów ustawy w praktyce uniemożliwiły wdrożenie ustawy o OZE w życie. Odroczenie wprowadzenia systemu aukcyjnego do 1 lipca 2016 r. wprowadzone grudniową nowelizacją wydaje się być krokiem pogarszającym obecny stan obowiązującego systemu, poprzez dalsze zwiększenie strony podażowej jednocześnie bez wprowadzenia działań koniecznych do likwidacji nadwyżki świadectw pochodzenia w systemie. Należy mieć nadzieję, że możliwa regulacja obowiązku ze strony Ministerstwa Energii pozwoli w sposób rozsądny i wyważony „wyregulować” popyt tak, aby poziom dodatkowego wsparcia finansowego dla instalacji OZE pozwolił na zachowanie wystarczającej opłacalności inwestycji, która da sygnał do zrównoważonego rozwoju sektora OZE.

3. Grudniowa nowelizacja ustawy o efektywności energetycznej

Ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej [12] implementowała do krajowego systemu prawnego dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, którą następnie zastąpiła dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE [1].

Ustawa [12] miała obowiązywać do końca 2015 roku i przewidywała, że prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej, tzw. białe certyfikaty, które nie zostaną umorzone przez Prezesa URE do dnia 31 marca 2016 roku, wygasają z mocy prawa z dniem 1 kwietnia 2016 roku. Polski rząd i parlament poprzedniej kadencji nie przyjęły nowej ustawy oraz nie dokonały nowelizacji ustawy [12] mającej przedłużyć jej obowiązywanie i dostosować ją do nowej dyrektywy [1], która została opublikowana 14 listopada 2012 roku i weszła w życie 4 grudnia 2012 roku, a państwa członkowskie miały dokonać jej transpozycji do prawa krajowego do 5 czerwca 2014 roku.

W tej sytuacji nowy parlament przyjął 29 grudnia 2015 roku ustawę o zmianie ustawy o efektywności energetycznej [8].

Jej głównym celem jest zapewnienie funkcjonowania systemu wsparcia inwestycji proefektywnościowych w roku 2016, w którym konieczne będzie przyjęcie nowego modelu finansowania działań proefektywnościowych, dostosowanego już do unijnych wymagań dyrektywy [1]. Ustawa nowelizująca [8], która weszła w życie 31 grudnia 2016 r., wydłużyła system świadectw efektywności energetycznej o kolejny rok. Poprzez zmianę art. 27 ust. 7 wskazała, że białe certyfikaty, które nie zostaną umorzone przez Prezesa URE do dnia 31 marca 2017 r., wygasną z mocy prawa z dniem 1 kwietnia 2017 r. Na potrzeby obliczenia ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej, które są obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia podmioty, o których mowa w art. 12 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, ustawa [8] ustaliła wskaźnik procentowy za rok 2016 w wysokości 1,5%.

WNIOSKI

Mimo trwających w 2015 roku prac nad nową ustawą o efektywności energetycznej (patrz też rozdz. P1), do końca 2015 roku nie trafiła ona nawet pod obrady Sejmu RP. W związku z tym w celu zapewnienia funkcjonowania systemu wsparcia inwestycji proefektywnościowych w roku 2016, parlament przyjął 29 grudnia 2015 roku ustawę o zmianie ustawy o efektywności energetycznej, która weszła w życie 31 grudnia 2016 r. Nowelizacja wydłużyła obowiązywanie dotychczasowego systemu białych certyfikatów o rok, co ma także pozwolić na przyjęcie nowej ustawy o efektywności energetycznej, w pracach nad którą biorą także czynnie udział przedstawiciele TOE.

4. Koncepcja modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce zgodnej ze standardem eBIX

Od 2014 roku trwają w Polsce prace nad koncepcją modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce zgodnego z tzw. standardem eBIX. W prowadzonych przez OSD zrzeszonych w PTPIREE pracach nad koncepcją biorą udział liczni przedstawiciele sektora obrotu, w tym TOE. Zmierzająca do wprowadzenia jednego, spójnego modelu wymiany danych pomiędzy uczestnikami rynku energii inicjatywa postrzegana jest przez TOE jako działanie zmierzające w dobrym kierunku, jednak rozwiązania szczegółowe wymagały i wymagają licznych dyskusji, a później wdrożenia praktycznego. Wynikiem realizacji projektu w 2015 roku było m.in.:

- opublikowanie 26 maja ostatecznej wersji „Koncepcji Modelu Wymiany Informacji pomiędzy uczestnikami

detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce (opartego o międzynarodowy standard eBIX)” wraz z późniejszą korektą z 23 czerwca 2015 r.;

- opublikowanie 23 czerwca „Standardów Wymiany Informacji Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI)”;
- ogłoszenie 13 lipca o rozpoczęciu dialogu technicznego w sprawie przygotowania, wdrożenia i utrzymania CSWI na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce;
- opracowanie w połowie 2015 roku projektów zmian IRIESD wdrażających CSWI na detalicznym rynku energii elektrycznej, następnie przeprowadzenie przez poszczególnych OSD konsultacji kart aktualizacji zmian IRIESD oraz zakończenie na początku 2016 procesu zatwierdzenia zmian przez Prezesa URE.

Zaproponowany przez PTPIREE CSWI ma objąć procesy wymiany informacji pomiędzy OSD, sprzedawcami energii elektrycznej oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe (POB), w tym m.in.: proces zmiany sprzedawcy, udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych oraz wstrzymania dostarczania energii. Ma on zostać zbudowany przez pięciu OSD (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A., PGE Dystrybucja S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A.) jako „narzędzie umożliwiające funkcjonowanie rynku energii w segmencie rynku detalicznego”. System ma funkcjonować jako szyna wymiany danych (*communication hub*) pomiędzy uczestnikami rynku detalicznego – przechowywanie danych i realizacja procesów leży w kompetencjach OSD/sprzedawcy, zaś poprzez wykorzystanie CSWI zapewniona będzie jednolitość standardu wymiany informacji, co ma usprawnić i umożliwić przyspieszenie komunikacji oraz realizacji poszczególnych procesów. Zgodnie z ustaleniami i założeniami Koncepcji, oparty na międzynarodowym standardzie eBIX (standard opracowany w ramach organizacji „Forum eBIX”), CSWI ma umożliwiać wymianę informacji i danych w sposób automatyczny, na podstawie zestandaryzowanych komunikatów elektronicznych.

Należy podkreślić, że jednym z elementów zmian oprócz CSWI ma być, wnioskowana przez sektor obrotu od dłuższego czasu renumeracja PPE (punktów poboru energii), której zasady określono w zmienianych IRIESD. Zgodnie z zapisami IRIESD, o planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu PPE, poszczególni OSD mają informować sprzedawców co najmniej ze 180-dniowym wyprzedzeniem.

WNIOSKI

Koncepcja modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce zgodna ze standardem eBIX, w tym opublikowane w ramach prac nad koncepcją „Standardy Wymiany Informacji Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI)”, mają umożliwiać automatyczną wymianę informacji i danych, na podstawie zestandaryzowanych komunikatów elektronicznych, pomiędzy poszczególnymi uczestnikami detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce, obejmując m.in. kluczowe dla tego rynku procesy: zmiany sprzedawcy, udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych oraz wstrzymania dostarczania energii. Sektor obrotu, zrzeszony w TOE, od początku działań na bieżąco uczestniczy w tej inicjatywie OSD, opiniując proponowane rozwiązania oraz włączając się czynnie w proces konsultacji, mając świadomość, że poprawność zarówno modelu, jak i później rozwiązań szczegółowych, będą miały kluczowy wpływ na procesy wymiany informacji na detalicznym rynku energii elektrycznej.

5. Prosument jako nowy uczestnik rynku energii

W dniu 20 lutego 2015 r. po ponad trzech latach prac Sejm RP przyjął i uchwalił ustawę o OZE. Zakończony został proces formalno-legislacyjny prac nad dokumentem, który od początku 2016 roku miał znacząco zmienić model promocji źródeł OZE w Polsce, w tym model wsparcia mikro i małych źródeł OZE, w których wytwarzającymi energię elektryczną mieli być odbiorcy końcowi, w tym także tzw. „prosumenci”.

Ustawa o OZE wprowadziła nowe rozwiązania związane z produkcją energii elektrycznej w tzw. mikroinstalacjach do 10 kWe, zwanych potocznie „prosumentami”. Ustawodawca biorąc pod uwagę wielkość mocy zainstalowanej dokonał ich podziału na dwie grupy: (1) o mocy zainstalowanej do 3 kWe oraz (2) o mocy zainstalowanej od 3 do 10 kWe. Sprzedawca zobowiązany ma mieć obowiązek zakupu energii elektrycznej z instalacji OZE, określanych potocznie jako prosumenckiej, przez okres 15 lat, liczony od dnia oddania do użytkowania tej instalacji. Jednocześnie ma on prawo do rekompensaty na pokrycie wynikłych z tego tytułu strat. W zależności od mocy oraz rodzaju źródła ustawodawca określił ceny gwarantowane, po których kupowana ma być przez sprzedawcę zobowiązanego energia elektryczna:

- do 3 kWe: hydroenergia, energia wiatru na lądzie, energia promieniowania słonecznego – 0,75 zł/kWh;
- powyżej 3 do 10 kWe: hydroenergia, energia wiatru na lądzie oraz energia promieniowania słonecznego – 0,65 zł/kWh, biogaz rolniczy – 0,70 zł/kWh, biogaz pozyskany z surowców pochodzących ze składowisk odpadów – 0,55 zł/kWh, biogaz pozyskany z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków – 0,45 zł/kWh.

Ceny gwarantowane przedstawione powyżej obowiązywać będą do momentu, gdy łączna moc oddawanych do użytku źródeł nie przekroczy 300 MWe, w przypadku źródeł o mocy do 3 kWe oraz 500 MWe, w przypadku źródeł o mocy od powyżej 3 do 10 kWe. Po przekroczeniu mocy granicznych lub po ogłoszeniu rozporządzenia wykonawczego ceny gwarantowane mogą zostać zmienione, co wprowadza istotną niepewność dla inwestorów, która w niekorzystny sposób może wpłynąć na tempo rozwoju tego typu instalacji. Należy jednak zwrócić uwagę, że nowelizacja ustawy o OZE z grudnia 2015 roku [7] „odroczyła” stosowanie cen gwarantowanych do lipca 2016.

Wsparciem jest także zwolnienie z obowiązku koncesjonowania dla mikroinstalacji i zastąpienie go zgłoszeniem mikroinstalacji i jej mocy zainstalowanej elektrycznej do OSD, w zakresie przydzielonej mocy przyłączeniowej. Ustawa o OZE [9] określa, że działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z OZE w małej instalacji nie wymaga koncesji, a jedynie wpisu do rejestru wytwórców prowadzonego przez Prezesa URE.

Dodatkowo ustawodawca wprowadził już (to jeden z nielicznych przepisów rozdziału 4, który wszedł w życie od 1 stycznia 2016 r.) tzw. zasadę netmeteringu, która od początku jej pojawienia się wzbudzała liczne wątpliwości sektora energetycznego, w tym TOE. Na jej podstawie rozliczenia z tytułu różnicy (salda) między ilością energii elektrycznej pobranej z sieci a ilością energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci, będą dokonywane za okres półrocza. Rozliczenia te nie dotyczą płatności za dystrybucję energii elektrycznej.

Informacje dotyczące kierunków zapowiadanej nowelizacji ustawy o OZE zostały przedstawione w rozdz. P4.

WNIOSKI

Po trwających kilka lat dyskusjach, pracach i ustaleniach na różnych poziomach decyzyjnych, w tym w Sejmie i w Senacie, w dniu 20 lutego 2015 r. Sejm uchwalił ostateczne brzmienie całkiem nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ustawa w zasadniczy sposób miała zmienić dotychczasowy model wsparcia nowych źródeł OZE w Polsce, przy zachowaniu dotychczasowego systemu dla „starych” instalacji produkujących energię z wykorzystaniem OZE. Ważną zmianą, wzbudzającą wiele kontrowersji w czasie prac sejmowych (ze względu m.in. na brak spójności z pozostałą częścią ustawy oraz niejednoznaczność zapisów), było wprowadzenie tzw. taryf gwarantowanych dla mikroinstalacji o mocy elektrycznej do 10 kWe oraz rozliczeń półrocznych, które mają zwiększyć poziom wsparcia dla tego typu instalacji, co powinno doprowadzić do powstania impulsu dla rozwoju podsektora prosumenckiego w Polsce.

6. Rynek uprawnień do emisji CO₂ a rynek energii elektrycznej

Rok 2015 był trzecim rokiem funkcjonowania III Fazy Rozliczeniowej Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji CO₂ (EU ETS), która przypada na lata 2013–2020. Trend wzrostowy cen uprawnień, rozpoczęty jeszcze w 2014 roku był kontynuowany. Jego siła do końca minionego roku była niemal identyczna jak dwa lata wcześniej. Ponownie okazało się, że kluczowym czynnikiem mającym wpływ na wzrost cen jednostek EUA były wydarzenia polityczne i intensywne prace Komisji Europejskiej nad reformą EU ETS. Na początku roku 2016 cena jednostek EUA drastycznie spadła (co przedstawiono na poniższym rysunku), co było skorelowane ze spadkiem cen europejskich kontraktów terminowych na dostawę energii elektrycznej, ropy, gazu oraz węgla energetycznego.



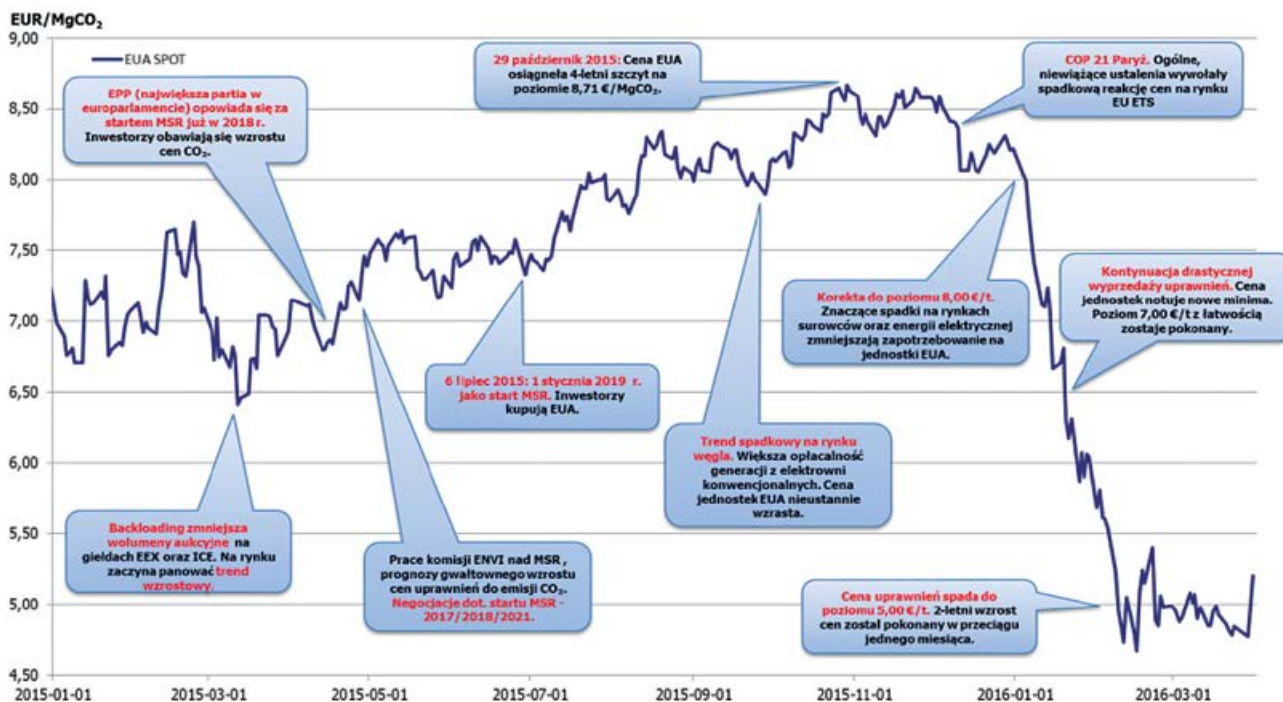
Rys. 1. Notowania uprawnień do emisji CO₂ w latach 2005–2014 w podziale na fazę I (2005–2007, II (2008–2012), III (2013–2020).

Należy odnotować, że w 2015 r. nastąpiło kilka istotnych zmian w stosunku do ustaleń Komisji Europejskiej, jakie poczyniono w 2014 r.:

- W maju 2015 r. Rada Unii Europejskiej, Komisja Europejska (KE) oraz Parlament Europejski po długich negocjacjach trójstronnych osiągnęli porozumienie w sprawie wdrożenia mechanizmu Rezerwy Stabilizacyjnej (Market Stability Reserve – MSR). Sam mechanizm ma wg ostatecznych założeń rozpocząć działanie 1 stycznia 2019 r. Informacja ta spowodowała wzrost cen uprawnień do poziomu 7,50 €/MgCO₂.
- W dniu 8 lipca 2015 r. ostatecznie zatwierdzono uruchomienie MSR już w 2019 roku. Cena uprawnień do emisji CO₂ w drugiej połowie lipca osiągnęły 2,5-letni szczyt na poziomie 8,15 €/MgCO₂.
- W lipcu 2015 roku Komisja Europejska opublikowała również propozycje zmiany dyrektywy dotyczącej funkcjonowania EU ETS w latach 2021–2030. Aby osiągnąć zakładany, 43% cel ograniczenia emisji do 2030 roku

w ETS, liniowy współczynnik redukcji miałby zostać zwiększony z 1,74% do 2,20 % rocznie.

- KE pod koniec listopada 2015 roku ogłosiła pełny harmonogram aukcji uprawnień na 2016 rok. Aukcje będą ponownie realizowane poprzez giełdy EEX oraz ICE. Polska w 2016 r. sprzeda ponad 40 mln uprawnień, co jest wartością ponad dwukrotnie większą w odniesieniu do 2015 roku.
- 14 grudnia 2015 r., po dwóch tygodniach trudnych negocjacji, ogłoszono osiągnięcie historycznego międzynarodowego porozumienia klimatycznego na zakończenie dwudziestej pierwszej Konferencji Klimatycznej, która miała miejsce w Paryżu. Propozycja ograniczenia globalnego wzrostu temperatury na poziomie znacznie poniżej 2,0°C oraz dążenie stron do osiągnięcia szczytu emisji gazów cieplarnianych „tak szybko, jak to możliwe” zostały zinterpretowane na wiele różnych sposobów. Od początku 2016 roku trwają prace nad propozycjami zastosowania ustaleń konferencji w celach klimatycznych UE w okresie 2020–2050.



Rys. 2. Wpływ wydarzeń politycznych i gospodarczych na notowania produktu EUA SPOT.

WNIOSKI

Warto również odnotować fakt kolejnego obniżenia emisji w systemie EU ETS. Wstępne dane pokazują, że w 2015 roku emisje zmniejszyły się o 0,6% w stosunku do roku 2014, co jest wartością mniejszą od konsensusu, który charakteryzował się nieznacznym wzrostem. Emisja CO₂ nie została ograniczona więc tak wyraźnie jak w 2013 roku, kiedy spadek wyniósł 4,5%.

Mimo nieustannie zwiększającego się udziału OZE w polskim miksie energetycznym cena zakupu jednostek EUA, jako jeden z kosztów zmiennych wytwarzania, ma w dalszym ciągu znaczący wpływ na cenę energii elektrycznej sprzedawanej na rynku hurtowym.

Ceny uprawnień do emisji CO₂ w 2015 roku miały mniejszy wpływ na ceny energii elektrycznej w Polsce niż w latach poprzednich. W związku ze spadającą ilością darmowych uprawnień oraz strukturą paliwową polskiego podsektora wytwarzania należy zakładać, że w perspektywie najbliższych lat wpływ ten będzie istotny. Komisja Europejska poprzez interwencje w system EU ETS stara się zniwelować utrzymującą się na rynku nadwyżkę uprawnień, co wg szacunków spowodowało jej obniżenie z poziomu około 2,07 mld t w 2014 r. do 1,6 mld t w 2015 r. Dodatkowo, zgodnie z oficjalnymi wypowiedziami przedstawicieli Komisji Europejskiej, nie jest planowana kolejna interwencja w obecną fazę systemu EU ETS do czasu uruchomienia mechanizmu Rezerwy Stabilizacyjnej w 2019 r. Opublikowane w lutym 2016 r. prognozy cen CO₂ do 2020 roku, wykonane przez wiodące instytucje zajmujące się rynkiem EU ETS, zakładają stabilną kontynuację trendu wzrostowego i na zakończenie 2020 roku prognozują ceny w przedziale od 10 €/MgCO₂ do nawet 22 €/MgCO₂.

7. Rynek Instrumentów Finansowych na TGE S.A.

Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) 4 listopada 2015 r. uruchomiła Rynek Instrumentów Finansowych (RIF). Przedmiotem obrotu na RIF są kontrakty terminowe na indeks TGe24 cen energii elektrycznej, określany na Rynku Dnia Następnego.

Podczas pierwszego dnia notowań na RIF TGE zawarło 2 transakcje na styczniowym kontrakcie futures (F_TGe24_M-01-16) o wolumenie 1 488 MWh i wartości 231 012 zł. Dzienny kurs rozliczeniowy wyniósł 155,25 zł/MWh.

Do końca pierwszego kwartału 2016 roku były to jedyne transakcje, jakie zostały zawarte od dnia rozpoczęcia działalności RIF. Przyczyn tego stanu rzeczy może być kilka:

- System opłat i prowizji powodujący, że transakcje typu hedgingowego na RIF (zabezpieczające przyszłe ceny sprzedaży, bądź zakupu energii) są nieatrakcyjne biznesowo w porównaniu z kontraktami forward na towarowym rynku terminowym.
- „Wewnętrzna konkurencja rynków” w ramach TGE – płynny rynek terminowy z 3 animatorami rynku i mniejszymi wymaganiami formalnymi a „start up” (RIF).
- Brak animatora rynku RIF.
- Brak płynności powodujący niechęć potencjalnych uczestników do wejścia na RIF.
- Zmiany w podejściu do ryzyka w instytucjach finansowych (potencjalnych uczestnikach RIF) i ograniczanie przez nich działalności spekulacyjnej (MiFID II).
- Bariery formalne – konieczność składania zleceń poprzez maklerów papierów wartościowych (na rynku towarowym zniesiono zawód maklera giełd towarowych).

WNIOSKI

Wydaje się, że TGE powinna podjąć dodatkowe kroki w celu zwiększenia atrakcyjności RIF, a w dalszej części płynności tego segmentu giełdowego. Jest to o tyle istotne, że uwzględniając spadający poziom „obligacji giełdowego” zwiększa się udział rynku OTC w handlu energią. Ponadto, jeśli RIF miałby się rozwijać jako narzędzie hedgingowe dla jego uczestników, należałoby zmodyfikować system opłat i być może ofertę produktową (np. gaz).

8. Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty

W całym 2015 roku OSP nadal prowadził działania w ramach tzw. wymiany międzyoperatorskiej, dokonując tzw. redispatchingu (w tym przypadku najczęściej zakupu energii na polskim rynku bilansującym w celu ograniczenia nieplanowanych przepływów na połączeniach synchronicznych), który często powodował bardzo istotny wzrost cen na rynku bilansującym, a przez to też na polskim rynku spot. W efekcie działań TOE i innych zainteresowanych podmiotów OSP przedstawił obszernie wyjaśnienia oraz rozpoczął publikację usystematyzowanych danych dotyczących międzyoperatorskiej wymiany międzysystemowej. Środki podejmowane przez OSP w tym zakresie można uznać za drastyczne, ponieważ redispatching często prowadził do wzrostu już i tak bardzo wysokich cen spot na rynku polskim. OSP argumentuje, że działania w ramach wymiany międzyoperatorskiej mają „priorytet” wśród dostępnych narzędzi operatorów.

W zmianach do IRIESP, które zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2016 r. OSP wprowadził nowe zasady, zgodnie z którymi redispatching nie powinien mieć wpływu na cenę na rynku bilansującym (dalej „RB”). W szczególności wszelkie działania w ramach wymiany międzyoperatorskiej nie powinny wpływać na większą skalę na wielkość zapotrzebowania polskiego systemu przyjmowaną do kalkulacji ceny RB. Rozwiązanie takie ma uzasadnienie ponieważ wyeliminuje wahania cen wynikające z „czynnika” operatorskich, a nie będące czynnikami fundamentalnymi popytu i podaży energii. Oczywiście nie rozwiązuje to problemu obciążenia polskiego systemu w wyniku redispatchingu.

Towarzystwo Obrotu Energią pozytywnie ocenia starania PSE zmierzające do zwiększenia możliwości importu energii z kierunków zachodniego i południowego, jednak wielkość udostępnianych mocy przesyłowych pozostaje dalece niewystarczająca. Po uruchomieniu wirtualnego przesuwnika fazowego, OSP deklarowało możliwość udostępniania mocy importowych na granicy polsko-niemieckiej, jednak były one oferowane jedynie incydentalnie. Sytuacja ma zmienić się po uruchomieniu jednego z fizycznych przesuwników fazowych w II kwartale 2016.

Trwają prace ENTSO-E i ACER nad oceną efektywności istniejących stref cenowych (bidding zones) w Europie – projekt nadal jest w fazie dyskusji, należy jednak ponownie podkreślić, że z punktu widzenia płynności polskiego rynku hurtowego podział Polski na dwie lub więcej stref cenowych byłby ryzykowny.

W grudniu 2015 roku nastąpiło uruchomienie połączenia między Polską i Litwą, na którym moce transgraniczne udostępniane są na takich samych zasadach, jak w przypadku kabla szwedzkiego (aukcja implicit w modelu market-coupling). System działa poprawnie, zastosowanie

metody market-coupling nie budzi kontrowersji dla rynku dnia następnego, jednak należy także rozważyć możliwość udostępniania mocy w okresach miesięcznych, kwartalnych i rocznych na zasadach limited PTR (physical transmission rights) analogicznie do modelu obowiązującego na granicy Estonia/Łotwa bądź FTR (financial transmission rights).

WNIOSKI

Należy nadal ze szczególną uwagą śledzić działania mogące prowadzić do podziału Polski na więcej niż jedną strefę cenową, co wzbudza istotne wątpliwości wśród uczestników polskiego rynku energii. W tym obszarze niezbędna jest bliska współpraca z OSP i URE oraz dążenie do koordynowania polskiego stanowiska w kontaktach z instytucjami zagranicznymi. Ewentualne uruchomienie tzw. przesuwników fazowych powinno mieć istotny wpływ na sytuację w polskim systemie elektroenergetycznym. Zwiększenie możliwości importowych oraz większe możliwości w kontrolowaniu przepływów kołowych wpłyną na wzrost bezpieczeństwa systemu. Wyłączenie wpływu redispatchingu na kształtowanie cen niweluje też ryzyko gwałtownych krótkoterminowych wahań cen. Ze szczególną uwagą należy obserwować skłonność Operatora do oferowania ograniczanych od wielu lat mocy importowych.

9. Operacyjna Rezerwa Mocy i Interwencyjna Rezerwa Zimna

Przesłanką do wprowadzenia z początkiem 2014 roku Mechanizmu Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM) w Polsce był głównie spadający poziom cen rynkowych i obawy OSP przed brakiem, w perspektywie kilku lat, możliwości skutecznego bilansowania systemu w niektórych okresach roku. W zamierzeniu było to działanie tymczasowe OSP, w okresie przejściowym przed wprowadzeniem nowego, docelowego rozwiązania – rynku mocy. Operacyjna Rezerwa Mocy wprowadziła płatność za utrzymywanie przez wytwórców rezerwy mocy wytwórczych. Płatność za rezerwę dotyczy zarówno istniejących, jak i nowo powstałych jednostek. W założeniu powinna ona, chociaż w części, pokryć koszty stałe wytwórców. Rozwiązanie takie nie wymagało zmiany ustawy – Prawo energetyczne, co było jego zaletą biorąc pod uwagę doraźny charakter. Rozwiązanie to nie jest doskonałe, o czym świadczą ciągłe zmiany zasad funkcjonowania mechanizmu i sposobu rozliczeń.

W grudniu 2015 roku przedstawiono kolejną Kartę aktualizacji nr CB/14/2015 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zmiany zawarte w karcie dotyczyły między innymi: (i) modyfikacji zasad rozliczania ORM oraz

(ii) wprowadzenia zasad wykorzystania oraz rozliczenia Interwencyjnej Rezerwy Zimnej².

Rozliczenie ORM zostało uzupełnione o dwa dodatkowe tryby dokonywania rozliczeń. Pierwszy z nich zakłada rozliczenie uzupełniające miesięczne, natomiast drugi określa rozliczenie uzupełniające roczne. Oba te rozliczenia opierają się na dystrybucji niewydatkowanych, „zaoszczędzonych” środków z budżetu ORM w danym roku. Rozliczenie miesięczne wynika z niewydatkowanych środków budżetu Operacyjnej Rezerwy Mocy (BGOR) w ramach rozliczeń dobowych w każdym miesiącu, natomiast na podstawie rozliczenia rocznego wytwórcom przekazywane są niewydatkowane środki w ramach rozliczenia miesięcznego, będące uzasadnionym kosztem pozyskania rezerwy w ramach taryfy OSP. Obowiązujący do roku 2015 współczynnik efektywności (0,93), wykorzystywany do wyznaczenia ceny CRRM określony został na poziomie 1,00. Zmiana ta spowodowała, że cena ta będzie dla 2016 roku na poziomie 41,20 zł/MWh.

Wprowadzenie Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ, RIZ) od początku 2016 roku zakłada wykorzystanie do bilansowania zapotrzebowania wybranych Jednostek Grafikowych OSP aktywnych (JG_{OSP}). Sumaryczne zdolności wytwórcze jednostek świadczących tę usługę wynoszą 830 MW. Jednostki te będą planowane do wykorzystania w ostatniej kolejności w procesie bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Rozliczanie energii elektrycznej dostarczanej na RB przez JG_{OSP} dokonuje się na podstawie kosztów zmiennych wytwarzania tych jednostek z uwzględnieniem kosztów emisji CO_2 , kosztów uruchomienia oraz ceny za wytwarzanie wymuszone. Na potrzeby ustalania cen rozliczeniowych odchylenia, czyli ceny CRO, dyspozycyjne moce wytwórcze jednostek świadczących usługę IRZ, reprezentowane są z maksymalną stawką na RB tj. 1500 zł/MWh. Również jednostki świadczące usługę pracy interwencyjnej podlegają tym zasadom. Na cenę CRO wpływ ma również korekta salda wymiany międzyoperatorskiej oraz energii elektrycznej zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych.

W uzasadnieniu do przeprowadzonych zmian OSP argumentował wprowadzenie IRZ potrzebą posiadania w dyspozycji mocy, której charakter i koszty wytwarzania odpowiadają potrzebom ich wykorzystania w sytuacji zagrożenia niebilansowania systemu. Stąd też, z uwagi na ich interwencyjny charakter, przypisano im cenę na poziomie maksymalnej dopuszczalnej na RB ceny CRO.

Interwencyjna Rezerwa Zimna została utworzona z jednostek przeznaczonych do wycofania z eksploatacji do 2016 roku na podstawie stosownych porozumień, derogacji od

² Karta aktualizacji nr CB/14/2015 IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, 2 grudnia 2015, s. 2.

Dyrektywy UE ws. emisji przemysłowych (IED)³. Derogacje te określają limit godzin pracy, jaki pozostał danej jednostce do wyłączenia, a te zostaną wykorzystane w ramach usługi IRZ. Usługa ta świadczona jest na podstawie umów jakie PSE zawarło na przełomie 2013 i 2014 roku z wytwórcami, a ich okres obowiązywania, w zależności od potrzeb, będzie przypadał na lata 2016–2019. Jednostki zakontraktowane do realizacji usługi IRZ uruchamiane będą na polecenie Operatora wyłącznie w okresach deficytu mocy. W zamian PSE płaci właścicielowi bloków za utrzymywanie ich w gotowości i uzyskanie wymaganego poziomu obciążenia mocą czynną oraz wprowadzenia określonej ilości energii elektrycznej w określonym czasie.

W 2016 roku budżet, jaki został przeznaczony na opłatę ORM, to blisko 500 mln, co oznacza wzrost w stosunku do roku poprzedniego o ok. 20%. Wielkość wymaganej rezerwy mocy dla 2016 roku stanowi ok. 15% maksymalnego zapotrzebowania brutto (ok. 3,5 GW), podczas gdy w roku 2015 był to poziom 18% (ok. 4,1 GW).

WNIOSKI

Bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz możliwość zbilansowania Krajowego Systemu Energoelektrycznego wymaga wprowadzenia skutecznych mechanizmów, w sytuacji gdy zachęty rynkowe nie są wystarczające. Ponieważ prace nad docelowym rynkiem mocy można rozpatrywać w perspektywie długofalowej, Operator Systemu Przesyłowego (PSE) przy akceptacji Prezesa URE wdrożył mechanizmy przejściowe w postaci Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM) oraz Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ). Pierwszy ze wspomnianych mechanizmów wdrożony 1 stycznia 2014 r. poddawany jest corocznej aktualizacji, która ma nadążać za zmiennymi warunkami rynkowymi. Ostatnia aktualizacja dotyczyła wprowadzenia dwóch dodatkowych rozliczeń uzupełniających: miesięcznego i rocznego, które miały zoptymalizować wydatkowania środków przyjętych w budżecie określonych taryfą PSE. Interwencyjna Rezerwa Zimna wykorzystuje aktywa, które głównie z powodów środowiskowych przeznaczone zostały na mocy Dyrektywy IED do likwidacji. Posiadają one jednak derogacje, które pozwalają na wykorzystanie tych jednostek przez ograniczony czas. Umożliwia to utrzymanie ich zdolności wytwórczych na potrzeby i polecenie Operatora, podczas przewidywanych okresów deficytu mocy, w zamian za określoną płatność. Wielkość zamówionej przez PSE mocy to 830 MW, które w zależności od potrzeb w latach 2016–2019 wykorzystywane będą do zbilansowania zapotrzebowania.

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych.

10. Unijne uwarunkowania formalno-prawne: Kodeksy sieciowe ENTSO-E

W stosunku do lat wcześniejszych, tegoroczna edycja Raportu została poszerzona o rozdział dotyczący tzw. kodeksów sieciowych, które w niedalekiej przyszłości mogą stać się jednym z głównych czynników decydujących o kształcie unijnego hurtowego rynku energii elektrycznej. Kodeksy te, wchodząc w życie w formie unijnych rozporządzeń wykonawczych obowiązują wprost wszystkie kraje członkowskie. Prace nad kodeksami zostały podjęte zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009 [3], które wzywa ENTSO-E do opracowania tych dokumentów zgodnie z wytycznymi określonymi przez ACER. W efekcie powstały kodeksy obejmujące następujący zakres/obszary regulacji:

1. Kodeksy rynkowe:
 - *The Network Code on Capacity Allocation & Congestion Management (CACM);*
 - *Network Code on Forward Capacity Allocation (FCA);*
 - *Network Code on Electricity Balancing (EB);*
2. Kodeksy przyłączeniowe:
 - *Network Code on Requirements for Generators (RfG);*
 - *Network Code on Demand Connection (DCC);*
 - *Network Code on HVDC Connections and DC Connected Power Park Modules (HVDC);*
3. Kodeksy operacyjne:
 - *Network Code on Operational Security (OS);*
 - *Network Code on Operational Planning & Scheduling (OPS);*
 - *Network Code on Load Frequency Control & Reserves (LFCR);*
 - *Network Code on Emergency & Restoration (ER).*

Mając na uwadze zakres niniejszego Raportu, skoncentrowano się wyłącznie na tzw. kodeksach rynkowych (pkt 1 powyżej).

The Network Code on Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

Kodeks CACM wszedł w życie w postaci rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych

i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Dokument ten określa ogólne zasady jednolitego łączenia rynków Intraday i Day Ahead oraz harmonogram implementacji rozwiązań szczegółowych w obrębie sieci przesyłowej będącej pod nadzorem operatorów zrzeszonych przy ENTSO-E. Integracja rynków europejskich będzie realizowana przy zastosowaniu mechanizmu market coupling i alokacji zdolności przesyłowych w trybie implicit bazującym na metodzie flow-based i wspólnym modelu sieci. Kodeks zrywa również z regionalnym podziałem Europy na rzecz obszarów rynkowych wyznaczanych przy uwzględnieniu topologii systemu przesyłowego i rzeczywistych ograniczeń sieciowych.

W myśl Kodeksu CACM 13 listopada 2015 r. został przedstawiony wspólny wniosek operatorów zrzeszonych przy ENTSO-E w sprawie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych. Zgodnie z zaprezentowanym podziałem obszar Polski został przyporządkowany do następujących regionów:

1. *Hansa* – jako część regionu „Europy Północnej” obejmuje trzy granice obszarów rynkowych pomiędzy Skandynawią (Dania, Szwecja) i Europą kontynentalną (Niemcy/Luksemburg, Polska): DK1-DE/LU, DK2-DE/LU oraz SE4-PL;
2. *Central Eastern Europe* (CEE) – obejmuje granice obszarów rynkowych wskazanych do szybkiego wdrożenia metody *flow-based* (Niemcy/Luksemburg, Polska, Czechy, Słowacja, Węgry, Austria, Słowenia) oraz granice pozostałych państw przyłączonych do tego regionu (Chorwacja, Rumunia): DE/LU-PL, DE/LU-CZ, AT-CZ, AT-HU, AT-SI, CZ-SK, CZ-PL, HU-SK, PL-SK, HR-SI, HR-HU, RO-HU, DE/LU-AT, HU-SI;
3. *Baltic* – obejmuje granice obszarów rynkowych pomiędzy krajami nadbałtyckimi (Estonia, Łotwa, Litwa) oraz Skandynawią (Finlandia, Szwecja) i Europą kontynentalną (Polska): EE-LV, LV-LT, EE-FI, LT-SE4, LT-PL.

Ponadto w dniu 3 marca 2016 roku szesnastu operatorów z regionów Central-West Europe (CWE) i CEE podpisało memorandum o współpracy nakierowanej na stworzenie wspólnej metodologii alokacji zdolności przesyłowych w ramach rynku Day Ahead i w efekcie połączenia tych dwóch obszarów rynkowych. Zgodnie z ustaleniami prace powinny się zakończyć w pierwszym kwartale 2017 roku.

Zgodnie Kodeksem CACM 2 grudnia 2015 r. Prezes URE przyznał TGE na okres czterech lat status NEMO (Nominated Electricity Market Operator) do nadzorowania procesu jednolitego łączenia rynków spot w ramach polskiego obszaru rynkowego. Nominacja ta m.in. uprawnia TGE do organizowania parkietu giełdowego w zakresie rynku spot (RDN i RDB) i współpracy międzynarodowej mającej na celu stworzenie w pełni zintegrowanego wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Wśród pozostałych zadań stoją-

cych przed NEMO należy również wymienić realizację funkcji operatora łączenia rynków oraz ustalanie maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych.

Network Code on Forward Capacity Allocation (FCA)

Kodeks FCA określa ogólne zasady alokacji zdolności przesyłowych w ramach rynku terminowego. W przypadku produktów finalnych w postaci długoterminowych praw przesyłowych bierze się pod uwagę możliwość zastosowania instrumentów w postaci praw przesyłowych – fizycznych (Physical Transmission Rights), bądź finansowych (Financial Transmission Rights). Prawa fizyczne cechuje zasada „wykorzystaj lub sprzedaj”, natomiast prawa finansowe mogą występować jako opcja lub zobowiązanie. Kodeks określa metodykę doboru długoterminowych praw przesyłowych, sposób ich kalkulacji oraz zasady wypłaty rekompensat w tytułu wystąpienia ograniczeń sieciowych uniemożliwiających ich realizację.

W dniu 30 października 2015 r. państwa członkowskie piąty raz z rzędu przyjęły projekt rozporządzenia KE ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych. Dokument ten został przekazany pod ocenę Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej w zakresie zgodności z tzw. trzecim pakietem energetycznym oraz ogólnymi zasadami UE. Zgodnie z oczekiwaniami Kodeks FCA powinien wejść w życie w pierwszej połowie 2016 roku.

Pomimo braku wiążącego rozporządzenia operatorzy zrzeszeni przy ENTSO-E podjęli decyzję o tzw. wczesnej implementacji projektów pilotażowych mających przyczynić się do szybszego wdrożenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Jednym z takich projektów jest harmonizacja zasad alokacji długoterminowych praw przesyłowych (HAR – Harmonisation of long term Allocation Rules). Główne elementy dokumentu zostały zatwierdzone przez wszystkich operatorów 30 czerwca 2015 r. i począwszy od 1 stycznia 2016 r. znajdują zastosowanie na granicach, które uzyskały akceptację lokalnych organów regulacyjnych. W przypadku polskich połączeń transgranicznych z systemem niemieckim, czeskim i słowackim zastosowanie znajdują fizyczne prawa przesyłowe.

Network Code on Electricity Balancing (EB)

Kodeks EB definiuje model i określa ogólne zasady funkcjonowania paneuropejskiego Rynku Bilansującego (RB), w tym metodologię rozliczeń kosztów bilansowania i procedury aktywacji usług systemowych w zakresie FCR (Frequency Containment Reserve), FRR (Frequency Restoration Reserve) i RR (Replacement Reserve). Głównym celem dokumentu jest transformacja lokalnych, z reguły narodowych, RB do stanu, w którym wspólny mechanizm bilansowania umożliwi synergiczne wykorzystanie zasobów wytwórczych zlokalizowanych na terenie całej UE.

W efekcie końcowym nowy model RB ma obniżyć koszty bilansowania i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw. Dokument określa szereg działań, które w ciągu sześciu lat powinny doprowadzić do budowy regionalnych obszarów RB wraz z jednolitym mechanizmem bilansowania dla obszaru całej UE. Istotnym elementem będzie stworzenie równych warunków rynkowych dla wszystkich potencjalnych dostawców usług regulacyjnych, w tym również operatorów OZE i agregatorów DSR.

W dniu 22 lipca 2015 r. ACER zarekomendował wdrożenie Kodeksu EB, by następnie po uwagach zgłoszonych ze strony ENTSO-E we wrześniu 2015 roku ponownie zarekomendować wdrożenie Kodeksu EB, tym razem z przyjętymi poprawkami. Dotyczyły one m.in. terminów realizacji implementacji wspólnego rynku. Złożoność problemu bilansowania energii stanowi o kluczowym aspekcie Kodeksu EB w celu zapewnienia efektywnego kosztowo bezpieczeństwa dostaw energii oraz harmonizacji rynków na niskim poziomie. Jak dotąd jest to najbardziej ambitny i przyszłościowy z opublikowanych kodeksów.

ENTSO-E wspólnie z ACER i ekspertami z Komisji Europejskiej przygotowują obecnie kodeks do procesu komitologii, aby stał się on obowiązującą regulacją, która następnie musi zostać zaadoptowana przez kraje członkowskie. W międzyczasie, w celu zapewnienia szybszej i sprawniejszej implementacji, krajowi OSP zgodzili się rozpocząć 9 pilotażowych projektów transgranicznych RB. Głównym ich zadaniem jest zebranie doświadczeń w celu określenia wykonalności harmonogramu wdrożenia docelowych wytycznych Kodeksu EB oraz oceny wpływu implementacji na rynki.

WNIOSKI

Miniony rok był dowodem na to, że wyraźnie nabierają tempa prace nad budową paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Weszły już w życie pierwsze regulacje dotyczące rynku spot w postaci Kodeksu CACM, a w drugiej połowie tego roku oczekiwane jest przyjęcie kolejnego kodeksu – Kodeksu FCA, który określa zasady alokacji zdolności przesyłowych w horyzoncie długoterminowym. Ze względu na stopień skomplikowania, najmniejszy postęp prac ENTSO-E dotyczy obszaru rynku bilansującego, ale Kodeks EB powinien już w tym roku wejść w proces komitologii. Uruchomione zostały również projekty pilotażowe mające na celu implementację rozwiązań szczegółowych, praktycznych we wszystkich segmentach rynku hurtowego. Biorąc pod uwagę zakres regulacji oraz siłę oddziaływania kodeksów sieciowych na europejski rynek energii elektrycznej, zdaniem TOE, należy podjąć niezwłoczne działania mające na celu przygotowanie segmentu obrotu do gruntownych zmian w zakresie zasad funkcjonowania krajowego rynku energii elektrycznej.

11. Dokumenty i działania unijne dotyczące rynków finansowych (EMIR, MiFID 2)

Rok 2015 przyniósł istotną zmianę w podejściu Unii Europejskiej do procesu zmiany zasad funkcjonowania rynków finansowych. Choć niezmiennie pozostaje przekonanie, iż rynki finansowe powinny podlegać daleko idącej kontroli, zgodnie z uchwalonymi w 2014 roku rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (EU) nr 648/2012 oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE, powszechnie zwanym MiFIR II i MiFID II, to już moment ich wejścia w życie stał się przedmiotem dyskusji na forum europejskim. Waga wspomnianych regulacji, a przede wszystkim (duża) liczba obowiązków, jakie wspomniane regulacje nakładają na uczestników obrotu, spowodowały poważną debatę nad koniecznością wydłużenia okresu *vacatio legis*. Przeważające głosy dobiegające z Parlamentu Europejskiego oraz Komisji Europejskiej wskazywały, że możliwe jest przesunięcie wejścia w życie regulacji MiFID II i MiFIR II na 2018 rok.⁴ Potwierdzenie tego będzie niewątpliwie dobrą informacją dla energetyki, gdyż wspomniane regulacje w połączeniu z rozporządzeniem EMIR w sposób istotny wpływają na politykę handlową grup i koncernów energetycznych, zwłaszcza w obszarze handlu hurtowego, a zatem dodatkowy rok na dostosowanie struktury przedsiębiorstw energetycznych do wspomnianych wymagań powinien być przyjęty przez rynek z dużym zadowoleniem.

WNIOSKI

Konieczny jest dalszy aktywny udział przedstawicieli sektora energetycznego w działaniach zmierzających do odsunięcia w czasie wejścia w życie regulacji MiFID II/ MiFIR II, a tym samym uzyskanie możliwości lepszego dostosowania się do ich wymogów. Podobnie jak w 2015 roku konieczny jest dalszy udział przedstawicieli sektora w pracach nad aktami wykonawczymi do MiFID II/ MiFIR II tak, aby te służyły pewności obrotu towarowego, równocześnie nie ograniczając jego płynności poprzez wzrost kosztów prowadzonej działalności w zakresie obrotu.

⁴ 12 lutego 2016 r. Komisja Europejska oficjalnie poinformowała o odłożeniu o rok wejścia w życie całego pakietu MiFIR II/MIFID II.

12. Wpływ REMIT na działalność uczestników rynku energii (raportowanie danych transakcyjnych w świetle REMIT)

W 2015 roku przedsiębiorstwa energetyczne rozpoczęły raportowanie danych transakcyjnych na rynku energii zgodnie z wymogami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT). Ramy prawne wyznaczyły w tym zakresie: rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia REMIT (weszło w życie w dniu 7 stycznia 2015 roku) oraz instrukcja techniczna ACER z dnia 9 grudnia 2014 roku i obowiązująca od 29 grudnia 2014 roku. Krytyczną datą był tu 7 października 2015 r., kiedy wszedł w życie obowiązek raportowania kontraktów dotyczących produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym na zorganizowanych platformach obrotu. Przy padający po tej dacie okres był pierwszym z poważnych testów dla wprowadzonych w przedsiębiorstwach energetycznych mechanizmów raportowania, choć przyznać trzeba, że operacyjnie najprostszym, gdyż większość czynności raportowych realizowana jest przez organizatorów regulowanych platform obrotu. Kolejne obszary raportowania pojawią się w roku 2016, gdy 7 kwietnia zacznie obowiązywać wymóg raportowania kontraktów zawartych na rynkach OTC. Data ta będzie też prawdziwym testem dla gotowości operacyjnej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie raportowania. Warto podkreślić, iż wejście w życie obowiązku raportowania wymagało wprowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne procedur wewnętrznych, które zapewniają sprostanie rygorystycznym terminom raportowania, a także pozwalają uniknąć „kolizji” na zbiegu obowiązków informacyjnych wynikających z REMIT, EMIR oraz wymogów stawianych spółkom publicznym. Istotne znaczenie dla należytego wypełniania obowiązku raportowania w ramach REMIT ma właściwa kwalifikacja zawieranych kontraktów (podział na kontrakty standardowe i niestandardowe, gdzie granica podziału ustalana jest w oparciu o dostępność produktu będącego przedmiotem kontraktu na rynku regulowanym w kraju, w którym dokonujemy obrotu danym produktem, w ramach danego kontraktu).

WNIOSEK

Konieczna jest kontynuacja działań związanych z wdrożeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne rozwiązań umożliwiających wypełnienie obowiązków raportowych, zwłaszcza w zakresie współpracy z innymi uczestnikami obrotu, w związku z wejściem w życie obowiązku raportowania transakcji OTC.

P1. Projekt nowej ustawy o efektywności energetycznej

Opracowany przez Ministerstwo Energii (ME) i opublikowany w lutym 2016 roku projekt nowej ustawy o efektywności energetycznej [17] ma wdrażać do polskiego prawodawstwa dyrektywę 2012/27/UE [1] i zastąpić ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 roku o efektywności energetycznej [12], co ważne nie ma być to nowelizacja „starej” ustawy, a zupełnie nowy akt prawny.

Projekt ustawy przewiduje uproszczenie systemu, o które od dłuższego czasu zabiegali zarówno odbiorcy, jak i sprzedawcy energii, w tym zrzeszeni w TOE, tj. 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. Rezygnacja z przetargów jest wynikiem negatywnych doświadczeń związanych z ich przeprowadzaniem w latach 2013 – 2015. Takie uproszczenie przepisów powinno znacznie przyspieszyć wydawanie świadectw efektywności energetycznej. Zaletą rozwiązań zawartych w projekcie nowej ustawy jest wydawanie białych certyfikatów na podstawie osiągniętych oszczędności energii udokumentowanych audytami – wstępnym i końcowym, z pominięciem procedury przetargowej, która była zawarta w poprzedniej ustawie. Jednocześnie świadectwa efektywności energetycznej nie będą już wydawane na przedsięwzięcia, których realizację zakończono – dotychczas było to możliwe.

Do projektu nowej ustawy „przeniesiono” system świadectw efektywności energetycznej, który obowiązuje w Polsce od 2013 roku. To mechanizm stymulujący i wymuszający zachowania proefektywnościowe, bo świadectwa można uzyskać jedynie za przedsięwzięcia o najwyższej efektywności energetycznej, tj. skutkujące zwiększeniem oszczędności energii przez urządzenia i odbiorców końcowych, a także zmniejszeniem strat w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, ciepła i gazu.

Aktualnie obowiązująca ustawa skupiała się na wymuszeniu działań proefektywnościowych u dużych podmiotów, przede wszystkim wytwórców i sprzedawców energii, nie tworząc jednocześnie wyraźnych zachęt do poprawy efektywności wśród małych, rozproszonych odbiorców końcowych.

Opłata zastępcza ma za zadanie „chronić” rynek certyfikatów przed nadmiernym wzrostem cen i działaniami spekulacyjnymi, które potencjalnie mogą się pojawić w przypadku istnienia zbyt małej ilości certyfikatów na rynku w stosunku do popytu. W dotychczasowym systemie opłata zastępcza wynosiła 1000 zł/toe. Zgodnie z projektem ustawy [3] ma ona wzrosnąć do 1500 zł/toe. W projekcie ustawy przewidziano stopniowe odchodzenie od realizacji obowiązku poprzez uiszczanie opłaty zastępczej. W 2016 roku opłata

będzie mogła obejmować jeszcze 30 proc. zakresu nałożonego obowiązku, w 2017 roku będzie można uiścić opłatę w wysokości 20 proc., a w 2018 roku podmiot zobowiązany będzie mógł ponieść opłatę stanowiącą jedynie 10 proc. obowiązku, co oznacza, że będzie musiał w znacznie większym zakresie realizować przedsięwzięcia w zakresie efektywności energetycznej na majątku odbiorcy końcowego, ograniczając przy tym jego zużycie energii.

Podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku wynikającego z projektu nowej ustawy mogą to zrealizować nie tylko poprzez (i) uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej (ŚEE) lub (ii) uiszczenie opłaty zastępczej, ale również poprzez (iii) realizację przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego (potwierdzonych audytem). Rozliczenie obowiązku w zakresie niezrealizowanym opłatą zastępczą następowałoby w terminie do 30 czerwca 3-go roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek. Można będzie wnioskować do Prezesa URE o łączne rozliczenie obowiązku w okresie 2-letnim lub 3-letnim – w terminie do 30 czerwca po ostatnim roku z 2- lub 3-letniego okresu realizacji obowiązku. Z kolei opłata zastępcza musiałaby być wnoszona do 30 czerwca za rok poprzedni.

Ponadto projekt nowej ustawy upraszcza sposób obliczania limitu obowiązku przez podmioty zobowiązane do jego realizacji, polegający na odejściu od przychodów wyrażonych w PLN przeliczanych na toe na rzecz ilości energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego sprzedanych w danym roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przeliczanych na toe.

Projekt nowej ustawy wprowadza też obowiązek przeprowadzenia co 4 lata audytu energetycznego przez przedsiębiorcę w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. 2015 poz. 584, ze zm.), za wyjątkiem małego lub średniego przedsiębiorcy lub posiadającego system zarządzania energią, z obowiązkiem zawiadomienia Prezesa URE o jego przeprowadzeniu. Pierwszy audyt powinien mieć miejsce w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

WNIOSKI

Po wielu dyskusjach i opracowaniu kilku projektów nowej ustawy o efektywności energetycznej, na początku lutego 2016 Ministerstwo Energii przekazało Radzie Ministrów (RM) projekt nowej ustawy, który został (z niewielkimi zmianami) przyjęty przez RM 23 lutego 2016 r. Ma ona zapewnić pełne wdrożenie dyrektywy 2012/27/UE, zobowiązującej państwa członkowskie Unii Europejskiej do osiągnięcia – do końca 2020 roku – określonego poziomu oszczędności energii. Nowa ustawa zastąpi obecnie obowiązującą. Nowe regulacje są konieczne, bo wprowadzi Polska osiągnęła istotny postęp w realizacji krajowego celu dotyczącego oszczędnego gospodarowania energią, to jednak wciąż musi nadrobić dystans w zakresie najważniejszych wskaźników efektywności energetycznej w stosunku do najbardziej energooszczędnych gospodarek europejskich. Chodzi przede wszystkim o zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych, mniejsze zużycie energii przez urządzenia i instalacje odbiorców oraz zmniejszenie strat w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej, ciepła i gazu.

P2. Przesłanki zmian architektury polskiego rynku energii elektrycznej

Energetyka skupia na sobie wiele ze strukturalnych problemów polskiej gospodarki. Wybory, jakie stoją przed tym sektorem są zbieżne z tryblem naszego kraju po 25. latach transformacji, kiedy „zerwali się już najniższe rosnące owoce”. W jaki sposób i czym konkurować na globalnym rynku? Ceną, jakością, czy (ekologiczną) technologią? W przypadku energetyki te trzy parametry to: bezpieczeństwo dostaw, niska cena i niskoemisyjność. Czy można mieć wszystko jednocześnie?

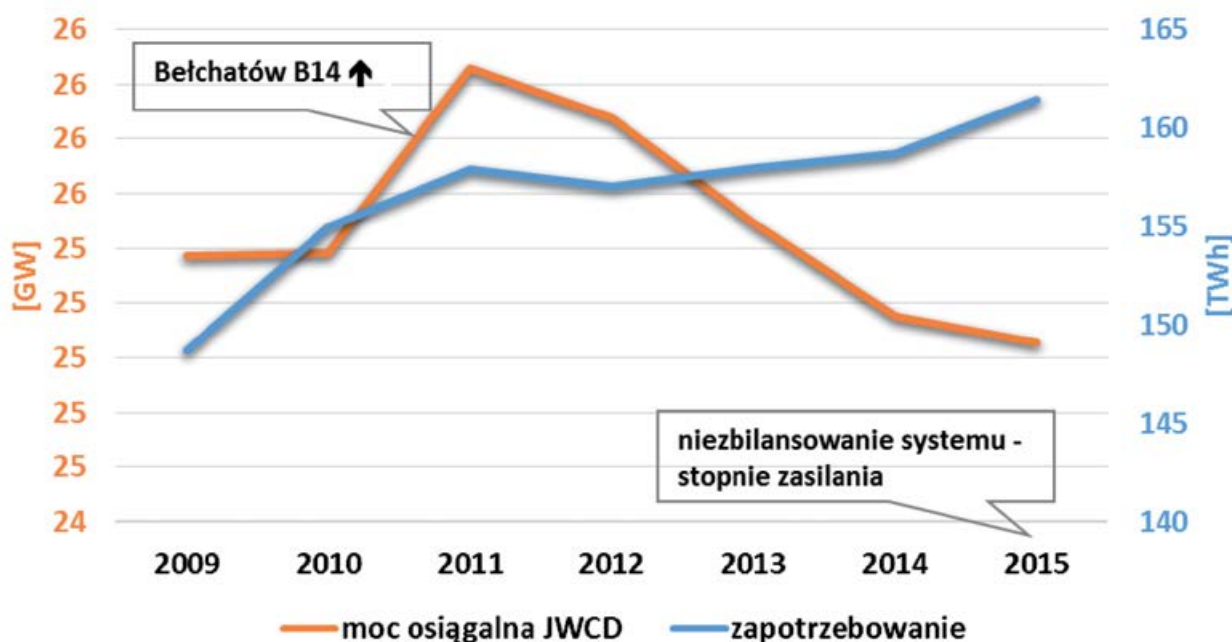
Od kilku lat w dyskusjach eksperckich podnoszony jest zarzut nieefektywności rynku energii w obecnym kształcie. Centralny argument zwolenników tej tezy brzmi: cena energii elektrycznej nie odzwierciedla kosztów ponoszonych przez wytwórców. Elektrownie systemowe notują ogromne straty, ponieważ pracują poniżej progu swojej rentowności. Jednakże, ze względu na bezpieczeństwo systemu nie mogą zostać wyłączone, ponieważ absolutnym priorytetem dla gospodarki jest niczym niezakłócana ciągłość dostaw energii.

Wyzwania

Za wszelką cenę należy więc dążyć do wyeliminowania ryzyka tzw. blackout'ów i brownout'ów. Wydaje się to tym trudniejsze, że wspomniany brak równowagi rynkowej jest efektem dogmatycznej polityki klimatycznej Unii Europejskiej, która za wszelką cenę dąży do redukcji emisji (ochrony klimatu), na plan dalszy oddalając pryncypia bezpieczeństwa dostaw i niskich cen dla odbiorców końcowych. W skali mikro natomiast bezpieczeństwu dostaw zagraża tzw. efekt merit order, czyli nadanie priorytetu energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych, co

w efekcie skraca czas pracy elektrowni konwencjonalnych i prowadzi do sukcesywnego pogarszania ich sytuacji finansowej. Sytuacji nie ułatwia rosnący popyt na energię elektryczną.

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym od 2009 roku obserwujemy systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Odwrotną sytuację zauważyć można po stronie podaży, gdzie po oddaniu do użytku w 2011 roku bloku 14 w Bełchatowie sukcesywnie spada moc będąca w gestii Operatora Systemu Przesyłowego (JWCD), co przedstawiono na rysunku poniżej.



Rys. 3. Popyt vs podaż na rynku energii elektrycznej w Polsce.

Źródło: PSE – raporty roczne.

Sytuacja ta powoduje zwiększone ryzyko niezbilansowania systemu w szczytach zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza w sytuacji awarii jednostek wytwórczych. Z takim przypadkiem mieliśmy do czynienia w Polsce w sierpniu 2015 r., kiedy to OSP, w obliczu panujących w Polsce upałów oraz awarii kluczowych bloków energetycznych (m.in. Bełchatów B14, Kozienice) był zmuszony do redukcji zapotrzebowania odbiorców przez wprowadzenie stopni zasilania.

Jak widać, стоимy wobec kumulacji systemowych problemów, które nawzajem się napędzają w formule „błędnego koła”. Coraz krócej pracujące elektrownie przynoszą niewielkie zyski lub wręcz straty koncernom energetycznym, co określa się terminem „missing money”. Słabnąca przez to kondycja finansowa tych firm powoduje natomiast, że nie są w stanie inwestować w nowe moce wytwórcze (powstaje deficyt mocy, czyli tzw. „missing capacity”), a to zagraża bezpieczeństwu całego systemu.

Oparcie mechanizmu funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce (w części wytwarzania konwencjonalnego) wyłącznie na koszcie zmiennym powoduje, że gracze rynkowi zainteresowani są maksymalizowaniem produkcji do poziomu zero plus kosztu zmiennego. To z kolei wpływa na nierentowność nowych projektów inwestycyjnych i tym samym zwiększa ryzyko niezbilansowania systemu. Specyfika funkcjonowania rynku energii elektrycznej (bezpieczeństwo energetyczne państwa oraz całego systemu) powoduje, że nie mogą zadziałać tutaj samoczynne siły rynkowe, które na wskutek ograniczonej podaży zwiększyłyby ceny do poziomu zapewniającego realizację nowych programów inwestycyjnych.

Rozwiązanie

Sposobem uniknięcia kolejnych blackout'ów może być wprowadzenie rynku mocy, czyli mechanizmu, dzięki któremu wynagradzana będzie nie tylko wyprodukowana i dostarczona energia, ale też gotowość jej dostarczenia – moc dyspozycyjna. Dlatego na rynek mocy należy patrzeć jak na ubezpieczenie gwarantujące ciągłość dostaw energii elektrycznej. Innymi słowy jest to najbardziej efektywny ekonomicznie (z punktu widzenia odbiorców) koszt posiadania bezpieczeństwa dostaw. Bardzo istotny jest aspekt finansowy wprowadzenia rynku mocy. Jednakże nie przeprowadzono dotychczas analizy kosztów i zysków z prowadzenia tego rozwiązania, a przynajmniej nie upubliczniono wyników takich analiz. W tym kontekście jednak zysk w postaci zmniejszenia ryzyka wprowadzenia stopni zasilania do zera wydaje się być bezcenny.

Odpowiedzialny za bezpieczeństwo energetyczne OSP w Polsce korzysta już co prawda z dostępnych mechanizmów interwencyjnych „mocowych” w postaci:

- Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM);
- Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ);
- indywidualnych negocjacji z właścicielami bloków energetycznych przewidzianych do wyłączenia głównie ze względu na wymagania środowiskowe;
- zakupu usługi Demand Side Response (DSR), w tym tzw. „negawatów”;

Jednak zdaniem licznych przedstawicieli sektora elektroenergetycznego mają one charakter tymczasowy i będą obowiązywać do momentu wprowadzania rozwiązania docelowego, jakim może być np. rynek mocy. Wdrożenie tego rozwiązania będzie jednak wiązało się z koniecznością dyskusji modelu i zgody Komisji Europejskiej, co może w praktyce wydłużyć wdrożenie tego modelu.

WNIOSKI

Powyższe mechanizmy interwencyjne, opisane również w rozdziale 9 opracowania, nie rozwiązują fundamentalnego problemu, przed jakim stoi polska gospodarka: bezpieczeństwa dostaw energii. Na zagrożenie przerwami w dostawach odpowiedzieli stanowczo kraje, które wprowadziły rynek dwutowarowy, m.in.: USA, Wielka Brytania czy Francja. W USA federalne regulacje wprowadzono właśnie po okresie kryzysów energetycznych, kiedy politycy i obywatele przekonali się boleśnie, jak szkodliwe dla gospodarki są problemy z zapewnieniem dostaw energii. Należy mieć nadzieję, że w Polsce rynek mocy zostanie wprowadzony nie w rezultacie blackout'u tylko zamiast niego. Z tego punktu widzenia, nie jest ważne czy będziemy wzorować się na krajach, które wprowadziły model scentralizowanego rynku mocy, czy tych które wybrały zdecentralizowany.

P3. Składka audiowizualna – model „powiązania” z energetyką

Od początku 2016 roku w Ministerstwie Kultury i Dziedzictwa Narodowego trwają prace nad założeniami do nowej ustawy o składce audiowizualnej. Zgodnie z zapowiedziami ministerstwa [17] „*prace nad nową ustawą medialną idą w kierunku poboru opłaty audiowizualnej wraz z rachunkiem za prąd*”. Zgodnie z obowiązującym systemem określonym w ustawie z 2005 r. o opłatach abonamentowych opłaty pobiera z niewielką skutecznością Poczta Polska S.A. Zgodnie z założeniami ministerstwa system, który ma obowiązywać od 1 stycznia 2017 r., powinien być [19]:

- oparty na zasadzie powszechnego udziału odbiorców w finansowaniu mediów narodowych bez względu na fakt posiadania odbiorników radiowych i telewizyjnych;
- na tyle prosty, by nie wymagał tworzenia rejestru osób zobowiązanych do opłacania składki ani jej indywidualnego obliczania;
- tańszy w obsłudze od dotychczasowego;
- o wiele bardziej skuteczny w przeciwdziałaniu uchylania się od obowiązku uiszczania daniny publicznej na rzecz narodowej radiofonii i telewizji.

W nowym systemie „oskładkowany” ma być każdy zaopatrzone w urządzenie pomiarowo-rozliczeniowe punkt poboru energii elektrycznej (PPE), w którym jest ona doprowadzana przez OSD do odbiorcy końcowego (obrazo-

wo można mówić o składce „od licznika”). Od każdego takiego punktu poboru będzie pobierana zryczałtowana składka miesięczna w jednolitej wysokości. Nie przewidyje się żadnego różnicowania wysokości tak określonej składki.

Składkę ma pobierać przedsiębiorstwo wystawiające dokument obciążający należnością za usługę dystrybucji w danym punkcie poboru za okres obejmujący dzień, w którym powstał lub powstanie obowiązek opłacenia składki, a więc będzie to w przypadku umów kompleksowych sprzedawca energii elektrycznej, natomiast w przypadku tzw. umów rozdzielonych, OSD jako strona umowy dystrybucji.

Należności z tytułu składki nie będą wierzytelnościami przedsiębiorstw energetycznych, które nie będą prowadziły ich windykacji, za którą mają odpowiadać naczelnicy właściwych urzędów skarbowych.

WNIOSKI

Konkurencyjny charakter rynku energii elektrycznej utrudnia prawidłowe powiązanie poboru składki audiowizualnej z poborem opłat za energię elektryczną. Oczywiście sektor obrotu byłby zdecydowanie za przyjęciem nowego modelu poboru składki audiowizualnej bez udziału spółek sektora energetycznego. Jednak dotychczasowe prace, od marca 2016 roku prowadzone także z udziałem TOE, wskazują kierunkowo elementy nowego systemu ze znaczącą rolą poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych w nowym modelu. Zdaniem sprzedawców nieliczne zapisy wymagają uszczegółowienia celem właściwego działania systemu i przedsiębiorstw energetycznych. Jednak wprowadzanie od 1 stycznia 2017 r. składki audiowizualnej „wraz z rachunkiem za prąd” będzie wymagało działań dostosowawczych po stronie sektora oraz jednorazowego poniesienia nakładów inwestycyjnych i ponoszenia bieżących – corocznych kosztów funkcjonowania systemu.

P4. Kierunki nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii

Domysły odnośnie przyszłego kształtu systemu wsparcia OZE w Polsce podsycane są brakiem jakichkolwiek projektów dokumentów rządowych, w zakresie planowanej nowelizacji ustawy o OZE, która uchwalona została 20 lutego 2015 r. Jednak mając na uwadze obecne zapisy ustawy o OZE, jak i działający system wsparcia OZE poprzez system praw majątkowych, można domniemywać, że planowana nowelizacja ustawy o OZE stanowić będzie pewnego rodzaju kompilację nowych i starych rozwiązań z uwzględnie-

niem konieczności wsparcia wykluczonych z systemu źródeł współpalających węgiel i biomasę.

Mając na uwadze obecny termin wejścia rozdziału 4, który upływa z dniem 1 lipca 2016 r., należy domniemywać, że przygotowywana przez Ministerstwo Energii nowelizacja ureguluje również kwestie związane z przesunięciem wejścia w życie rozdziału 4 ustawy, który wprowadza do systemu system aukcyjny w miejsce obecnie funkcjonującego systemu zielonych certyfikatów.

W zakresie mikroinstalacji prawdopodobnie wprowadzone zostaną zapisy rozgraniczające instalacje działające na potrzeby własne obywateli (instalacje prosumenckie) oraz te, które funkcjonują w ramach prowadzonej działalności gospodarczej. Możliwe jest również zastosowanie systemu FiT dla małych instalacji eksploatowanych przez przedsiębiorców, przy czym trwają nadal prace nad wysokością wsparcia, które nie może zostać zakwalifikowane jako pomoc publiczna. W ramach takiego systemu taryf gwarantowanych na wysokość wsparcia będzie miała również wpływ wysokość dotacji inwestycyjnych pozyskanych dla danej instalacji.

Szczególną uwagę poświęcono również sytuacji podsektora biogazowni rolniczych, których sytuacja w wielu przypadkach jest bardzo trudna. Prowadzone są prace, które mają na celu ocenę skutków obecnych regulacji i na ich bazie prace projektowe w zakresie rozwiązań docelowych, które pozwolą na opłacalne funkcjonowanie tychże podmiotów w przyszłości. Tego typu deklaracje mogą oznaczać, że zwiększone zostaną poziomy cen referencyjnych dla takich instalacji.

Ciekawą deklaracją wyznaczającą przyszły kierunek zmian w ustawie jest zapowiedź wprowadzenia modelu wsparcia nowych instalacji będących w posiadaniu podmiotów, które będą instalować OZE o największym wkładzie w rozwój polskiej gospodarki w rozumieniu tworzenia miejsc pracy i wytwarzania wartości dodanej. Koreponduje to również z zapowiedzią zmniejszenia wsparcia dla podsektora elektrowni wiatrowych, które postrzegane są jako te, które generują dodatkowe koszty systemowe, chociażby związane z koniecznością rezerwacji mocy po stronie źródeł konwencjonalnych. Nowelizacja ustawy będzie dodatkowo mieć na celu promocję inicjatyw ludności zamieszkującej obszary wiejskie poprzez promocję gminnych klastrów energetycznych, których celem będzie zapewnienie lokalnej samowystarczalności energetycznej.

Z informacji rynkowych wynika, że na preferencyjne traktowanie mogą liczyć, oprócz wspomnianych wcześniej biogazowni, również źródła geotermalne oraz współpalanie. Jeśli okaże się to prawdą, to tym ostatnim może zostać również przywrócony współczynnik 1 w zakresie uzyski-

wania zielonych certyfikatów. W przypadku źródeł konwencjonalnych, borykających się z kłopotami związanymi z ich marginalizacją przez OZE na hurtowym rynku energii elektrycznej, może stanowić istotny czynnik poprawy opłacalności produkcji na najbliższe lata. Przychylnie mogą również zostać potraktowane źródła wodne, które w poprzedniej odsłonie ustawy zostały całkowicie zmarginalizowane.

Przytoczone powyżej zapowiedzi zmian w nowym systemie wsparcia OZE prawdopodobnie odbędą się kosztem źródeł wiatrowych, czego zapowiedzią jest chociażby tzw. ustawa wiatrakowa / odległościowa, nakładająca na wytwórców z tego podsektora dodatkowe koszty eksploatacyjne związane z częstotliwością, zakresem i poziomem kosztów przeglądów technicznych realizowanych przez UDT. Dodatkowo, niekorzystnie na branżę oddziaływać będą obostrzenia lokalizacyjne, które w istotny sposób mogą przyczynić się do spadku dynamiki wzrostu instalacji nowych mocy „wiatrowych”.

WNIOSKI

Planowana nowelizacja ustawy o OZE niestety nie została jeszcze opublikowana w formie projektu ustawy, do którego można by było się odnieść. Niesie to za sobą zagrożenie, które ze względu na naglące terminy może się zmaterializować w formie skrócenia ścieżki legislacyjnej z pominięciem konsultacji społecznych projektu. Z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że modyfikacja systemu aukcyjnego zostanie zrealizowana poprzez wprowadzenie koszyków aukcyjnych z obostrzeniami w zakresie czasu pracy źródeł. Prawdopodobnie wprowadzone zostaną również osobne aukcje dla mikro i makro klastrów oraz elektrowni hybrydowych, co należy uznać za właściwe posunięcie w drodze do budowy zrównoważonej struktury sektora, który obecnie zdominowany jest przez źródła wiatrowe. W projektowanej nowelizacji te ostatnie mogą trafić do koszyka aukcyjnego z wymaganym czasem pracy ponad 4000 h/rok, co stanowiłoby dla branży dość dużą niespodziankę w negatywnym słowa tego znaczeniu. Z drugiej strony, przekierowanie strumienia wsparcia z rozwiniętego podsektora elektrowni wiatrowych do pozostałych OZE, zdaniem wielu, należy uznać za właściwy krok w rozwoju sektora, którego nadrzędnym celem, oprócz wypełnienia celów unijnych, powinna być poprawa stabilizacji pracy KSE oraz minimalizacja kosztów jego funkcjonowania.

III. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ I PRAW MAJĄTKOWYCH NA RYNKU HURTOWYM

1. Rynek Dnia Następnego

W roku 2015 spadek cen energii elektrycznej wyniósł 13% rok do roku w porównaniu do wzrostu 17% w roku 2014. Średnia cena godzinowa energii na Rynku Dnia Następnego TGE wyniosła w tym okresie 156,95 PLN/MWh (179,93 PLN/MWh w 2014 roku).

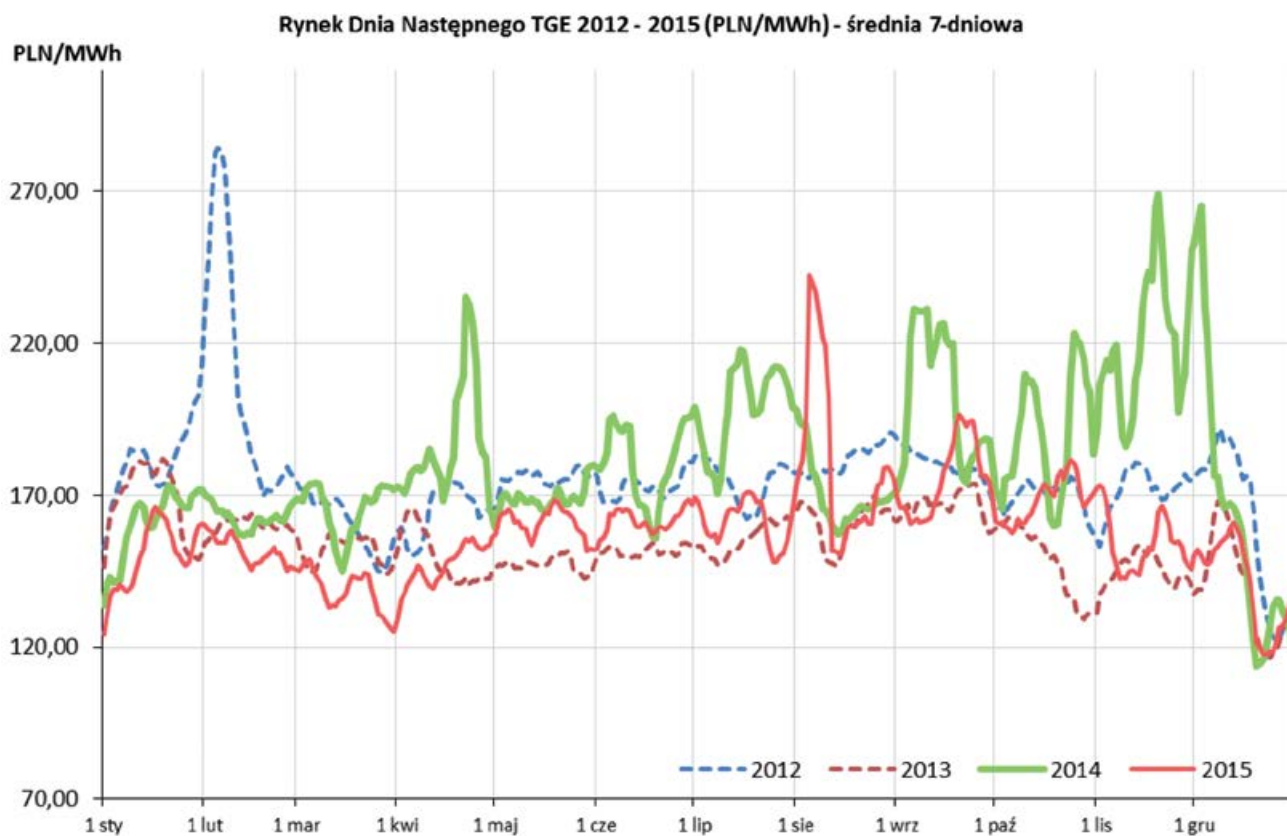
Dla godzin szczytowych (w dni robocze, od 8.00 do 22.00 włącznie) ceny cechowały się większą dynamiką zmian. Średnia dla 2015 roku wyniosła 186,63 PLN/MWh, czyli zmalała o 20% w porównaniu do roku poprzedniego (w 2014 ceny dla godzin szczytowych wzrosły o 31% w ujęciu rocznym).

Tempo zmian cen energii w ciągu roku było zdecydowanie bardziej zróżnicowane niż w poszczególnych kwartałach 2014 roku. Najwyższy, wynoszący 19% w stosunku do analogicznego kwartału roku poprzedniego, spadek cen zaobserwowano w czwartym kwartale 2015 roku. W trzecim kwartale zanotowano najmniejszy spadek cen, który wyniósł 9%. Natomiast w pierwszym oraz drugim kwartale ceny spadły odpowiednio o 10% i 12% w porównaniu do analogicznych kwartałów w 2014 roku. Cena energii elektrycznej w poszczególnych kwartałach wyniosła odpowiednio 145,81 PLN/MWh, 154,71 PLN/MWh, 172,10 PLN/MWh, 155,16 PLN/MWh. W godzinach peakowych ceny w poszczególnych kwartałach 2015 roku kształtowały się następująco, 174,11 PLN/MWh (11% spadek r/r), 178,12 PLN/MWh (20,4% spadek r/r), 207,98 PLN/MWh (15,8% spadek r/r), 186,34 PLN/MWh (29,4% spadek r/r).

W 2015 roku Polska wyeksportowała 0,3 TWh, gdy w 2014 roku zostało zaimportowane 2,1 TWh. Głównym powodem braku znaczącego eksportu było utrzymanie się sytuacji braku opłacalności eksportu do Niemiec, Czech i Słowacji, ponieważ ceny na giełdzie niemieckiej EPEX SPOT wciąż po-

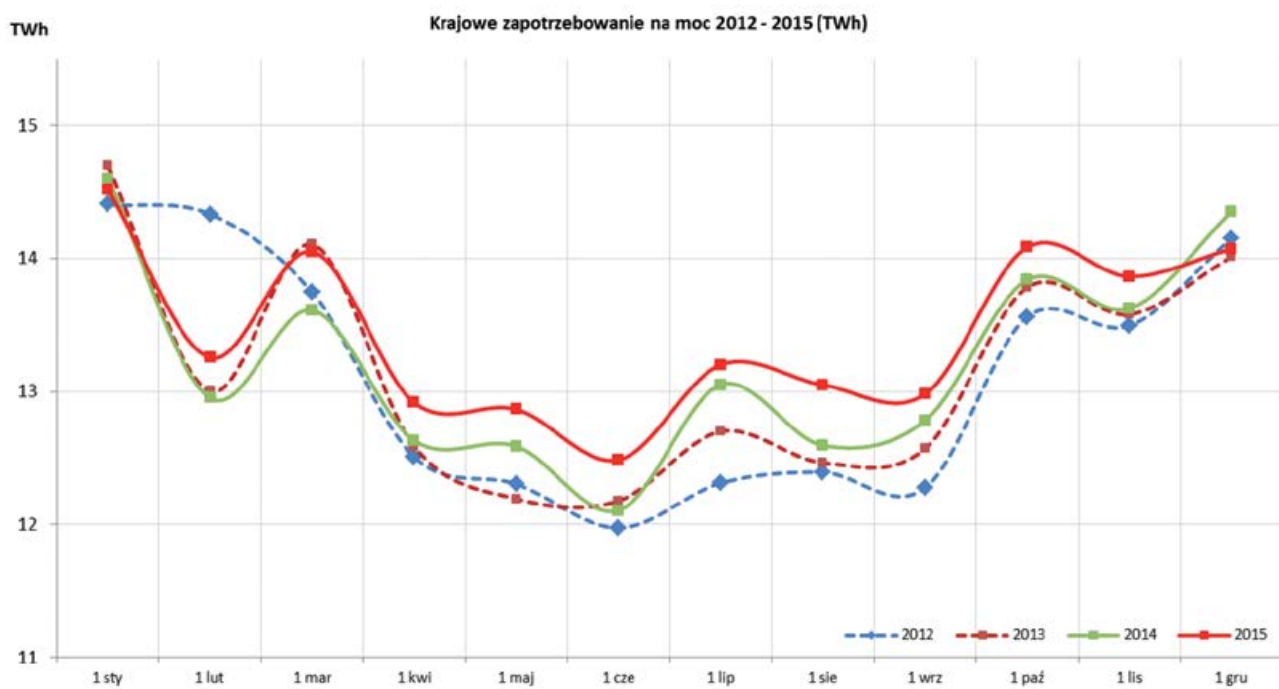
zostawały w trendzie malejącym. Spadek w 2015 roku wyniósł 2%, a średnia 32,35 EUR/MWh. W związku z niskimi cenami w krajach ościennych, Polska zaimportowała 3,5 TWh na połączeniu stałoprądowym ze Szwecją (3 TWh w 2014), 0,06 TWh z Ukrainy (spadek o 0,6 TWh w porównaniu r/r), oraz wyeksportowała 4 TWh na połączeniu równoległym (Niemcy, Czechy, Słowacja), w porównaniu do 1,5 TWh w 2014. Istotnym czynnikiem wpływającym na wzrost eksportu na wymianie międzynarodowej było zwiększenie eksportu w ramach tzw. redispatchingu. PSE wyeksportowała 1,5 TWh w porównaniu do 0,5 TWh w roku 2014. Oprócz zmiany kierunku przepływów nastąpił wzrost zapotrzebowania 1,7% do poziomu 161,4 TWh. W 2015 roku generacja w krajowych elektrowniach wzrosła o blisko 3,3%, największy wzrost produkcji odnotowały elektrownie wiatrowe o blisko 40% do poziomu 10 TWh, natomiast wzrost produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wyniósł 2%, przy spadku produkcji w elektrowniach na węgiel brunatnych –1%.

Spadek cen w 2015 roku był w przeciwieństwie do zmian fundamentalnych, czyli wzrostu zapotrzebowania i zmiany bilansu w wymianie transgranicznej. Jedynie cena energii na dzień 11 sierpnia 2015 r. ustanowiła rekord historyczny, średnia cena dla tego dnia na fixingu o 10:30 wyniosła 509,87, a dla godzin szczytowych 726,94 PLN/MWh. Na tak wysoki poziom cenowy wpływa miały długo utrzymujące się upały, które powodowały znaczący wzrost zapotrzebowania, awaria w największym bloku 858 MW w Bełchatowie oraz redukcje zdolności produkcyjnych w innych elektrowniach ze względu na niski stan rzek potrzebnych do chłodzenia elektrowni. Z uwagi na znaczące awarie w elektrowniach krajowych w tym okresie, PSE zdecydował o wprowadzeniu 20 stopnia zasilania w dniu 10 sierpnia 2015 r., w związku z tym zapotrzebowanie zostało ograniczone o prawie 2 GW, co spowodowało znaczący spadek cen w dniach następnych. Średnia cena na dzień 12 sierpnia 2015 r. wyniosła już tylko 164,76 PLN/MWh.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Rys. 4. Ceny dobowe na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii.



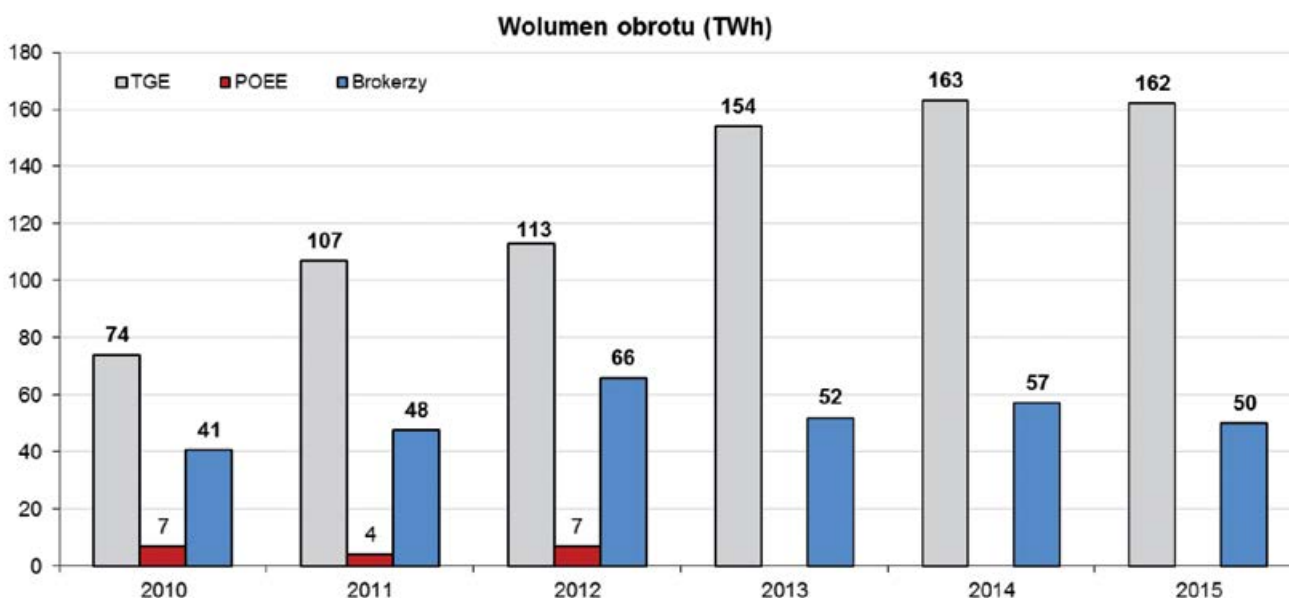
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rys. 5. Całkowite miesięczne krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

2. Rynek Terminowy

W 2015 roku, nastąpiła stabilizacja obrotów na rynku terminowym. Na TGE obrót energią elektryczną był nieco niższy niż rok wcześniej i wyniósł 162 TWh (w porówna-

niu do 163 TWh w 2014 oraz 154 TWh w 2013). Natomiast wolumen obrotu na platformach brokerskich wyniósł 50 TWh.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, POEE, TFS.

Rys. 6. Wolumen obrotu na polskim rynku energii elektrycznej.

Kwotowania kontraktu BASE_Y_16 pozostawały w przez 3 kwartały w trendzie malejącym. Na początku roku kontrakt na rok 2016 był wyceniany na 181 PLN/MWh. Kontrakt BASE_Y16 osiągał historyczne minimum 153,99 PLN/MWh 5 października 2015 r. Po tym dniu nastąpiło odwrócenie trendu i energia na 2016 systematycznie zyskiwała na wartości. Ostatecznie kurs rozliczeniowy w ostatnim dniu handlu ukształtował się na poziomie 167,52 PLN/MWh, czyli ok. 3 PLN/MWh powyżej średniej z całego roku. Na wzrost notowań pod koniec roku miały wpływ m.in. wprowadzenie wyższej opłaty za ORM oraz przeniesienie 830 MW mocy wytwórczych do IRZ od 1 stycznia 2016 r. W 2015 roku nastąpiła znacząca zmiana, w porównaniu do roku poprzedniego, korelacji pomiędzy rynkiem polskim a rynkami sąsiednimi. Mianowicie polski rynek energii elektrycznej był dodatnio skorelowany z rynkiem czeskim oraz niemieckim. Korelacja była silna i wyniosła 0,63 z rynkiem czeskim (–0,12 w 2014 roku), oraz 0,59 z rynkiem niemieckim (–0,28 w 2014 roku). Polski rynek był najsilniej skorelowany z rynkiem słowackim 0,78.

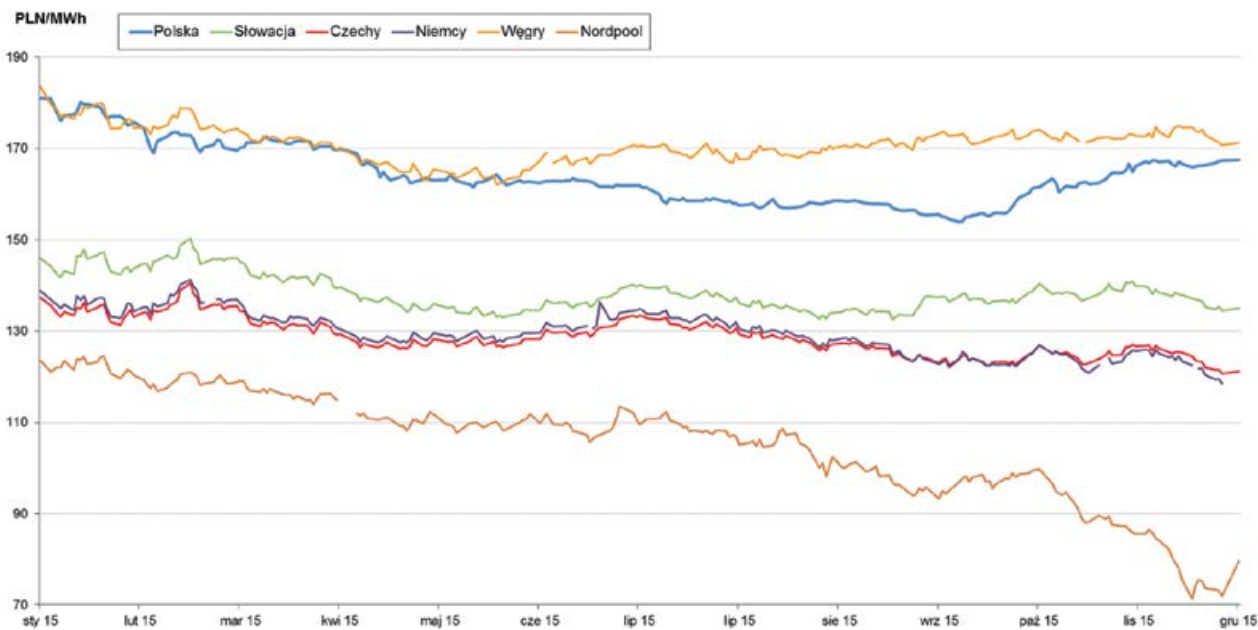
Tabela 2. Macierz korelacji pomiędzy rynkami terminowymi energii elektrycznej.

	PL	CZ	SK	GE	HU	NP.
PL	1	0,63	0,78	0,59	0,54	0,49
CZ	0,63	1	0,77	0,99	0,37	0,83
GE	0,78	0,77	1	0,69	0,75	0,53
SK	0,59	0,99	0,69	1	0,28	0,88
HU	0,54	0,37	0,75	0,28	1	0,07
NP.	0,49	0,83	0,53	0,88	0,07	1

Źródło: Polenergia Obrót.

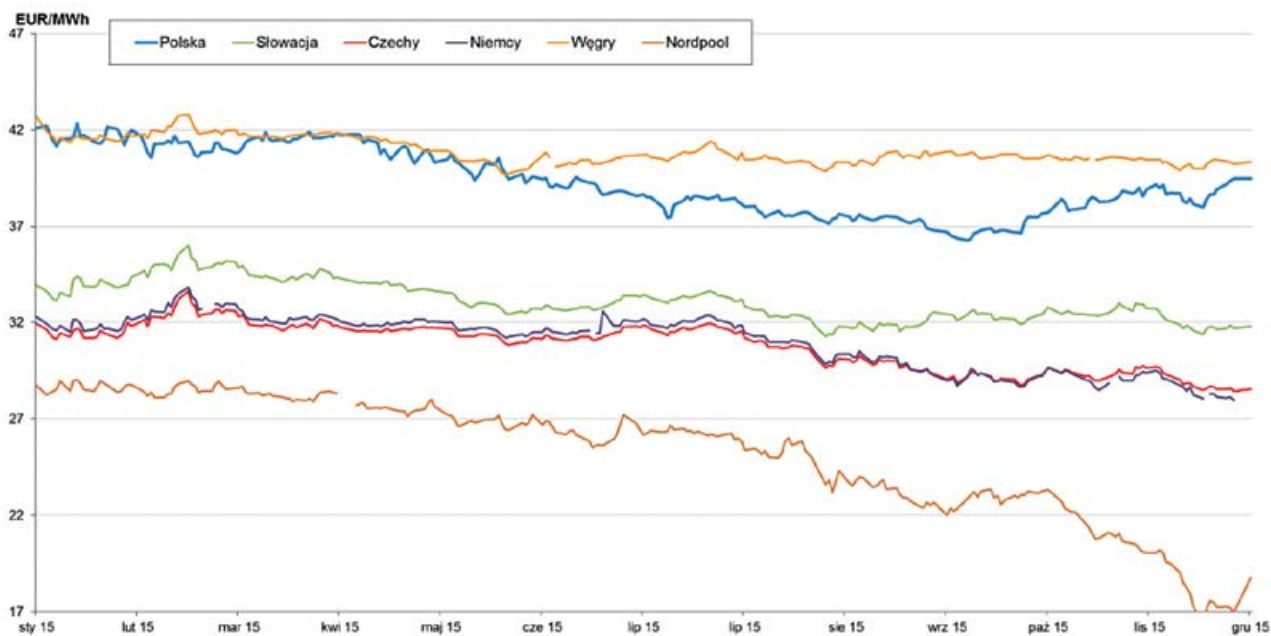
Umocnienie się kursu EUR/PLN, który pod koniec roku był na poziomie 4,26 (na początku roku 4,28), miało również wpływ na kształtowanie się zależności pomiędzy rynkami oraz na wycenę kontraktów terminowych.

W 2015 roku energia elektryczna na rok następny w Polsce była wyceniana najwyższej w porównaniu do krajów ościennych (Słowacja, Czechy, Niemcy, Skandynawia). Średnio przez cały rok, cena kontraktu rocznego była wyższa o około 9 EUR/MWh.



Źródło: Polenergia Obrót.

Rys. 7. Kwotowania kontraktu BASE Y-16 (PLN/MWh).



Źródło: Polenergia Obrót.

Rys. 8. Kwotowania kontraktu BASE Y-16 (EUR/MWh).

Kontrakt BASE_Y-16 handlowany był na TGE w większym przedziale w porównaniu do roku poprzedniego. Minimum roczne wyniosło 153,99 PLN/MWh (w październiku), natomiast maksimum wystąpiło na początku roku, kiedy kontrakty roczny wyceniony został

na 181,00 PLN/MWh. Średnia roczna kontraktu BASE_Y-16 wyniosła 164,22 PLN/MWh w porównaniu do 168,60 PLN/MWh za kontrakt BASE_Y-15. Dla ostatnich 40 kwotowań średnia wyniosła 164,85 i była wyższa niż realizacja spot w 2015.

3. Rynek Praw Majątkowych

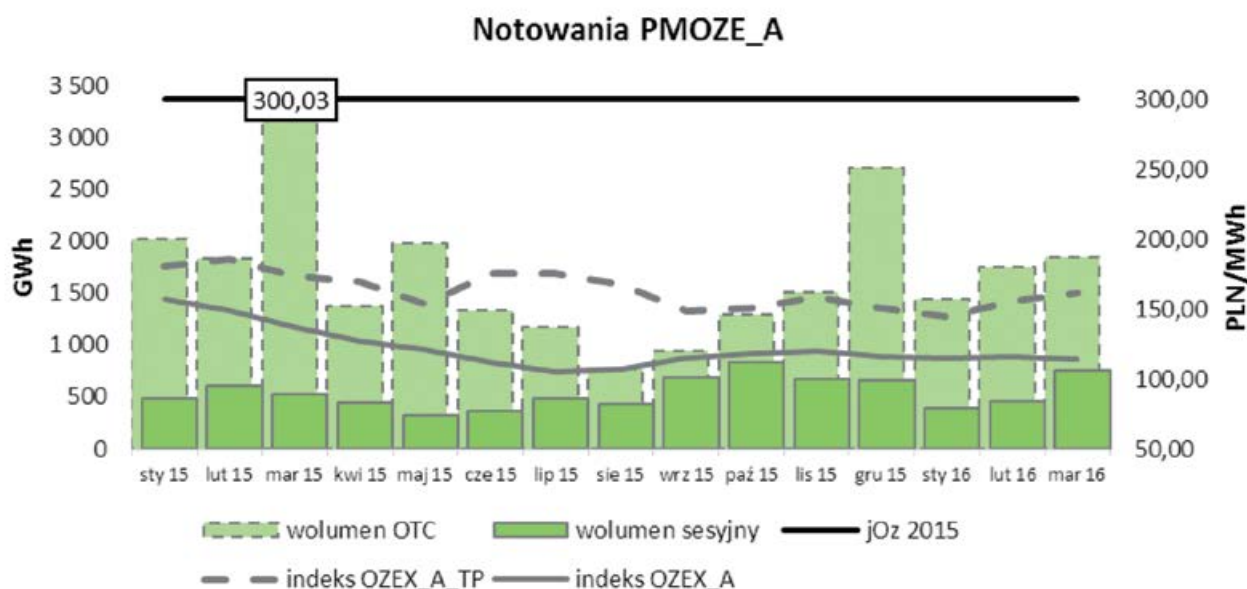
Rynek Praw Majątkowych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach, w jednostkach kogeneracyjnych oraz świadectw efektywności energetycznej funkcjonuje w oparciu o regulacje prawne nakładające obowiązek uzyskania i umarzania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub wnoszenia opłaty zastępczej w odpowiedniej proporcji do wolumenu energii zużywanej przez odbiorców końcowych. Zasadniczo obowiązek ten realizuje przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca przemysłowy oraz w określonych przypadkach odbiorca końcowy, towarowy dom maklerski i dom maklerski. Odbiorcy przemysłowi, z uwagi na szczególne uwarunkowania i charakterystykę prowadzonej działalności gospodarczej, mogą korzystać z przywileju realizacji pomniejszonego poziomu obowiązku w zakresie praw majątkowych dla energii z OZE. Lista odbiorców przemysłowych publikowana jest na stronach internetowych URE.

Na poziomy i zmienność cen praw majątkowych na rynku wpływa przede wszystkim kształtowanie się relacji podaży i popytu, będącego pochodną poziomu nałożonego obowiązku, a także wysokości jednostkowej opłaty zastępczej ogłaszanej przez Prezesa URE wyznaczającej zasadniczo poziom cen maksymalnych.

Poziomy obowiązek na rok 2015 oraz poszczególne jednostkowe opłaty zastępcze (jOz) wynosiły:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach – PMOZE_A, tzw. prawa majątkowe „zielone” – obowiązek: 14%; jOz – 300,03 PLN/MWh;
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW – PMGM-2015, tzw. prawa majątkowe „żółte” – obowiązek: 4,9%; jOz – 121,63 PLN/MWh;
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem – PMMET-2015, tzw. prawa majątkowe „fioletowe” – obowiązek: 1,3%; jOz – 63,26 PLN/MWh;
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych – PMEC-2015, tzw. prawa majątkowe „czerwone” – obowiązek: 23,2%; jOz – 11,00 PLN/MWh;
- dla świadectw efektywności energetycznej – PMEF, tzw. prawa majątkowe „białe” – obowiązek: 1,3%; jOz – 1000,00 PLN/toe.

Na poniższych rysunkach przedstawiono notowania poszczególnych instrumentów na rynku sesyjnym TGE oraz pozasesyjnym (transakcje OTC rejestrowane przez TGE).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 9. Notowania PMOZE_A (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „zielonych”).

W przypadku praw majątkowych „zielonych” ceny, podobnie jak w 2014 roku, kształtowały się znacznie poniżej poziomu jOz tracąc na rynku sesyjnym od stycznia 2015 roku do marca 2016 roku 28% wartości. Takie kształtowanie się cen było wynikiem bardzo wysokiej nadwyżki praw dostęp-

nych na rynku w porównaniu do zapotrzebowania na prawa. Niemniej, rynek sesyjny był, podobnie jak w poprzednich latach, niewielką częścią całego rynku obrotu tymi prawami. Głównym obszarem obrotu pozostał rynek pozasesyjny (prawie 76% całkowitego wolumenu), na którym

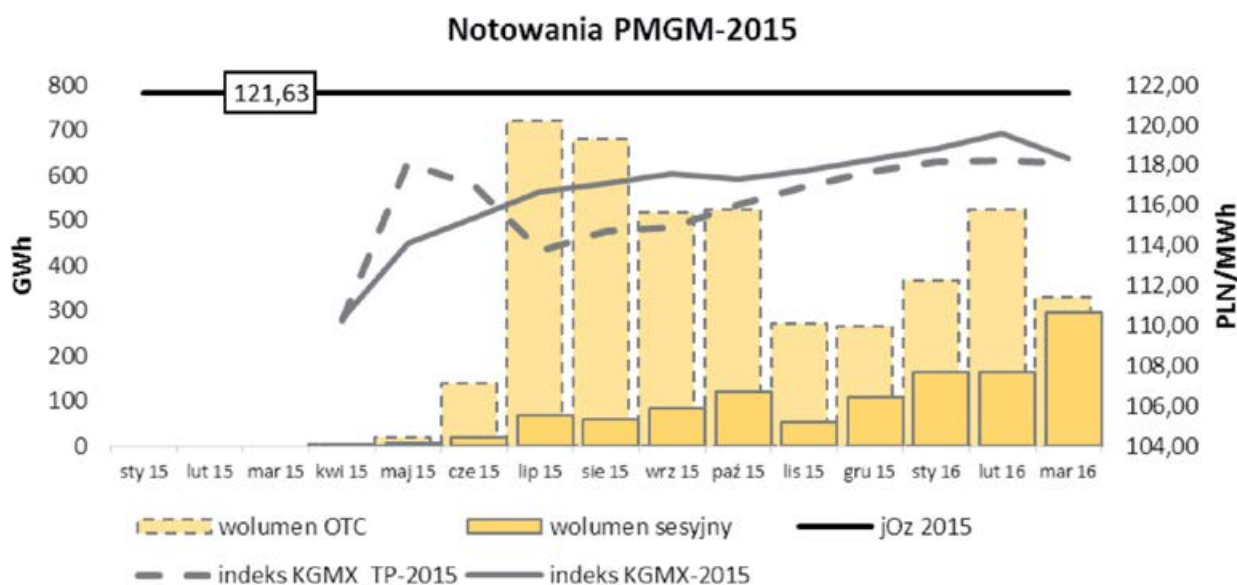
poziomy cenowe były średnio o 35% wyższe niż na rynku sesyjnym. Różnica cenowa wynikała z uwarunkowań historycznych i charakteru zawieranych umów bilateralnych. Duża część praw majątkowych będąca przedmiotem obrotu na rynku OTC pochodzi z wieloletnich umów inwestycyjnych, które były niezbędną podstawą do pozyskania przez inwestorów kredytów na finansowanie budowy źródeł OZE. Umowy te zawierane były w okresie permanentnego niedoboru praw na rynku i w związku z tym formuły określające poziom cen dostarczanych praw konstruowane były w oparciu o dyskontowaną jOz lub indeksowaną inflacją cenę bazową. W praktyce oznacza to, że obecnie koszt realizacji obowiązku przez znaczną część podmiotów zobowiązanych jest dużo wyższy, niż wynikałoby to z analizy poziomów cenowych na rynku sesyjnym TGE.

Na ceny praw majątkowych „zielonych” istotnie wpływają zmiany obowiązującego prawa, ale również projektowane zmiany przepisów, nawet te, które ostatecznie nie wchodzą w życie. Istotne znaczenie mają przepisy regulujące podaż i popyt na prawa, np.:

- ograniczenie wsparcia dla technologii współspalania prostego (współczynnik korygujący ilość przysługu-

jących świadectw pochodzenia na jednostkę energii w wysokości 0,5 obowiązujący od 01.01.2016 r.);

- eliminacja wsparcia dla elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW (obowiązujący od 01.01.2016 r.);
- wprowadzenie nowego mechanizmu wsparcia w postaci systemu aukcyjnego, który ma zastąpić dotychczasowy mechanizm świadectw pochodzenia, co spowoduje brak nowych instalacji uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia z OZE (pierwotnie od 01.01.2016 r., aktualnie przesunięty na 01.07.2016);
- przesunięcie o trzy miesiące, do 30 czerwca, terminu realizacji obowiązku (wydłużenie okresu realizacji obowiązku za rok 2015);
- określenie obowiązku po roku 2016 na poziomie 20% z możliwością jego pomniejszenia w drodze stosownego rozporządzenia (obowiązujący od 01.07.2016 r.).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

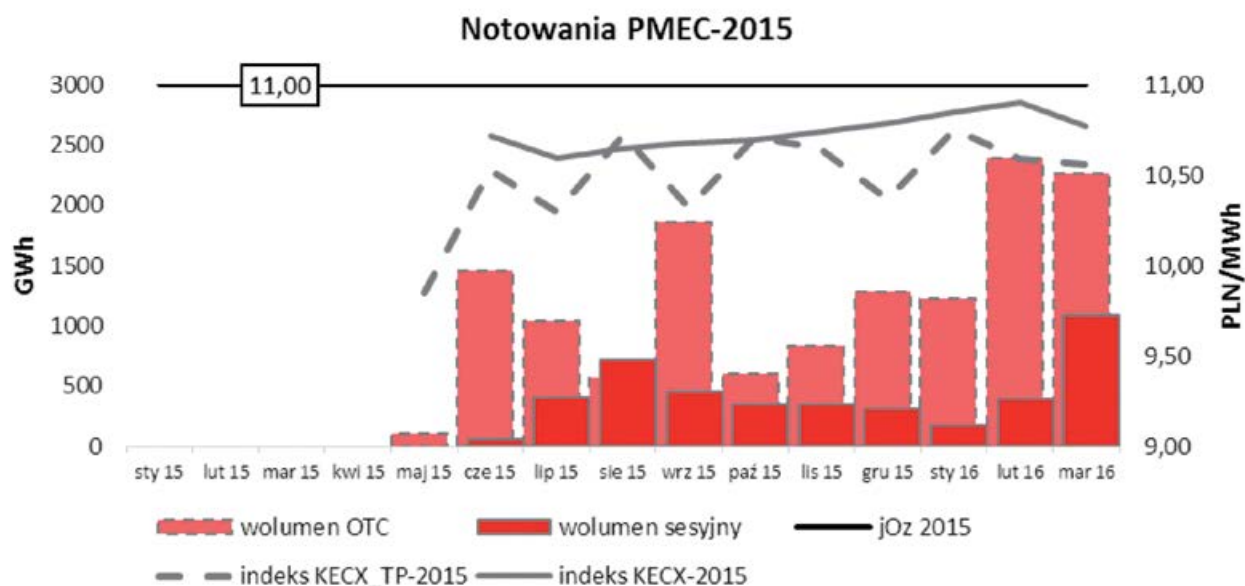
Rys. 10. Notowania PMGM-2015 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „żółtych”).

Inaczej niż w przypadku praw „zielonych” prezentowała się sytuacja na rynku praw majątkowych „kogeneracyjnych”. W przypadku tych instrumentów mieliśmy do czynienia z niedoborem praw na rynku w stosunku do zapotrzebowania, który znalazł odzwierciedlenie we wzrostowym trendzie cenowym, a zmiany poziomu cen kształtowały się w oparciu o dyskonto do obowiązującej jOz.

Podkreślenia wymaga wprowadzone, wraz z ustawą z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne, ograniczenie terminu ważności dla tego typu praw. Przykładowo realizacja obowiązku za rok 2015 możliwa jest tylko w oparciu o prawa majątkowe dla energii wyprodukowanej w roku 2015 (dlatego też w analizie przedstawiono instrumenty oznaczone datą „2015”).

Podobnie jak w przypadku praw „zielonych” dużo większy obrót prawami „żółtymi” miał miejsce na rynku pozasesyjnym (ponad 79% wolumenu), jednakże poziomy cenowe na obu

segmentach były do siebie zbliżone. W przedstawionym okresie średnia cena sesyjna wyniosła 118,14 PLN/MWh, a pozasesyjna 116,10 PLN/MWh, co daje różnicę na poziomie 2%.

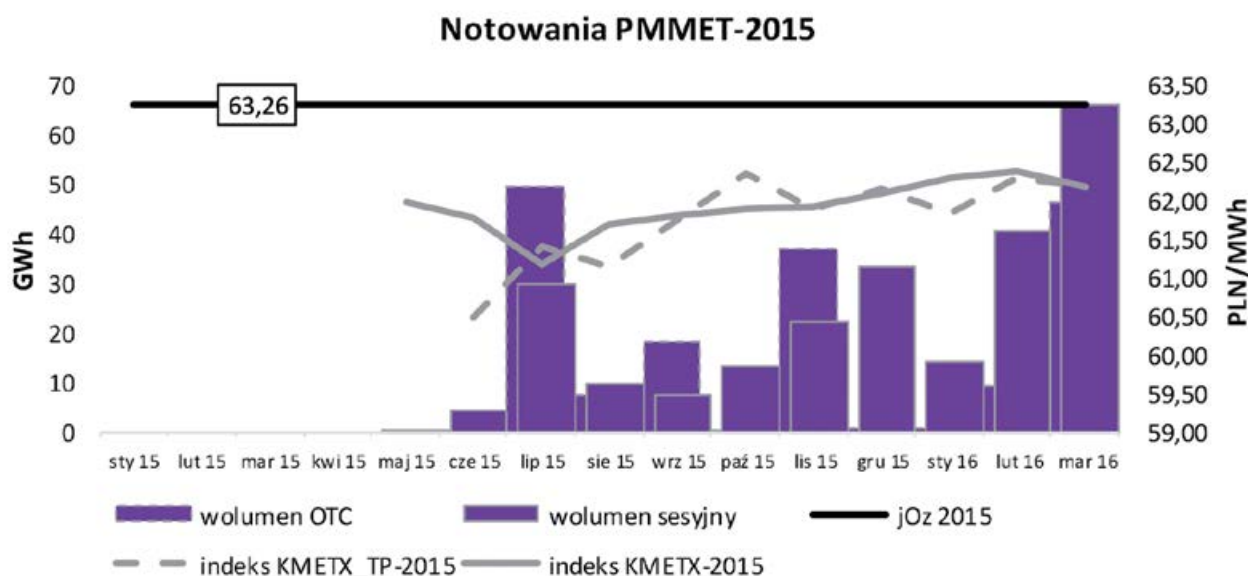


Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 11. Notowania PMEC-2015 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „czerwonych”).

Analogicznie do praw „żółtych” kształtowały się relacje wolumenowe dla praw „czerwonych” (76% na rynku pozasesyjnym, 24% na rynku sesyjnym w analizowanym okresie). Poziomy cenowe były również do siebie zbliżone (śred-

nia na rynku sesyjnym 10,73 PLN/MWh, średnia na rynku pozasesyjnym 10,52 PLN/MWh), różnica średnich cen w przedstawionym horyzoncie wyniosła 2%.

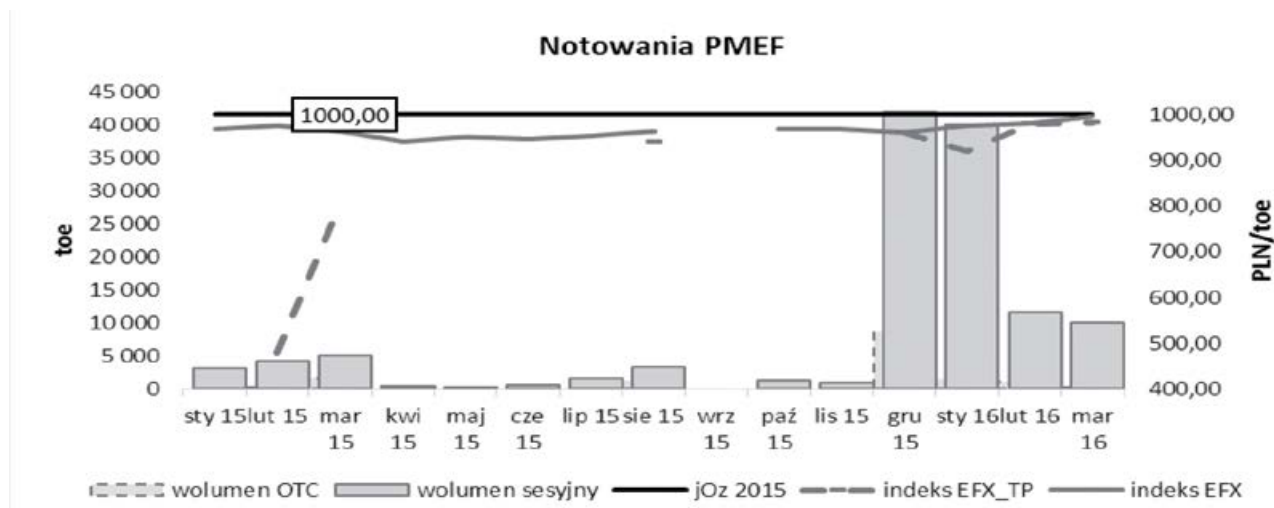


Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 12. Notowania PMMET-2015 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „fioletowych”).

W przypadku praw „fioletowych” sumaryczny wolumen obrotu na rynku sesyjnym był wyższy niż na rynku pozasesyjnym, co wynikało z bardzo niskiej podaży tych praw. Poziomy cenowe nie odbiegały znacząco od siebie – średnia cena na rynku sesyjnym wyniosła 62,02 PLN/MWh, a na rynku pozasesyjnym 61,81 PLN/MWh.

Jedynymi prawami majątkowymi, dla których termin realizacji obowiązku przypada obecnie na koniec marca, są prawa majątkowe „białe” (dla pozostałych typów praw realizacja obowiązku możliwa jest do końca czerwca). Płynność na tym rynku jest znacznie mniejsza niż dla pozostałych instrumentów, a niewielkie obroty na OTC są wynikiem wprowadzenia kryterium wysokiej minimalnej liczby praw majątkowych w pojedynczym zleceniu przy jednoczesnej bardzo niskiej podaży.



Rys. 13. Notowania PMEF (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „białych”).

Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

4. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego

Węgiel kamienny w skali globalnej wykorzystywany jest do produkcji ok. 40% energii elektrycznej, a także stanowi istotny surowiec w procesach produkcji przemysłowej (np. hutnictwo). Niemniej jednak, pomimo swego znaczenia, światowa branża węglowa w perspektywie najbliższych lat stoi przed istotnymi wyzwaniami.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na zużycie, a tym samym poziom cen węgla, są uwarunkowania globalnej polityki klimatycznej (propagujące systematyczne odchodzenie od węgla jako surowca energetycznego) i wynikające stąd globalne zmiany w strukturze produkcji energii elektrycznej oraz – patrząc szerzej – produkcji przemysłowej.

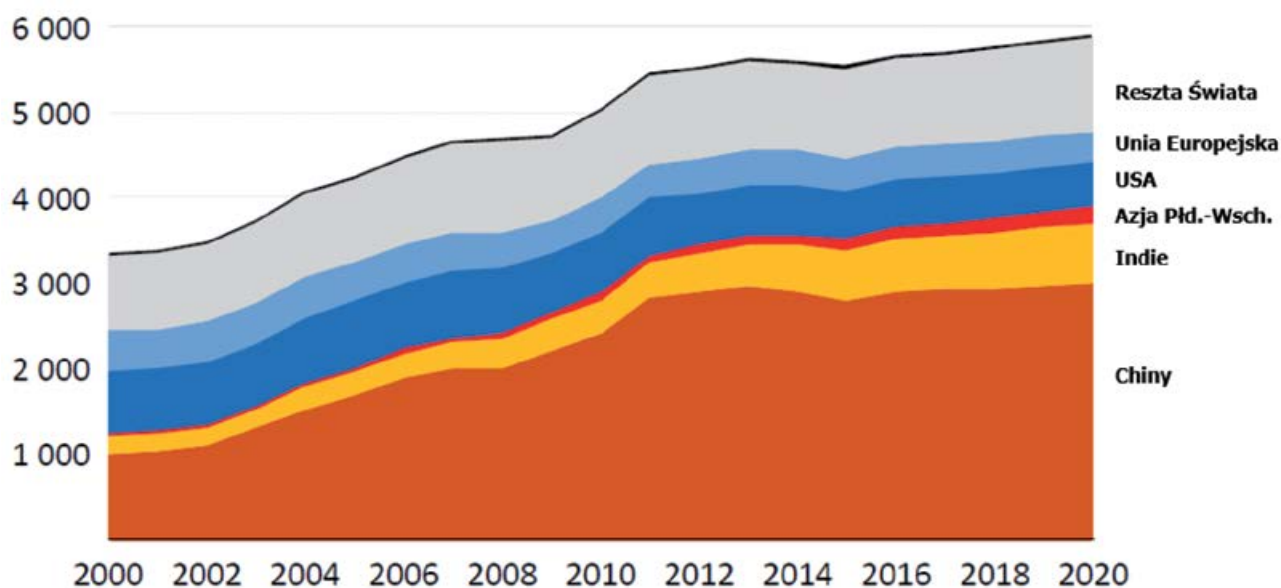
Głównym graczem na światowej scenie węglowej pozostają Chiny, choć zakładana fundamentalna zmiana modelu gospodarki (w kierunku gospodarki bardziej opartej na usługach niż produkcji przemysłowej) przekłada się na obserwowane od roku 2014 spadki w zużyciu węgla. Według danych statystycznych, po ponad dekadzie wzrostów,

rok 2014 był pierwszym okresem, w którym zużycie węgla spadło (o ok. 2,9%), a spadki w roku 2015 pogłębiły się i osiągnęły ok. 3,9% r-d-r. Warto także zauważyć, że od końca roku 2013 przyrost konsumpcji energii elektrycznej w Chinach jest w całości pokrywany przez OZE, co dodatkowo stawia pod znakiem zapytania wzrost popytu na węgiel energetyczny w tym kraju.

Obok Chin, spadki w zużyciu węgla na cele energetyczne obserwowane były w roku 2015 także w przypadku drugiego największego konsumenta tego surowca, tj. USA (o ok. 12,5%).

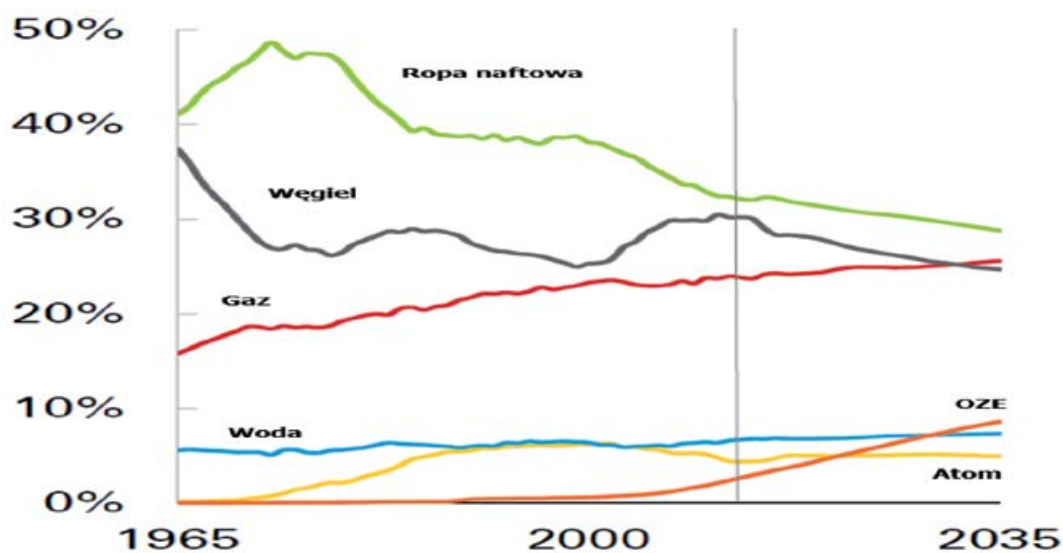
Co ciekawe, w Europie zużycie węgla w roku 2015 pozostało na poziomie niezmiennym względem roku 2014, a spośród 10 największych konsumentów węgla krajem, który zanotował wzrost były Indie (o ok. 4,1%).

Powyższe uwarunkowania przełożyły się na łączny spadek konsumpcji węgla w skali globalnej o ok. 3,5% w roku 2015 względem roku poprzedniego. Prognozy instytucji międzynarodowych (MAE, BP) – przedstawione na rysunkach poniżej – wskazują, że globalny popyt na węgiel zdecydowanie zwolni, przyrastając rocznie ok. 0,5–0,8% (względem średniego tempa wzrostu na poziomie ok. 3,9% w latach 2000–2013).



Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii,
Medium – Term Coal Market Report, grudzień 2015 roku.

Rys. 14. Historyczne i prognozowane zapotrzebowanie na węgiel kamienny na świecie [Mtce].

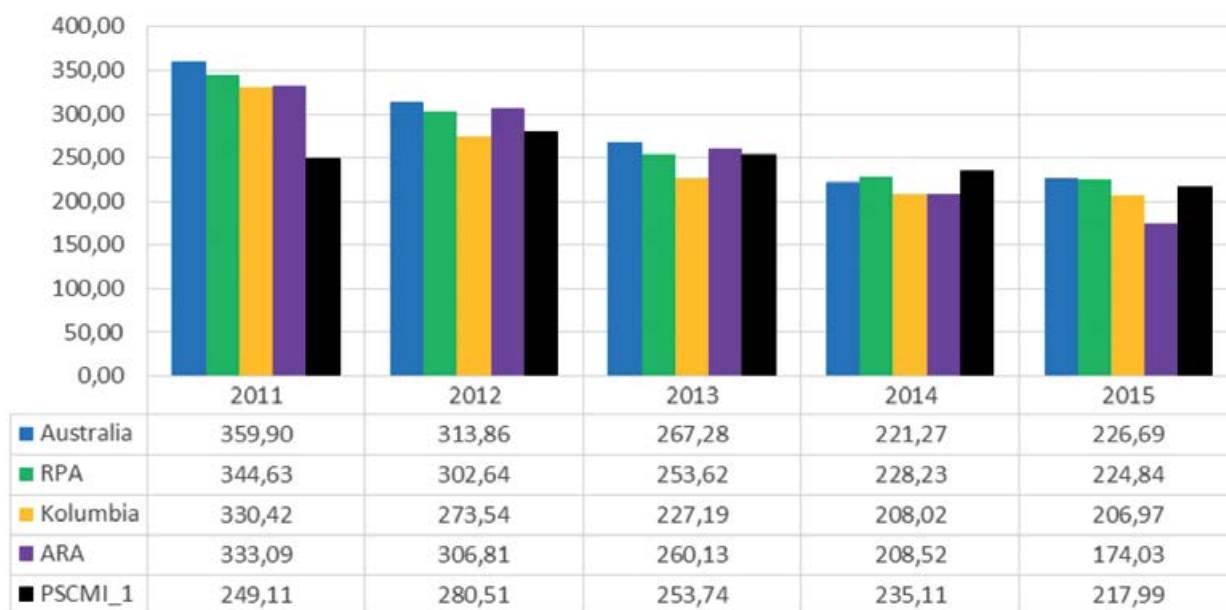


Źródło: BP, Energy Outlook, 2016 edition.

Rys. 15. Udział węgla w pokryciu światowego zapotrzebowania na energię pierwotną.

W przypadku Polski szacowane zużycie węgla kamiennego na cele energetyczne wzrosło o ok. 0,58% w stosunku do roku 2014, natomiast zużycie węgla brunatnego spadło o ok. 1,3% r-d-r.

Biorąc pod uwagę opisane wcześniej uwarunkowania, rok 2015 był kolejnym okresem, w którym kontynuowane były spadki cen węgla kamiennego w Polsce, na rynku europejskim (tzw. wskaźnik ARA) oraz na rynku globalnym, co obrazuje rysunek poniżej.



*Przeliczenie cen węgla zagranicznego wykonano w oparciu o średnie kursy USDPLN publikowane przez NBP

Źródło: Bank Światowy, ThomsonReuters, NBP, PolskiRynekWęgla.pl

Rys. 16. Globalne wskaźniki cen węgla kamiennego oraz indeks PSCMI_1 [PLN/Mg*].

W obliczu spadku popytu sektor węgla charakteryzuje się światową nadpodażą, co powoduje, że niskie obecnie ceny nie mają perspektyw na szybkie odbicie w górę.

Prognoza Międzynarodowej Agencji Energii do roku 2020 wskazuje, że ceny ARA pozostaną na poziomie poniżej 50 USD/Mg (według stanu na 31 marca 2016 roku wskaźnik ARA wynosił 42,5 USD/Mg).

Nadpodaż węgla kamiennego obserwowana jest także w Polsce od połowy roku 2012. Średnioroczny stan zapasów węgla kamiennego w Polsce w roku 2015 wyniósł ok. 7,5 mln Mg, co oznacza spadek o ok. 11,3% względem roku 2014. Według stanu na koniec grudnia 2015, zapasy węgla kamiennego w Polsce wyniosły ok. 5,8 mln Mg wo-

bec ok. 8,2 mln Mg w grudniu 2014 roku. Na koniec lutego 2016 roku zapasy węgla kamiennego wyniosły 6,1 mln Mg. Średni stan zapasów sprzed okresu nadpodaży węgla na rynku polskim, tj. w roku 2011, wyniósł ok. 2,4 mln Mg.

Wartym wspomnienia czynnikiem wpływającym na poziom cen węgla kamiennego w Polsce jest możliwość importu relatywnie tańszego węgla z Rosji. Średnia cena węgla „Rosja Bałtyk” wyniosła ok. 51,4 USD/Mg za Q3 2015 (ok. 193,8 PLN/Mg), natomiast średnia wartość PSCMI_1 za analogiczny okres to 217,5 PLN/Mg.

W przypadku Q3 2014 roku cena węgla „Rosja Bałtyk” wynosiła 72,4 USD/Mg (ok. 228,1 PLN/Mg), podczas gdy PSCMI_1 kształtował się na poziomie 231,3 PLN/Mg.

IV. RYNEK GAZU

1. Rozwój rynku detalicznego

Rok 2015 należy uznać za przełomowy, jeśli chodzi o rozwój detalicznego rynku gazu w Polsce, jeśli porówna się go do sytuacji, jaka miała miejsce w latach poprzednich.

Po wyodrębnieniu w 2014 roku z grupy kapitałowej PGNiG S.A. spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (PGNiG OD), obsługa handlowa Klienta (około 6,5 mln odbiorców końcowych zużywających rocznie około 25 mln m³) jest realizowana przez PGNiG OD. PGNiG S.A. w dalszym ciągu dokonuje sprzedaży detalicznej gazu do największych odbiorców końcowych – szacuje się, że jest to ponad 30 spółek z ponad 30 proc. udziałem w krajowej konsumpcji gazu.

Restrukturyzacja PGNiG S.A. spowodowała wzrost wolumenów gazu podlegającego obrotowi giełdowemu, ponieważ od 1 stycznia 2015 r. obowiązek publicznej sprzedaży gazu ziemnego, o którym mowa w art. 49b ust. 1 – tzw. obliża giełdowego, wynosi aż 55%. W ten sposób PGNiG OD

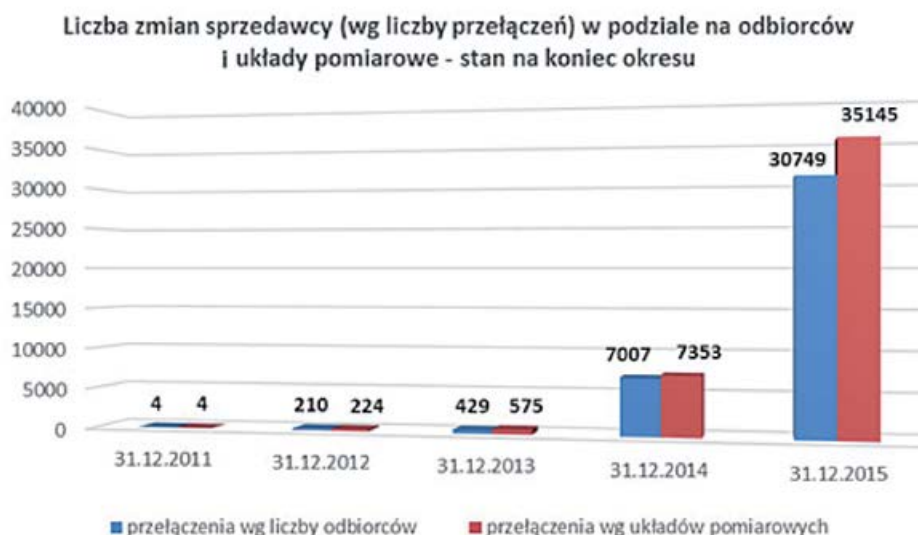
prawie w całości zaopatruje się w gaz na TGE. Zwiększenie płynności rynku wpłynęło na zwiększenie zainteresowania sprzedażą gazu przez konkurencyjne spółki obrotu (o czym mowa poniżej).

W 2015 roku w porównaniu do lat poprzednich znacznie wzrosła liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę gazu. Dynamika liczby zmian sprzedawcy stanowi najbardziej wiarygodny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. Zgodnie z danymi podawanymi przez URE [32], w 2011 roku odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 roku liczba ta zwiększyła się do 210, w 2013 do 429 oraz do 7 007 w 2014 roku. Natomiast od początku prowadzenia monitoringu do końca 2015 r. odnotowano 30 749 zmian sprzedawcy gazu, co przedstawiono na rysunku poniżej. W poniższej tabeli przedstawiono za URE liczbę zmian sprzedawcy (liczba „przełączeń”) od początku monitorowania rynku przez URE do końca 2015 roku, w podziale na grupy taryfowe według liczby odbiorców, jak i układów pomiarowych.

Tabela 3. Struktura zmian sprzedawcy na rynku gazu w podziale na grupy taryfowe, według liczby odbiorców, jak i układów pomiarowych

Zmiana sprzedawcy (liczba przełączeń) wg:	W 1–4	W 5	W 6	W 7	W 8	W 9	W 10	Taryfy OSP	Razem
liczby odbiorców	27 563	2 076	876	144	43	17	5	25	30 749
liczby układów pomiarowych	30 669	3 174	1 049	153	43	19	5	33	35 145

Źródło: URE.



Rys. 17. Liczba zmian sprzedawcy na rynku gazu.

Źródło: URE.

Na rynku gazu zauważalne jest wzmożone zainteresowanie prowadzeniem działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym i aktywność przedsiębiorstw energetycznych dotychczas działających w sektorze elektroenergetycznym. Na koniec 2015 roku 177 podmioty posiadały koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 63 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. Wszystko to świadczy o postępującej, mimo istniejących barier i niedoskonałości funkcjonowania, liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce oraz o oczekiwaniach i nadziejach na jego dalszy wzrost w latach kolejnych.

Potwierdzeniem powyższego jest istotny wzrost w 2015 roku liczby podpisanych przez OSD ze sprzedawcami umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego – tzw. umów ramowych, które pozwalają na prowadzenie przez sprzedawcę gazu działalności na terenie danego OSD. Na koniec 2015 roku 116 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP, w tym 67 posiadało również umowy z OSD.

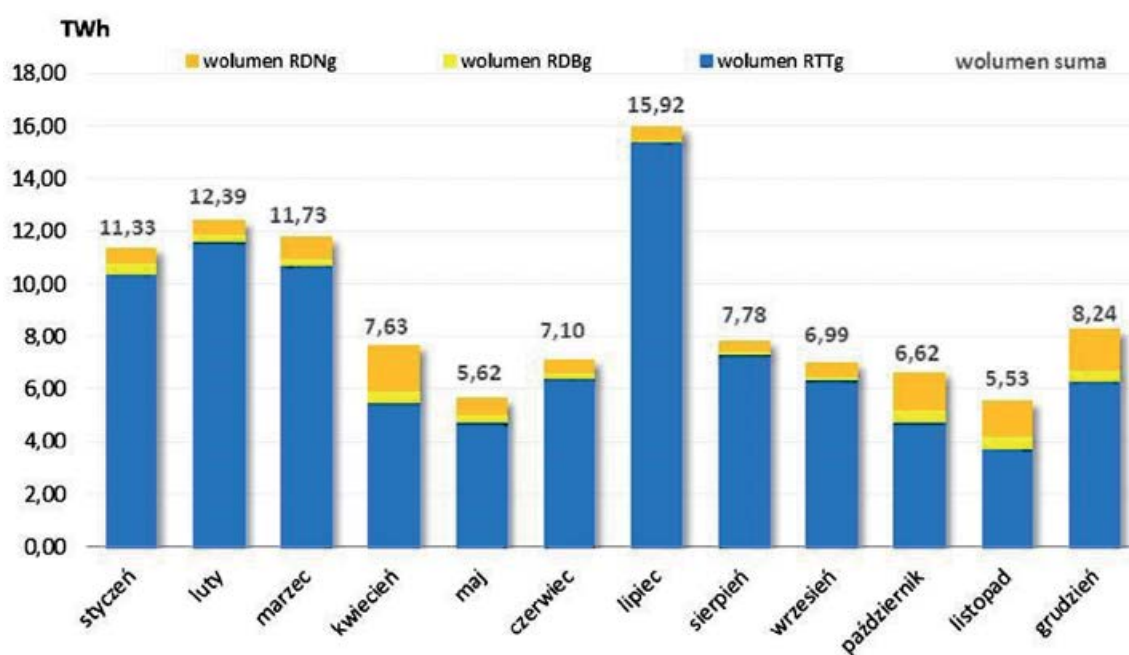
Podstawą modelu liberalizacji rynku gazu w Polsce jest wprowadzone oblige giełdowe, w celu zapewnienia wszystkim uczestnikom rynku równoprawnego dostępu do gazu na rynku hurtowym – w efekcie powinna pojawić się realna konkurencja na rynku detalicznym. Dodatkowo umożliwienie stosowania modelu cen maksymalnych dla gazu umożliwiło oferowanie niższych cen, które mogą być stosowane pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych (§ 29 ust. 4 rozporządzenia taryfowego [16]). Zwiększyło to konkurencyjność ofert z pozytywnym wpływem na rynek. Natomiast nadal nie jest to rozwiązanie w pełni rynkowe, dlatego TOE postuluje wprowadzenie planu odejścia od zatwierdzania taryf na obrót (sprzedaż) gazu.

2. Obrót gazem na TGE S.A.

Miniony rok był już trzecim pełnym rokiem funkcjonowania rynku gazu na TGE. W 2015 roku łączny wolumen obrotu na rynkach gazu ziemnego na parkiecie TGE wyniósł około 106,9 TWh i był o 4,3% niższy niż rok wcześniej (w 2014 roku wyniósł niecałe 112 TWh).

Odnotowano znaczne wzrosty wolumenu obrotu na rynku spot gazu ziemnego, które osiągnęły wartość 13,9 TWh i były o 111,8% wyższe niż rok wcześniej. Wolumen na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) wyniósł 3,4 TWh, wzrastając o 191,4% w stosunku do roku poprzedniego, natomiast wolumen na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) wyniósł prawie 10,5 TWh, wzrastając o 94,4%. Średnia ważona wolumenem cena gazu ziemnego na rynku spot wyniosła w 2015 roku 87,46 PLN/MWh i była niższa w stosunku do 2014 roku aż o 17,54 PLN/MWh (105,00 PLN/MWh w roku 2014).

Wolumen obrotu gazem ziemnym na Rynku Terminowym Towarowym (RTTg) wyniósł w roku 2015 prawie 93 TWh. Średnia ważona wolumenem cena kontraktu GAS_BASE_Y-16 wyniosła w 2015 roku 95,35 PLN/MWh i była niższa w stosunku do analogicznej ceny kontraktu GAS_BASE_Y-15 w roku 2014 (110,46 PLN/MWh) o 15,11 PLN/MWh. W 2015 roku odbyło się 13 aukcji, jednak tylko dwie zakończyły się zawarciem transakcji, obie na produkt miesięczny z dostawą w kwietniu 2015 roku. Poniższy rysunek przedstawia wolumeny zawartych transakcji na TGE w ubiegłym roku, zarówno na parkiecie RDBg, RDNg, jak również na RTTg.



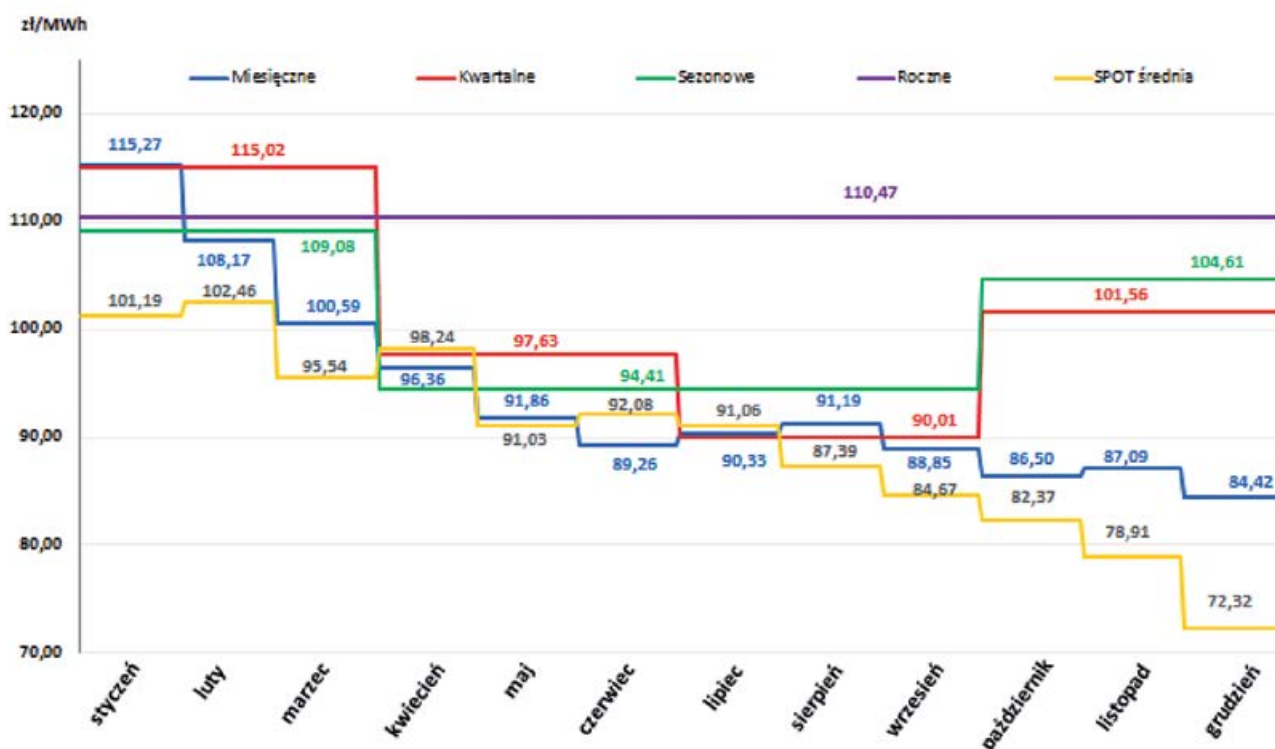
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Rys. 18. Wolumen zawartych transakcji na Towarowej Giełdzie Energii w poszczególnych miesiącach 2015 roku.

Jak widać na rysunku powyżej, największy wolumen obrotu łącznie na RDBg, RDNg oraz RTTg osiągający prawie 16 TWh zanotowano w sierpniu. Najmniej płynny okazał się listopad z wolumenem 5,53 TWh oraz maj, w którym obrót wyniósł 5,62 TWh. Warto zaznaczyć, że najbardziej płynnym kontraktem w 2015 roku był kontrakt roczny z dostawą w 2016 roku GAS_BASE_Y-16, którego wolumen obrotu wyniósł 21,6 TWh. Wartość ta stanowi ok 23% łącznego wolumenu na RTTg w roku 2015. Średnioważona wo-

lumenem cena dla tego kontraktu uwzględniająca wszystkie transakcje (również te przed 2015 rokiem) wyniosła 103,68 PLN/MWh.

Średnie ceny ważone wolumenem dla poszczególnych kontraktów terminowych (data dostawy) oraz dla Rynku Dnia Następnego gazu zostały przedstawione na poniższym rysunku.

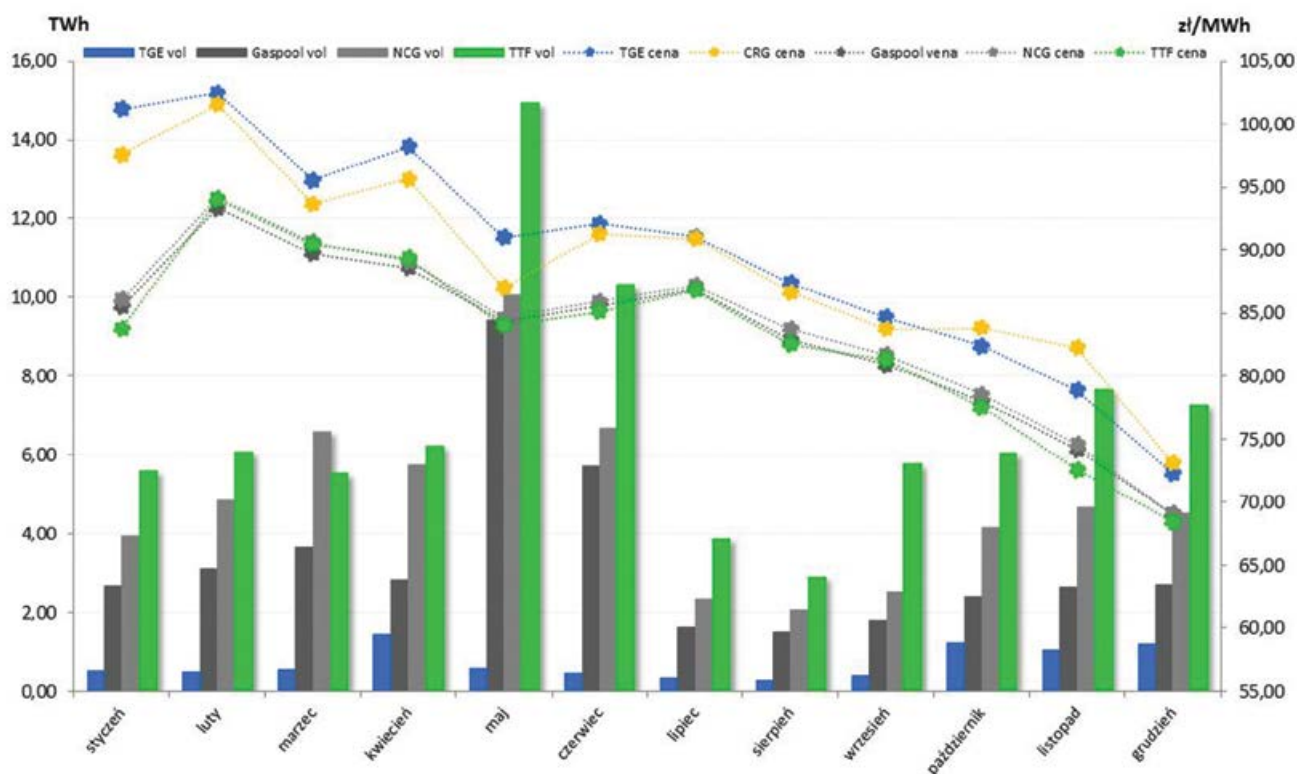


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Rys. 19. Średnie ceny kontraktów terminowych oraz spot na Towarowej Giełdzie Energii z dostawą w 2015 roku (bez aukcji).

Rok 2015 pokazał znaczny spadek cen błękitnego paliwa, którego dynamika była największa w drugiej połowie roku. Ceny na rynku polskim i europejskim były średnio o około 5% niższe niż w 2014 roku. Ceny gazu oferowanego na TGE na Rynku Dnia Następnego były wyższe niż na zachodnio-europejskich platformach NCG (Niemcy), GASPOOL (Niemcy) oraz TTF (Holandia) średnio o niecałe 6%. Warto zauważyć, że największą różnicę pomiędzy Polską a Europą Zachodnią odnotowano w pierwszej połowie stycznia ubiegłego roku i wyniosła ona 5,58 EUR/MWh. W odniesieniu

do rynku polskiego, w 2015 roku średnia różnica cen pomiędzy ceną hurtową TGE RDNg i średnią ceną detaliczną wyniosła około 25%, co oznacza, że utrzymywała się na podobnym poziomie jak w 2014 roku, kiedy to różnica wynosiła około 26%. W drugiej połowie grudnia 2015 roku różnica była największa i wynosiła 11,77 EUR/MWh. Największe zbliżenie cen hurtowych i detalicznych można było zaobserwować w pierwszej połowie stycznia. Wskazuje to, że w ciągu roku różnica cen hurtowych i detalicznych pogłębiała się.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, EEX.

Rys. 20. Notowania na rynku spot na Towarowej Giełdzie Energii, niemieckim Gaspoolu i NCG, holenderskim TTF oraz na polskim rynku bilansującym (CRG) w poszczególnych miesiącach 2015 roku.

WNIOSKI

Jak widać na powyższym rysunku, na wszystkich rynkach można zauważyć wyraźny trend spadkowy, chociaż w pierwszych miesiącach roku ceny fluktuowały próbując podnosić swoje poziomy. Druga połowa roku okazała się jednak wyraźnie spadkowa. Wpływ na to miało wiele czynników, m.in. spadek ceny ropy naftowej na światowych rynkach do 30\$/bbl, łagodna zima w Europie, pełne podziemne magazyny czy brak problemów i zachowana ciągłość dostaw w przesyle transgranicznym. Co więcej, pierwsze miesiące 2016 roku pokazują utrzymywanie się trendu z 2015 roku, co oznacza dalsze spadki cen gazu.

W roku 2015 zaszło wiele zmian, które wpłynęły na zmianę obrazu rynku gazu w Polsce. Widoczny był znaczący spadek cen gazu na TGE zarówno na rynku spot, jak i na rynku terminowym, choć ich poziom był nadal wyższy niż na rynkach zachodnich przy niemal utrzymującym się wolumenie obrotu. Na parkiecie giełdowym zauważyć można było zwiększenie aktywności pojedynczych spółek obrotu. Jednak w dalszym ciągu, pozycję dominującą na rynku hurtowym utrzymuje jeden sprzedawca. Biorąc pod uwagę udział grupy kapitałowej PGNiG w rynku detalicznym i hurtowym, nastąpił jego spadek w porównaniu z rokiem poprzednim i w 2015 roku osiągnął wartość poniżej 90%.

3. Bariery rozwoju rynku gazu w Polsce

Obowiązkowe zatwierdzanie przez Prezesa URE taryf dla wszystkich odbiorców końcowych

Największą barierą w rozwoju rynku gazu w Polsce jest utrzymywanie przez Prezesa URE pełnej regulacji w stosunku do cen gazu dla odbiorców końcowych, pomimo wprowadzenia narzędzi pozwalających na zaistnienie rynkowych zasad w obrocie hurtowym gazem ziemnym oraz pomimo spełnienia warunków ogłoszonych przez Prezesa URE w Komunikacie nr 21/2013 z dnia 22 lipca 2013 r. w sprawie harmonogramu zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwie domowym.

Dalsze utrzymywanie regulacji wszystkich spółek obrotu w zakresie sprzedaży do wszystkich odbiorców końcowych jest, co do zasady niekorzystne dla rozwoju rynku, gospodarki i samych odbiorców oraz niezgodne z regulacjami Unii Europejskiej. Potwierdza to też wyrok Trybunału Sprawiedliwości UE z dnia 10 września 2015 r. (sprawa nr C-36/14), który podtrzymał dotychczasowe stanowisko Komisji Europejskiej, zgodnie z którym nieograniczony w czasie obowiązek stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne cen dostaw gazu ziemnego zatwierdzanych przez Prezesa URE stanowi środek nieproporcjonalny i niezgodny z art. 3 ust. 2 dyrektywy 2009/73/WE, ponieważ wykracza poza to co jest konieczne w celu osiągnięcia ekonomicznego interesu ogólnego (ochrony przed wygórowanymi cenami gazu), ponieważ ceny ustalone dla odbiorców końcowych innych niż gospodarstwa domowe utrudniają nowym dostawcom gazu wejście na rynek i nie pozwalają konsumentom skorzystać w pełni z tego, co może oferować rynek wewnętrzny.

Biorąc pod uwagę obecną sytuację na rynku gazu w Polsce, Prezes URE jak najszybciej powinien opublikować i wdrożyć nowy harmonogram uwalniania cen gazu ziemnego w Polsce lub jak najszybciej zacząć realizować harmonogram zawarty w komunikacie z 22 lipca 2013 r. mając na uwadze szereg zmian, które nastąpiły na rynku pomimo licznych barier, takich jak m.in. znaczący wzrost płynności rynku hurtowego, rosnąca liczba uczestników na rynku gazu i ich coraz większy udział w tym rynku czy w końcu rosnąca liczba odbiorców, którzy zdecydowali się zmienić dotychczasowego sprzedawcę gazu.

Dlatego TOE ponownie proponuje jak najszybsze zwolnienie w pierwszej kolejności spółek obrotu spoza grupy kapitałowej PGNiG z obowiązku przedkładania Prezesowi

URE taryf do zatwierdzenia dla wszystkich grup odbiorców. Utrzymanie obowiązku zatwierdzania taryfy z ceną taryfową o charakterze ceny maksymalnej nie gwarantuje pełnej możliwości skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy, dodatkowo ograniczając prawa odbiorcy w dostępie do cen oferowanych na warunkach rynkowych.

Obecny kształt ustawy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego

Ustawa o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego [14] nakłada na spółki obrotu sprowadzające gaz z zagranicy obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spółki te mogą być przez ministra właściwego do spraw gospodarki (obecnie Ministra Energii) zwolnione z tego obowiązku, jeżeli liczba odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³ (równowartość ok. 1,1 TWh gazu w jednostkach energii).

Zapisy tej ustawy są dyskryminujące w stosunku do spółek obrotu, które mogłyby stać się realną alternatywą wobec podmiotu dominującego i skutecznie zniechęcają te spółki do zwiększania wolumenów gazu importowanego w ilości powyżej 100 mln m³. Fakt ten można potwierdzić zarówno analizując obecne zapisy ustawy, jak również obserwując na rynku brak albo znikome zainteresowanie alternatywnych spółek obrotu dostępem do pojemności magazynowych. Ponadto odbiorcy, którzy importują gaz na własne potrzeby, nie muszą ustanawiać zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, są w uprzywilejowanej sytuacji w stosunku do spółek obrotu, które importują gaz w celu dalszej odsprzedaży.

Zdaniem TOE potrzebna jest jak najszybsza zmiana tej ustawy polegająca na:

- nałożeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na spółki obrotu sprzedające gaz tylko do odbiorców chronionych (gospodarstwa domowe, szpitale, żłobki) – co było zawarte w historycznym projekcie ustawy – Prawo gazowe, mającej być częścią pakietu ustaw energetycznych zwanego „dużym trójpakiem”), lub
- wprowadzeniu tzw. „modelu biletowego”, opartego na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego, w którym państwo poprzez Agencję Rezerw Materiałowych (lub inny wskazany podmiot) będzie fizycznie utrzymywać w całości lub części zapasy gazu w zamian za opłatę celową wnoszoną przez spółki obrotu objęte obowiązkiem utrzymywania rezerw (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych).

Obecny kształt rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu

Rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu (Dz. U. z 2000 roku nr 95, poz. 1042) poprzez narzucenie sztywnych udziałów importu gazu z państw ościennych nie pozwala na ustalanie kierunków importu na podstawie rachunku ekonomicznego spółek obrotu. Niejasna jest też definicja importu, który w zależności od źródła, zawiera bądź wyklucza dostawę z państw członkowskich Unii Europejskiej. TOE pozytywnie odbiera kierunek proponowanych zmian ww. rozporządzenia w zakresie wyłączenia LNG, wprowadzenia jednoznacznych definicji importu i źródła pochodzenia oraz zmniejszenia wymaganych poziomów dywersyfikacji. Natomiast zdaniem TOE wystarczające jest istnienie możliwości importu gazu z różnych kierunków, poprzez istniejące interkonektory, bez nakazu fizycznej dywersyfikacji dostaw dla każdego podmiotu.

Nadmierny zakres obowiązków sprawozdawczych w zakresie obrotu gazem ziemnym

Podmioty posiadające koncesje w zakresie obrotu gazem ziemnym i obrotu gazem ziemnym z zagranicą są zobowiązane do składania wielu sprawozdań/raportów/informacji, cyklicznie oraz na żądanie organów administracji publicznej, ARE, GUS, często powielając te same dane. Obowiązkami sprawozdawczymi objęte są wszystkie podmioty bez względu na faktyczny zakres prowadzonej działalności lub prowadzenie jej w bardzo ograniczonej skali. Rodzi to konieczność stworzenia i utrzymania rozbudowanych struktur organizacyjnych, co w szczególności dla podmiotów rozpoczynających działalność stanowi znaczny koszt wejścia na rynek.

TOE postuluje uproszczenie procedur sprawozdawczych, tak aby dane nie były powielane, składane w tych samych jednostkach, tak aby ograniczyć liczbę raportów i sprawozdań do niezbędnego minimum.

Inne bariery funkcjonowania na rynku gazu w Polsce

- Utrudniona i skomplikowana procedura zmiany sprzedawcy (w szczególności częściowej zmiany sprzedawcy) oraz brak jednolitych standardów wymiany danych pomiarowych i elektronicznej współpracy przy procesie zmiany sprzedawcy oraz brak ułatwień na etapie rozliczenia umów dystrybucji i sprzedaży gazu.
- Niekorzystne i odbiegające od tych stosowanych w krajach ościennych warunki taryfowe (a przez to ekonomiczne) dla krótkoterminowych umów sprzedaży gazu,

wynikające z kosztów przesyłu i dystrybucji dla takich okresów. Powinno nastąpić zmniejszenie współczynników korygujących stawkę opłaty przesyłowej/dystrybucyjnej dla umów krótkoterminowych.

- Umowa kompleksowa jako podstawowa i jedyna opłacalna forma sprzedaży gazu do odbiorcy (sprzedaż wg umów rozdzielonych to konieczność wychodzenia odbiorcy bezpośrednio na rynek bilansujący).
- IRIESP i IRIESD są dokumentami bardzo rozbudowanymi i mało przejrzystymi. Skomplikowane są zasady rozliczeń na rynku bilansującym oraz zasady dotyczące dotrymania nominacji. Należałoby w przyszłości dążyć do ich uproszczenia tak jak to ma miejsce na rynku energii elektrycznej.
- Brak jest wystarczającej przejrzystości w warunkach świadczenia usług przesyłania zwrotnego na gazociąg jamalskim oraz nie zrealizowano włączenia tego gazociągu do systemu OSP z wszelkimi tego następstwami.
- Brak przejrzystości oraz jasnych zasad dotyczących zawierania Umów Dystrybucyjnych z małymi OSD (tzw. OSDW).
- Utrudniony dostęp do informacji rynkowej głównie dotyczącej działalności detalicznej.
- Zbyt długotrwałe postępowania taryfowe bez uwzględnienia rzeczywistych kosztów ponoszonych przez spółki obrotu z taryfą PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. jako benchmarkiem. Jakakolwiek znacząca zmiana w warunkach funkcjonowania spółki (np. wzrost cen na rynku hurtowym) możliwa jest do przeniesienia w taryfie ze znacznym opóźnieniem powodując realne straty.

WNIOSKI

W 2015 roku, w stosunku do lat poprzednich, nastąpił istotny postęp w liberalizacji rynku gazu w Polsce przejawiający się wzrostem dynamiki zmian sprzedawców energii elektrycznej oraz rosnącą liczbą aktywnych podmiotów działających na tym rynku. W dalszym ciągu niepokojący jest brak widocznych działań w usuwaniu barier na rynku gazu, zwłaszcza jeśli chodzi o zwolnienie części spółek obrotu czy segmentów odbiorców końcowych z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE, zmiany regulacji w zakresie obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych czy też dywersyfikacji kierunków dostaw gazu.

4. Otoczenie rynkowe

LNG

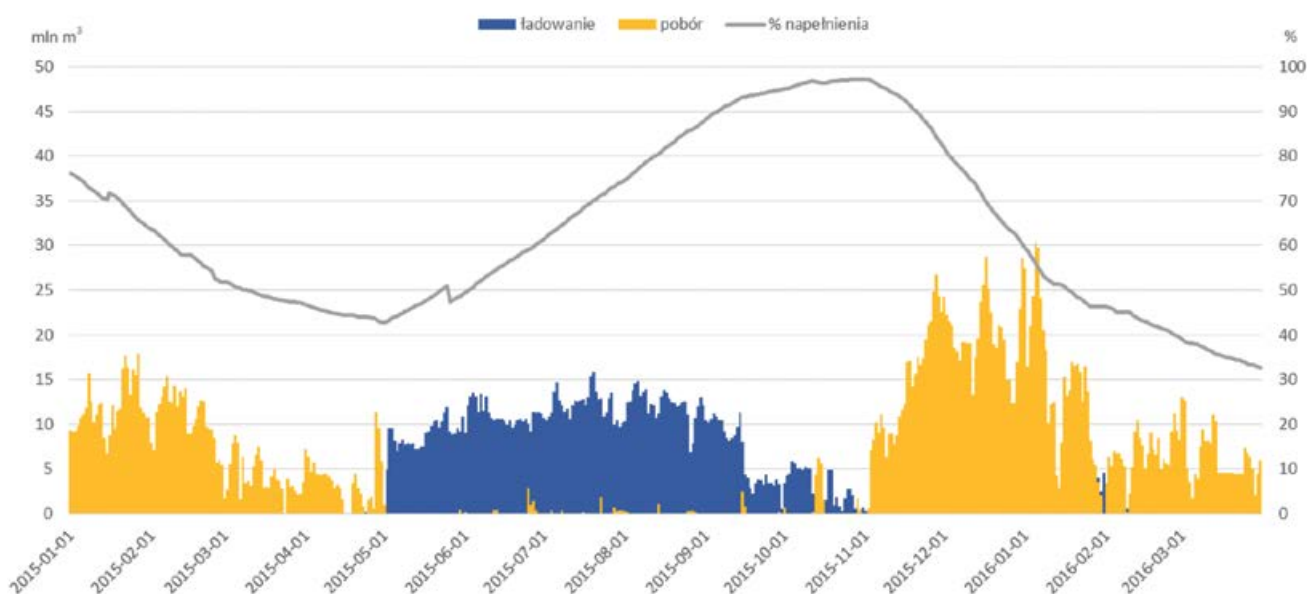
Wybudowany w Świnoujściu terminal do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego był jedną z największych i najważniejszych inwestycji w ostatnich latach mającej na celu poprawienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Gazoport pozwala na odbieranie skroplonego gazu ziemnego drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. Jest to pierwszy tego typu projekt w całej Europie Środkowo-Wschodniej i regionie Morza Bałtyckiego. Port regazyfikacyjny jest w stanie przyjąć rocznie 5 mld m³ gazu. Istnieje jednak możliwość dobudowy trzeciego zbiornika, co powiększyłoby jego zdolność rozładunkową do 7,5 mld m³ w okresie jednego roku. Już w 2009 roku została podpisana z Katarą 20-letnia umowa na dostawy LNG w wielkości 1,5 mld m³ gazu rocznie. Pozostałe zdolności zostały udostępnione innym uczestnikom rynku. Mimo fizycznego zakończenia budowy gazoport nie został jednak w zeszłym roku oddany do użytku. Komercyjne użytkowanie terminalu będzie możliwe dopiero po pomyślnym zakończeniu testów eksploatacyjnych. Pierwsza dostawa błękitnego paliwa dla celów testowych nastąpiła 11 grudnia 2015 r. Metanowiec o nazwie „Al. Nauman” 21 dni po wypłynięciu z katarskiego portu Ras Laffan dostarczył do gazoportu w Świnoujściu około 120 mln m³ gazu. Surowiec został zakupiony od tej samej katarskiej spółki Qatargas, z którą podpisana została długoterminowa umowa na dostawy LNG do Polski. Druga dostawa miała miejsce 8 lutego 2016 r. Surowiec również wykorzystany został do testów, jednak tym razem dostarczone zostało 130 mln m³ gazu. Gazoport może mieć kluczowe znaczenie dla Polski przy dywersyfikacji źródeł importu błą-

kitnego paliwa. Przy dynamicznej, zmieniającej się sytuacji rynkowej może również umożliwić uzyskanie konkurencyjnej ceny gazu.

Globalny rynek LNG rozwija się w bardzo szybkim tempie. W 2015 roku LNG pokrywał około 10% światowego zapotrzebowania na gaz ziemny. W najbliższych latach prognozuje się jednak dalszy wzrost znaczenia błękitnego paliwa w płynnej postaci. Do największych eksporterów LNG należą Katar, Algieria, Nigeria, Malezja, Indonezja, Trinidad & Tobago, a także Australia i Rosja. W ciągu kilku lat do grona wpływowych graczy na tym rynku będzie można zaliczyć również USA, które dzięki posiadanym zasobom i realizowanym inwestycjom będzie mogło przejąć prym w ilości eksportowanego surowca. Amerykański gaz może mieć w przyszłości kluczowe znaczenie na kształtowanie się ceny gazu na kontynencie europejskim.

Magazyny

Polska posiada 7 magazynów gazu wysokometanowego o łącznej pojemności ok. 2,8 mld m³. Wszystkie są własnością największej polskiej spółki gazowej – PGNiG SA. Nowe zdolności magazynowe w 2015 wyniosły 0,06 mld m³. W dniu 1 lipca 2015 r. zmieniły się zasady świadczenia usług magazynowania. Wycofano usługi dla każdego magazynu oddzielnie, natomiast powstały 3 wirtualne punkty magazynowe, do których należą Grupy Instalacji Magazynowych Kawerna (w skład której wchodzi PMG Mogilno oraz PMG Kosakowo) i Sanok (PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica, PMG Strachocina oraz PMG Husów), a także Instalacja Magazynowa PMG Wierchowice.



Rys. 21. Wielkość ładowania, poboru oraz stan napełnienia magazynów gazu w Polsce.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GIE.

W dniu 1 stycznia 2015 r. w magazynach w Polsce znajdowało się ok. 1,9 mld m³ gazu, co stanowiło 76% ówczesnej pojemności. Na koniec gazowego sezonu zimowego, tj. 31 marca były one wypełnione w 47% (1,2 mld m³). W 2015 roku regularne zatłaczanie surowca rozpoczęto na początku maja, natomiast pobór zapoczątkowano dopiero (ze względu na brak mroźnej zimy) na przełomie października i listopada. Z początkiem 2016 roku w magazynach znajdowało się 1,7 mld m³ gazu (59% całkowitej pojemności). Druga z kolei ciepła zima spowodowała, że na koniec gazowego sezonu zimowego (31 marca 2016 r.), w magazynach znajdowały się rezerwy gazu w wielkości 0,9 mld m³ (33% całkowitej pojemności).

Połączenia międzysystemowe

Połączenie polskiego systemu gazowniczego z systemami krajów ościennych ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Istniejące połączenia międzysystemowe umożliwiają import gazu z Niemiec, Czech, Ukrainy oraz Białorusi. Od 1 stycznia 2015 roku zostały udostępnione nowe techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Stało się tak za sprawą rozbudowy punktu we Włocławku. Możliwości importu na zasadach ciągłych z wykorzystaniem rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim wzrosły z 2,3 do 5,5 mld m³/rok (punkt Mallnow rewers). Do tego doliczyć należy również 2,7 mld m³ przepustowości na zasadach przerywanych (tj. import możliwy jest tylko w przypadku utrzymania przepływu gazu gazocią-

giem jamalskim w kierunku Niemiec). Do innych głównych punktów połączeń międzysystemowych umożliwiających import gazu do Polski należą: Lasów (połączenie z Niemcami – 1,5 mld m³/rok), Drozdowicze (połączenie z Ukrainą – 5,7 mld m³/rok), Wysokoje (połączenie z Białorusią – 5,5 mld m³/rok) oraz Cieszyń (połączenie z Czechami – 0,5 mld m³/rok). Eksport gazu z Polski do krajów ościennych możliwy jest jedynie przez punkty w Lasowie oraz Cieszynie. Relatywnie wysokie koszty przejścia pomiędzy systemami przesyłowymi danych krajów uniemożliwiały arbitraż pomiędzy giełdami. Przez cały 2015 rok pojawiło się zaledwie kilka okazji do zakupu gazu na giełdach zagranicznych taniej niż na giełdzie polskiej (doliczając koszty przejścia).

WNIOSKI

Wraz z rozwojem infrastruktury gazowej (budowa terminalu LNG w Świnoujściu, wzrost możliwości importowych przez punkt Mallnow rewers) rynek gazu w Polsce przestał być rynkiem wyizolowanym. Gaz rosyjski nie jest już jedynym możliwym wyborem, chociaż w dalszym ciągu stanowi kluczowy wolumen importowanego surowca. Coraz większy wpływ na ceny zarówno dla odbiorców hurtowych, detalicznych, jak i na TGE mają ceny kształtujące się na zachodnich hubach gazowych. Jest to powód, dla którego na rynek gazu powinno się patrzeć w ujęciu globalnym.

V. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH

DZIAŁANIA KRÓTKOTERMINOWE (DK). ENERGIA ELEKTRYCZNA

- 1.DK. Przyspieszenie prac związanych z nowelizacją ustawy o OZE, w celu możliwie szybkiego uruchomienia nowego rynku opartego na systemie aukcyjnym.
- 2.DK. Przeprowadzenie z udziałem przedstawicieli sektora elektroenergetycznego procesu legislacyjnego zmierzającego do przyjęcia i publikacji nowej ustawy o efektywności energetycznej w terminach umożliwiających przygotowanie się sektora do zmian.
- 3.DK. Podjęcie działań mających na celu zwiększenie płynności na rynku kontraktów finansowych TGE w zakresie energii elektrycznej oraz na rynku terminowym dla PMOZE_A.
- 4.DK. Weryfikacja systemu opłat giełdowych (TGE) w celu utrzymania dużej płynności rynków towarowych, przy uwzględnieniu spadającego poziomu „obligo giełdowego”.
- 5.DK. Zwiększenie atrakcyjności RIF w celu zwiększenia płynności tego segmentu giełdowego.
- 6.DK. Kontynuacja prac i współpracy OSD ze sprzedawcami w zakresie koncepcji modelu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w Polsce zgodnej ze standardem eBIX, wdrożenia CSWI.

DZIAŁANIA KRÓTKOTERMINOWE (DK). GAZ

- 7.DK. Podjęcie przez Prezesa URE decyzji o zwolnieniu spółek obrotu spoza grupy kapitałowej PGNiG z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia dla wszystkich grup odbiorców.
- 8.DK. Nowelizacja ustawy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego wysokometanowego w kierunku ograniczenia obowiązku utrzymania zapasów do spółek obrotu sprzedających gaz do odbiorców końcowych tzw. odbiorców chronionych zgodnie z wymogami regulacji UE (gospodarstwa domowe, szpitale, żłobki, przedszkola itp.) lub wprowadzenie modelu biletowego.

- 9.DK. Zmiana rozporządzenia dywersyfikacyjnego oraz wprowadzenie jednoznacznej interpretacji zapisów rozporządzenia w zakresie wykorzystania rewersu (Mallnow).
- 10.DK. Uproszczenie procedur sprawozdawczych oraz ograniczenie liczby raportów i sprawozdań na rynku gazu do niezbędnego minimum.
- 11.DK. Zmiany w IRIESP GAZ-SYSTEM S.A. i IRIESD Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w kierunku uproszczenia procedury zmiany sprzedawcy (w szczególności częściowej zmiany sprzedawcy), wprowadzenie jednolitych standardów wymiany danych pomiarowych i rozliczenia umów dystrybucji oraz uproszczenie rozliczeń na rynku bilansującym.
- 12.DK. Wsparcie mechanizmów do zapewnienia płynności obrotu gazem na tym rynku giełdowym i OTC.
- 13.DK. Przeniesienie całości obrotu detalicznego do spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
- 14.DK. Kalkulowanie cen taryfowych gazu w oparciu o rzeczywiste koszty ponoszone przez spółki, w szczególności mając na uwadze maksymalny ich charakter.

DZIAŁANIA DŁUGOTERMINOWE (DD). ENERGIA ELEKTRYCZNA

- 1.DD. Intensyfikacja działań mających na celu budowę rynku mocy poprzez przejście z etapu prac koncepcyjnych, poprzez uzgodnienia z Komisją Europejską, do opracowania projektu ustawy tworzącej cały system wraz z rozporządzeniami wykonawczymi.
- 2.DD. Aktywny udział w prowadzonych na szczeblu unijnym pracach nad kształtem systemu EU ETS oraz celami długoterminowymi UE w zakresie ochrony klimatu, w celu uwzględnienia polskich uwarunkowań gospodarczych i zabezpieczenia konkurencyjności polskiej gospodarki.
- 3.DD. Intensyfikacja prac nad budową nowej Polityki energetycznej Polski do 2050 r., uwzględniającej kierunki polityki energetycznej UE oraz rolę sektora węglowego i jądrowego w Polsce.

DZIAŁANIA DŁUGOTERMINOWE (DD). GAZ

- 4.DD. Podjęcie przez Prezesa URE decyzji o zwolnieniu wszystkich spółek obrotu gazem z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania dla gospodarstw domowych.
- 5.DD. Tworzenie hubu gazowego w Polsce uwzględniając racjonalną rozbudowę istniejących lub budowę nowych mocy transgranicznych na wybranych
- 6.DD. Wypracowanie modelu współpracy z operatorem Terminala LNG w zakresie dostępu do usług regazyfikacji oraz stworzenia możliwości obrotu LNG i gazem po regazyfikacji LNG.
- kierunkach geograficznych (z UE) z zapewnieniem rewersu fizycznego na tych połączeniach oraz zwiększeniem możliwości transgranicznego obrotu gazem i dostępu do przepustowości międzysystemowych.

VI. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

ACER	– Agency for the Cooperation of Energy Regulators	OSP	– Operator System Przesyłowego – PSE S.A.
DSM	– Demand-Side Management	OZE	– odnawialne źródła energii
DSR	– Demand-Side Response	PM	– prawa majątkowe
ESMA	– European Securities and Markets Authority	PTPIREE	– Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
EU ETS	– wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych	REMIT	– rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
IRIESD	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	RB	– Rynek Bilansujący
IRIESP	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej	RDB	– Rynek Dnia Bieżącego
IRZ	– Interwencyjna Rezerwa Zimna, także RIZ	RDN	– Rynek Dnia Następnego
KE	– Komisja Europejska	RDNg	– Rynek Dnia Następnego Gazu
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny	RM	– Rada Ministrów
ME	– Ministerstwo Energii	RTTg	– Rynek Terminowy Towarowy Gazu
MiFID	– Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/39/WE z 21 stycznia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych	Taryfa G	– zbiór cen i taryf dla energii elektrycznej dla grupy gospodarstw domowych
MG	– Ministerstwo Gospodarki	TGE	– Towarowa Giełda Energii S.A.
OREO	– Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.	TOE	– Towarzystwo Obrotu Energią
ORM	– Operacyjna Rezerwa Mocy	TPA	– <i>Third Party Access</i> – zasada dostępu stron trzecich do sieci
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego	URE	– Urząd Regulacji Energetyki

VII. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

Ustawodawstwo unijne

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.
- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie nr 1228/2003.
- [4] 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.
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE.
- [6] Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- [7] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. nr 94 poz. 551 z późn. zm.).
- [8] Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190 z późn. zm.).
- [9] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn. zm.).
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. 2013, poz. 820).
- [11] Projekt ustawy o efektywności energetycznej z dnia 5 lutego 2016 r. opracowany przez Ministerstwo Energii i rozpatrywany przez Radę Ministrów w dniu 22 marca 2016 r.

Materiały źródłowe (pozoste)

Ustawodawstwo polskie i projekty nowych ustaw

- [1] Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. poz. 2365).
- [2] Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. 2359).
- [3] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. (Dz. U. poz. 478).
- [4] Ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. poz. 827).
- [5] Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. nr 122 poz. 695 z późn. zm.).
- [12] Czabański: opłata audiowizualna raczej w rachunku za prąd. PAP, Warszawa, 23 lutego 2016 r.
- [13] Robocze założenia prac nad ustawą o składce audiowizualnej (dokument niepublikowany). Projekt, 22 marca 2016 r.
- [14] Energia elektryczna a abonament RTV – wybrane zagadnienia. Materiał dotyczący „Roboczych założeń prac nad ustawą o składce audiowizualnej” na spotkanie w Ministerstwie Kultury i Dziedzictwa Narodowego. TOE, Warszawa, 23 marca 2016 r.
- [15] Praca zbiorowa: Praca zbiorowa: Koncepcja Modelu Wymiany Informacji pomiędzy uczestnikami detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce (oparta o standard eBIX), wersja eBIX_PL v 1.0, PTPIREE, Poznań, 18 maja 2015 r.

- [16] Praca zbiorowa: Koncepcja Modelu Wymiany Informacji pomiędzy uczestnikami detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce (oparta o standard ebIX), wersja ebIX_PL v 1.0 z autokorektą, PTPIREE, Poznań, 23 czerwca 2015 r.
- [17] Praca zbiorowa: Standardy Wymiany Informacji Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI), wersja: SWI CSWI_PL v 1.0, PTPIREE, Poznań, 23 czerwca 2015 r.
- [18] Praca zbiorowa: Wdrożenie Centralnego Systemu Wymiany Informacji. Prezentacje seminarium technicznego PTPIREE, Warszawa, 17 marca 2016 r.
- [19] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE – stan na 31 marca 2015 r. Raport TOE. Warszawa, 30 kwietnia 2015 r.
- [20] Statystyka elektroenergetyki polskiej. ARE SA, 2015.
- [21] Dane dostarczone przez spółki obrotu – członków wspierających TOE, 2015/2016.
- Strony internetowe*
- [22] www.cire.pl
- [23] www.mg.gov.pl
- [24] www.pse.pl
- [25] www.ptpiree.pl
- [26] www.ure.gov.pl
- [27] www.toe.pl

VIII. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XIII KADENCJI

Skład Rady Zarządzającej TOE XIII kadencji (na dzień 31 marca 2016 r.):

- kol. Piotr Zawistowski – Prezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Piotr Adamczak – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Krzysztof Bonk – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Marek Woszczyk – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Robert Bański
- kol. Dawid Klimczak
- kol. Jacek Komolka
- kol. Błażej Krawczyszyn
- kol. Marek Krzysteczko
- kol. Tomasz Lender
- kol. Janusz Moroz
- kol. Przemysław Piesiewicz
- kol. Piotr Rogóż
- kol. Andrzej Wołosz
- kol. Piotr Wąsik

Pracownicy biura TOE:

- kol. Monika Gasiuk
- kol. Daniel Borkowski
- kol. Marek Kulesa

IX. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU

Skład osobowy Zespołu TOE ds. opracowania Raportu TOE 2016:

- kol. Robert Bański, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Sławomir Białczak, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Daniel Borkowski, TOE, Legal Partner
- kol. Anna Gabrysiak, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Waldemar Gochnio, TOE
- kol. Sebastian Gola, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Wojciech Graczyk, RWE Polska S.A.
- kol. Paweł Hawranek, Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o.
- kol. Krzysztof Kępa, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Marek Kulesa, TOE – koordynujący Raport
- kol. Janusz Kurzak, Enteneo Energy Trading Sp. z o.o.
- kol. Kamil Krasowski, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Krystian Krupa, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Marek Krzysteczko, Polenergia Obrót S.A.
- kol. Michał Kukurba, Polenergia Obrót S.A.
- kol. Witold Lebek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Marcin Ludwicki, członek TOE
- kol. Andrzej Malec, RWE Polska S.A.
- kol. Karolina Mucha-Kuś, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Daniel Naczyński, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Witold Obniski, RWE Polska S.A.
- kol. Robert Pieczarko, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Damian Sus, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Grzegorz Wiliński, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Michał Zalewski, ENERGA – Obrót S.A.
- kol. Krzysztof Żukowski, członek TOE



Towarzystwo Obrotu Energią

ul. Czackiego 7/9/11, 00-043 Warszawa

tel. (22) 827 57 93, fax (22) 826 61 55, e-mail: toe@toe.pl, www.toe.pl

