



Towarzystwo Obrotu Energią

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU W POLSCE

stan na 31 marca 2020 r.

Raport TOE

Warszawa, 25 czerwca 2020 r.

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU W POLSCE

stan na 31 marca 2020 r.

Raport 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

Warszawa, 25 czerwca 2020 r.

**Rozpowszechnianie Raportu, jak również przytaczanie jego fragmentów, dozwolone ze wskazaniem źródła.
Copyright © Towarzystwo Obrotu Energią 2020**

SPIS TREŚCI

I. Wprowadzenie	6
II. Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 stycznia 2019 r. do 31 marca 2020 r.	7
1. Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw z późniejszymi nowelizacjami oraz rozporządzenie w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia	8
2. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a produkty na rynku i ustawa prądowa.....	9
3. Rynek uprawnień do emisji CO ₂ a rynek energii elektrycznej.....	10
4. Rynek mocy – kolejne doświadczenia wdrożenia	12
5. Wpływ zmian regulacji finansowych na rynek energii	15
6. Ochrona uzasadnionych praw odbiorców. Sprzedaż rezerwowa związana z zaprzestaniem sprzedaży energii przez sprzedawców	16
7. Wdrożenia XBID – wpływ na rynek.....	17
P1. Planowane zmiany ustawy o OZE – koncepcje prosumenta grupowego i wirtualnego	18
P2. Prace nad wprowadzeniem inteligentnego opomiarowania oraz powołaniem Operatora Informacji Rynku Energii	19
P3. Planowane zmiany na rynku bilansującym	21
P4. Rozpoczęcie prac nad nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne wdrażającą tzw. pakiet zimowy	22
P5. Wtórny rynek mocy	23
III. Wpływ epidemii koronawirusa SARS – COV2 na sektor energetyczny w Polsce	24
1. Sytuacja w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem sektora energetycznego (energii elektrycznej i gazu)	24
2. Zmiany w obszarze regulacyjnym, związane ze stanem epidemii koronawirusa, w tym tzw. „tarcze antykryzysowe”	25
IV. Rynek gazu	27
1. Rynek detaliczny	27
2. Uwarunkowania infrastrukturalne.....	29
3. Uwarunkowania prawne na rynku gazu.....	33
4. Inne zagadnienia	35
V. Kształtowanie się cen energii elektrycznej, gazu i świadectw pochodzenia	36
1. Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej.....	36
2. Rynek Terminowy energii elektrycznej	38
3. Rynek Praw Majątkowych	41
4. Rynek gazu	45
5. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy.....	48
6. Gwarancje Pochodzenia energii elektrycznej	51
VI. Propozycje działań krótko- i długoterminowych	54
VII. Zastosowane skróty i oznaczenia	56
VIII. Materiały źródłowe	57
IX. Rada Zarządzająca TOE XV kadencji	60
X. Zespół ds. opracowania Raportu	60

I. WPROWADZENIE

Raport „Rynek Energii Elektrycznej i Gazu w Polsce – stan na 31 marca 2020 r.”, zwany dalej Raportem TOE 2020 lub Raportem, podsumowuje kluczowe zdarzenia, jakie miały wpływ na rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce w okresie od 1 stycznia 2019 r. do 31 marca 2020 r., przy czym przytoczone dane i zestawienia statystyczne obejmują pełny rok kalendarzowy 2019. Podobnie jak w przypadku poprzednich raportów, opracowywanych niezmiennie od 2009 roku, zakres merytoryczny Raportu TOE 2020 koncentruje się głównie na obszarach charakterystycznych dla działalności Towarzystwa Obrót 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 kluczowe działania i wydarzenia, które zdaniem TOE miały istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w omawianym okresie. W rozdziale tym zespół autorski scharakteryzował i ocenił (z punktu widzenia sektora obrotu) najważniejsze z wydarzeń, dokumentów i materiałów w opisywanym okresie, w tym tzw. „zamrożenie cen” oraz związane z nim kwoty różnicy ceny i rekompensaty, politykę taryfikacji, handel emisjami CO₂, rynek mocy, regulacje finansowe, zmian ustawy o odnawialnych źródłach energii, prace nad wdrożeniem inteligentnego opomiarowania i ich wpływu na rynek energii elektrycznej.

W rozdziale III Raportu zarysowany jest niespodziewany wpływ epidemii koronawirusa SARS – COV2 na sektor energii elektrycznej i gazu oraz przedstawione są wprowadzone przez Rząd RP zmiany w obszarze regulacyjnym w ramach tzw. „tarcz antykrzysowych”.

Rozdział IV, dotyczący rynku gazu, składa się z czterech podrozdziałów opisujących: rynek detaliczny, uwarunkowania infrastrukturalne i prawne oraz inne, wybrane zagadnienia.

Rozdział V opisuje kształtowanie się cen energii elektrycznej, gazu i świadectw pochodzenia i tzw. produktów powiązanych na rynku w 2019 roku, obejmując: Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej, Rynek Terminowy energii elektrycznej, Rynek Praw Majątkowych, rynek gazu, nośniki energii (węgiel kamienny i ropę) oraz rynki Gwarancji Pochodzenia (OZE i CHP).

W rozdziale V, analogicznie jak w latach poprzednich, 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 XV kadencji, natomiast w rozdziale IX skład zespołu autorskiego.

Raport TOE 2020 został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego na dzień 31 marca 2020 r., przy czym z uwagi na dynamikę zmian wynikającą z ogłoszonego stanu epidemii koronawirusa w Polsce oraz jego wpływ na zmiany w obszarze regulacyjnym w tym czasie, część analizująca skutki powyższego stanu na rynek energetyczny obejmuje okres do dnia 14 maja 2020 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 2019 R. DO 31 MARCA 2020 R.

Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce, w okresie od 1 stycznia 2019 r. do 31 marca 2020 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 tzw. 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 2019 r. do 31 marca 2020 r.

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działania [1-7]/plany [P1-P6]	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana międzysystemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
1	Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw z późniejszymi nowelizacjami oraz rozporządzenie w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia	-	N	-	-	-	N	+/-	8
2	Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a produkty na rynku i ustawa prądowa	-	N	-	N	-	N	+	10
3	Rynek uprawnień do emisji CO ₂ a rynek energii elektrycznej	-	-	N	+/-	-	N	-	12
4	Rynek mocy – kolejne doświadczenia wdrożenia	+	+	-	+	N	N	+/-	15
5	Wpływ zmian regulacji finansowych na rynek energii	-	-	N	-	-	-	-	20
6	Ochrona uzasadnionych praw odbiorców. Sprzedaż rezerwa związana z zaprzestaniem sprzedaży energii przez sprzedawców	+	N	-	N	+/-	N	+	21
7	Wdrożenia XBID – wpływ na rynek	+	+	N	+	N	+	N	23
P1	Planowane zmiany ustawy o OZE – koncepcje prosumenta grupowego i wirtualnego	+	+/-	-	N	+/-	N	+	26
P2	Prace nad wprowadzeniem inteligentnego opomiarowania oraz powołaniem Operatora Informacji Rynku Energii	+	+	-	N	+	N	+/-	28
P3	Planowane zmiany na rynku bilansującym	+/-	+	N	+/-	+/-	+/-	-	32
P4	Rozpoczęcie prac nad nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne wdrażającą tzw. pakiet zimowy	+/-	N	-	N	+/-	N	+	34
P5	Wtórny rynek mocy	+	+	N	+	N	N	N	35

Legenda: „N” – neutralne; „-” – negatywny wpływ; „+” – pozytywny wpływ; „+/-” – wpływ pozytywny i negatywny w zależności od kryterium oceny; Kolorem niebieskim oznaczono propozycje/plany wprowadzenia określonych rozwiązań, które ukazały/pojawiły się do 31 marca 2020 r.

¹ Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

1. Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw z późniejszymi nowelizacjami oraz rozporządzenie w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia

Przyjęta przez Sejm RP w dniu 28 grudnia 2018 r. ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw [19], tzw. ustawa prądowa (cenowa), miała w całym 2019 roku decydujący wpływ na kształtowanie się cen energii elektrycznej na tzw. rynku detalicznym, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy. Jak wskazano w poprzednim Raporcie, od początku opublikowania projektu ww. ustawy, budziła ona daleko idące wątpliwości zarówno dotyczące kierunku zmian, jak i konkretnych jej zapisów, mających skutkować „zamrożeniem” cen energii dla odbiorców końcowych na poziomie z 30 czerwca 2018 r. Oprócz „zamrożenia” cen ustawa prądowa wprowadziła zmniejszenie stawki akcyzy na energię elektryczną z 20 do 5 zł za MWh oraz obniżenie o 95% opłaty przejściowej, uiszczanej w ramach płatności za usługi dystrybucji przez odbiorców energii elektrycznej. Wiele kwestii w przyjętej ustawie nie było niestety jednoznacznie przesądzonych, w licznych zapisach ustawa mogła być różnie interpretowana, a szereg obowiązków był odmiennie rozumiany przez poszczególnych sprzedawców.

Podczas 2019 roku po szerokich dyskusjach, także z udziałem przedstawicieli TOE, ustawa została aż czterokrotnie znowelizowana przez Sejm ustawami przyjętymi kolejno: 21 lutego [18], 13 czerwca [17] oraz 19 [16] i 31 lipca [15]. Kolejne nowelizacje zmieniały zapisy pierwotne ustawy, wciąż jeszcze jednak budziły i budzą dalsze wątpliwości legislacyjne i prawne. Lutowa nowelizacja (opisana także w poprzednim Raporcie) dotyczyła ważnych dla sektora obrotu artykułów (m.in. art. 5 – 8), zmieniono m.in. termin wdrożenia zmian cen w umowach z odbiorcami końcowymi – z 1 kwietnia 2019 r. na „**30 dni od dnia wejścia w życie rozporządzenia wykonawczego**”. Uszczegółowiono także delegację do wydania odpowiedniego rozporządzenia Ministra Energii (patrz dalej).

Czerwcową nowelizacją z kolei „podzieliła” rok na dwa półrocza, w których model rozliczeń odbiorców znacząco się różnił. Rozliczenie pierwszego następowało na takich zasadach, jakie przewidywały obowiązujące w tym czasie przepisy, czyli ustawa przed zmianą. Sprzedawcy (do 14 września) musieli dostosować ceny i stawki opłat stosowane w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi do warunków z 30 czerwca 2018 r. W drugim półroczu obowiązek „zamrożenia” cen został natomiast ograniczony. Zamrożone ceny energii mieli odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym gospodarstwa domowe, ale i mikro- oraz mali przedsiębiorcy, szpitale, jednostki sektora finansów publicznych, w tym samorządy oraz państwowe jednostki organizacyjne

nieposiadające osobowości prawnej. Odbiorcy ci, z wyjątkiem gospodarstw domowych, musieli złożyć (finalnie, również po nowelizacji, do 13 sierpnia) specjalne oświadczenie o spełnianiu wymogów ustawowych. Reasumując – przez cały 2019 rok ceny nie wzrosły dla 15,1 mln gospodarstw domowych. Od 1 lipca „zamrożenie” objęło też ok. 1000 szpitali, 61 tys. instytucji sektora finansów publicznych – w tym samorządów, 1,937 mln mikrofirm i 57 tys. małych firm. Od 1 lipca 2019 r. przedsiębiorstwa obrotu nie miały już obowiązku stosowania cen energii elektrycznej i stawek opłat na poziomie z 30 czerwca 2018 r. dla średnich i dużych przedsiębiorstw. Dla nich (niekwalifikowanych jako energochłonne) nowelizacja wprowadziła możliwość ubiegania się o dofinansowanie do każdej kupionej i zużytej w drugiej połowie 2019 roku ilości energii w ramach dozwolonej przepisami UE pomocy *de minimis*². Nieco inaczej wyglądała sytuacja w przypadku przedsiębiorstw energochłonnych, które zgodnie z zapisami ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych [16], mogły ubiegać się o rekompensatę tylko w sytuacji, kiedy w pierwszej połowie 2019 roku zrzekły się stosowania wobec nich mechanizmów ochronnych z ustawy o cenach.

Spółki obrotu – sprzedawcy energii po 1 lipca 2019 r., sprzedając energię odbiorcom mogli ubiegać się o rekompensatę finansową z tytułu świadczenia usługi publicznej, a w przypadku pierwszego półrocza o kwotę różnicy ceny wypłacanej z tzw. Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny. Zarządzanie Funduszem powierzono Zarządcy Rozliczeń Cen (Zarządca Rozliczeń SA – dalej „Zarządca Rozliczeń”). Przewidziano, że sprzedawcy będą mogli ubiegać się u Prezesa URE o określenie indywidualnych pozostałych kosztów jednostkowych, używanych do określenia wysokości wypłaty kwoty różnicy ceny. Z kolei za okres pierwszego półrocza 2019 r. przedsiębiorstwa obrotu oraz podmioty dokonujące zakupu energii elektrycznej na własny użytek na giełdzie towarowej składały jednorazowo wnioski do Zarządcy Rozliczeń o wypłatę kwoty różnicy ceny w terminie 40 dni od dnia wejścia w życie obwieszczenia³. W przypadku drugiego półrocza 2019 r. przedsiębiorstwo obrotu składało wnioski do Zarządcy Rozliczeń o wypłatę rekompensaty finansowej, za okres pełnego miesiąca kalendarzowego najpóźniej do dnia 31 stycznia 2020 r. Wypłata kwoty różnicy ceny albo rekompensaty finansowej następowała w terminie 30 dni od dnia otrzymania przez Zarządcę Rozliczeń prawidłowo sporządzonego wniosku. Zgodnie z art. 9 ust. ustawy sprzedawcy „dokonują korekty otrzymanej kwoty różnicy ceny oraz rekompensaty finansowej po uzyskaniu potwierdzenia danych od operatora lub operatorów systemów dystrybucyjnych o wolumenie sprzedanej i zużytej energii elektrycznej za okres od

2 Pomoc *de minimis* może być udzielana do wysokości 200 000 EUR w okresie trzech lat podatkowych.

3 Minister ogłasza obwieszczenie w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie Rozporządzenia Wykonawczego.

dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r., oraz składa wnioski do Zarządcy Rozliczeń cen o korektę otrzymanej kwoty różnicy ceny oraz rekompensaty finansowej”. Wniosek korygujący jest składany jednorazowo w terminie od 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 września 2020 r.

W dniu 19 lipca 2019 r. Minister Energii podpisał rozporządzenie w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia, które uszczegółowiło m.in. model i zasad obliczania kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej. Zdaniem wielu uczestników rynku rozporządzenie, poprzez liczne zastosowane wzory mimo, że miało na celu w maksymalny możliwy sposób odzwierciedlić realia hurtowego rynku energii elektrycznej, było skomplikowane. Co więcej, z uwagi na przyjęte założenia i zastosowane wartości, nie oddawało to w pełni praktycznych działań i rozliczeń na rynku jego wszystkich uczestników. Dane liczbowe znalazły się w obwieszczeniach Ministra Energii w sprawie pozostałych kosztów jednostkowych oraz stawki dofinansowania [33] i [34].

Ponadto należy zwrócić uwagę, że na mocy ustawy prądowej ceny regulowane przez Prezesa URE, ustalone w taryfach funkcjonujących w dniu 31 grudnia 2018 r., zostały przedłużone do końca 2019 r.

WNIOSKI

Zarówno ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, późniejsze jej nowelizacje, jak i rozporządzenie i obwieszczenia Ministra Energii wpłynęły negatywnie na działalność uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym licznych sprzedawców. Przyjęte kierunki zmian, niejasności interpretacyjne, a także kolejne nowelizacje ustawy, budziły daleko idące wątpliwości uczestników rynku energii w Polsce. Rozwijany od lat konkurencyjny rynek energii elektrycznej w Polsce uległ znacznemu ograniczeniu. Dodatkowo oprócz jednego „regulatora” jakim był Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE), pojawił się drugi, który w zakresie sprzedaży energii i kształtowanie cen do odbiorców, właściwie całkowicie przejął jego rolę – Minister Energii.

Efektom przyjętych rozwiązań było znaczne utrudnienie funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce, a także ograniczenie przez sprzedawców ofert sprzedaży energii elektrycznej we wszystkich segmentach odbiorców końcowych.

Należy podkreślić, że zarówno ustawa (od pierwszych dni po wejściu jej w życie), jak i kolejne jej nowelizacje

i rozporządzenie były przedmiotem dyskusji i prac wewnętrznych w TOE, jak również wystąpień w ramach komunikacji zewnętrznej TOE, w tym wystąpień TOE do Ministerstwa Energii, a w przypadku nowelizacji także w ramach prac sejmowych i senackich.

2. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a produkty na rynku i ustawa prądowa

W 2019 roku, pomimo oczekiwań sprzedawców energii nie odnotowano znaczących zmian w podejściu Prezesa URE do zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych. Kontynuowana była dotychczasowa polityka Prezesa URE (tj. utrzymanie obowiązku przedkładania do zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gospodarstw domowych przez wybranych sprzedawców energii elektrycznej), podyktowana, jak wynika z wielu wystąpień przedstawicieli tego organu, przede wszystkim troską o ochronę klientów (odbiorców końcowych) przed nieuzasadnionym wzrostem cen w segmencie gospodarstw domowych.

Konsekwencją zliberalizowanego w 2015 roku stanowiska Prezesa URE, dotyczącego możliwości stosowania innych niż taryfa dla energii elektrycznej ofert sprzedaży energii elektrycznej, była kontynuacja w 2019 roku możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców z grup taryfowych G na zasadach wolnorynkowych. W stosunku do lat poprzednich istotny wpływ na kształtowanie przez sprzedawców produktów wolnorynkowych miała uchwalona pod koniec 2018 roku ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw [19] oraz późniejsze jej nowelizacje [18], [17] i [16] (łącznie zwane ustawą prądową lub cenową), której podstawowym celem było zagwarantowanie braku wzrostu cen energii elektrycznej w 2019 roku w stosunku do roku 2018. Oferowane przez sprzedawców oferty wolnorynkowe musiał wpisywać się w ramy prawne ww. regulacji, co znalazło swoje odzwierciedlenie w produktach kierowanych do odbiorców w segmencie gospodarstw domowych.

Pomimo powyższych okoliczności w 2019 roku nadal obserwowaliśmy działalność sprzedawców energii oferujących różne produkty dostosowane do rzeczywistych potrzeb odbiorców końcowych, co zostało pozytywnie odebrane przez rynek energii elektrycznej. W portfolio produktowym sprzedawców można było odnaleźć coraz bardziej bogatą, spersonalizowaną ofertę do szerszej grupy odbiorców. Zmiana ta przyczyniła się do dalszego rozwoju rynku konkurencyjnego dla konsumentów, co powinno stanowić kolejny krok do jego pełnego uwolnienia.

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

a dla części z nich odgórna regulacja przychodu może oznaczać ponoszenie znaczących strat finansowych na sprzedaży energii do segmentu gospodarstw domowych.

Wspomniana wcześniej ustawa prądowa w 2019 roku wpłynęła również na obowiązek przedkładania przez część sprzedawców taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Mimo wcześniejszego przedłożenia (pod koniec 2018 roku) przez zobowiązanych sprzedawców taryf do zatwierdzenia, nowe taryfy na 2019 rok nie zostały przez Prezesa URE zatwierdzone. Prezes URE na mocy decyzji wydanych pod koniec marca 2019 roku, uwzględniając zapisy ustawy o zamrożeniu cen, umorzył postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G. Tym samym właśnie z mocy ustawy nastąpiło przedłużenie stosowania cen ustalonych w taryfach stosowanych w dniu 31 grudnia 2018 r. – do dnia 31 grudnia 2019 r. W grudniu 2019 roku i styczniu 2020 roku zakończyły się postępowania o zatwierdzenie przez Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej na rok 2020 dla zobowiązanych sprzedawców. Co istotne, w wyniku tych postępowań taryfy dla części sprzedawców zostały na ich wniosek zatwierdzone na okres do 31 marca 2020 roku.

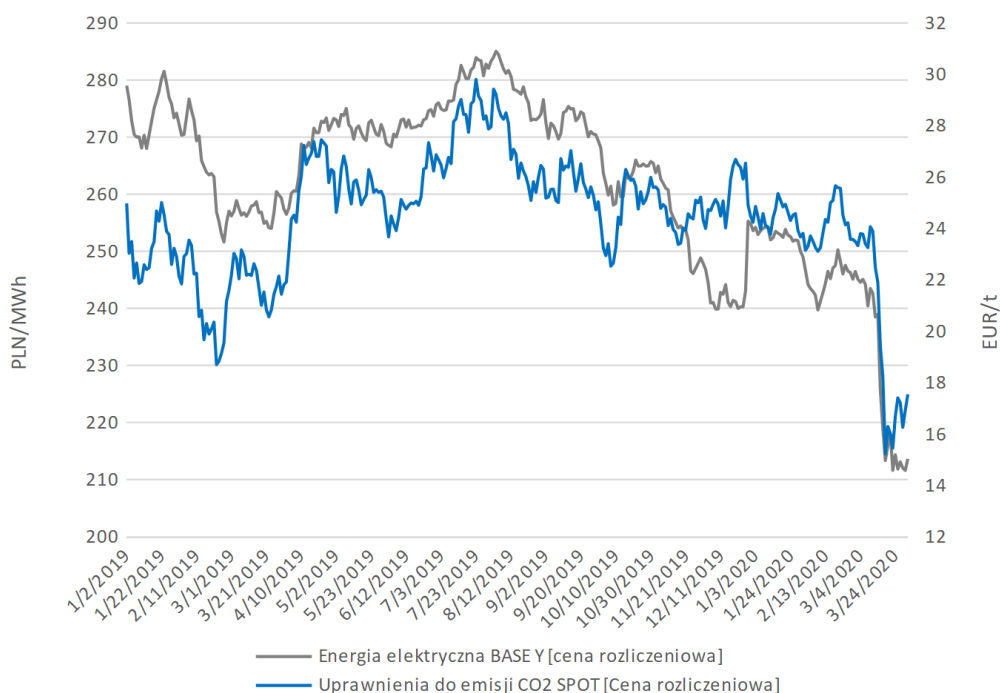
WNIOSKI

Środowisko branżowe zrzeszone w TOE konsekwentnie i pozytywnie ocenia kontynuację w 2019 roku możliwości ofertowania energii elektrycznej na zasadach innych niż taryfowe przez przedsiębiorstwa obrotu, które posiadają

zatwierdzaną przez Prezesa URE taryfę dla energii elektrycznej, także na obszarze jej obowiązywania, traktując to jako rozwiązanie kompromisowe względem pełnego uwolnienia cen energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych. W 2019 roku na praktyczne uwarunkowania sprzedaż detalicznej znaczący wpływ miały regulacje związane z „zamrożeniem cen” energii, w stosunku do roku 2018 (patrz wyżej). TOE niezmiennie uważa, że należy zintensyfikować działania zmierzające do stanu, w którym zatwierdzana przez Prezesa URE taryfa dla energii elektrycznej będzie jedynie ofertą dla wąskiej grupy odbiorców, tych niezainteresowanych zmianą sprzedawcy lub z jakichś powodów niekwalifikujących się do innych niż taryfowa ofert. Takie podejście znajduje również odzwierciedlenie w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE [1], która będzie musiała zostać zaimplementowana do polskiego porządku prawnego.

3. Rynek uprawnień do emisji CO₂ a rynek energii elektrycznej

Cały rok 2019, jak i początek roku 2020 były kolejnymi okresami, w których poziomy cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA) miały duży wpływ na kształtowanie się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Ilustrację zależności pomiędzy tymi rynkami przedstawiono na poniższym wykresie.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie notowań z giełd TGE i ICE.

Rys. 1. Notowania EUA na rynku bieżącym i notowania energii elektrycznej na TGE (produkt BASE-Y).

W celu zachowania porównywalności pomiędzy cenami EUA notowanymi w różnych okresach w dalszej części będą zamieszczone odniesienia do rynku typu SPOT. Uprawnienia do emisji CO₂ rozpoczęły notowania na poziomie 24,98 EUR/t na początku stycznia, a zakończyły rok 2019 na poziomie 24,48 EUR/t. Średnia cena w 2019 roku wyniosła 24,86 EUR/t i była o ponad 56% wyższa niż średnia cena w 2018 roku, która wyniosła 15,90 EUR/t. Rozpiętość pomiędzy ceną maksymalną a minimalną była dość wysoka – wyniosła ponad 11 EUR/t. Szczegółowe informacje o kształtowaniu się cen w kolejnych dniach roku znajdują się na poniższych wykresach.

Na wahania cen EUA w minionym okresie wpływały przede wszystkim wydarzenia polityczno – gospodarcze, wprowadzone oraz planowane zmiany dotyczące kształtowania przyszłości unijnej polityki klimatycznej i systemu EU ETS. Do czynników tych można zaliczyć m.in.:

- wycofywanie nadwyżki uprawnień z EU ETS poprzez wprowadzenie ich do rezerwy – tzw. MSR (z ang. Market Stability Reserve). Począwszy od 1 stycznia 2019 r. część uprawnień, które pierwotnie miały trafić na aukcję, została przesunięta do MSR. Wolumeny aukcyjne korygowane są w taki sposób, aby w ciągu roku do MSR trafiła liczba uprawnień równa 24% całkowitej nadwyżki znajdującej się „w obiegu” (pod warunkiem, że nadwyżka przekracza 833 mln uprawnień do emisji – na moment opracowania niniejszego Raportu co roku warunek ten jest spełniony);
- zmiany związane z „Brexitem” – w trakcie roku przesuвано datę wyjścia Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej, zmieniły

się również przewidywania dotyczące sposobu wyjścia (Brexit z umową vs. Brexit bez umowy), co skutkowało różnymi scenariuszami związanymi z realizacją obowiązku umorzenia uprawnień przez instalacje brytyjskie i w konsekwencji skrajnymi zachowaniami uczestników rynku w obawie o możliwą dodatkową podaż EUA na rynku. Rozważano różne scenariusze dla Wielkiej Brytanii, a ostateczne wyjście miało miejsce w dniu 31 stycznia 2020 r.;

- zawieszenie aukcji brytyjskich i wstrzymanie przydzielania darmowych uprawnień dla instalacji z Wielkiej Brytanii od 1 stycznia 2019 r. do czasu rozstrzygnięcia ostatecznego kształtu i daty „Brexitu”;
- podjęcie przez Unię Europejską decyzji o dążeniu do neutralności klimatycznej w 2050 roku;
- plany podniesienia celu redukcji emisji do 2030 roku z 40% (względem roku 1990) do poziomu 50 – 55%;
- plan wycofania się Niemiec z energetyki węglowej;
- pomysł wprowadzenia zmian w przydziałach uprawnień dla sektorów tzw. carbon leakage;
- pomysł rozszerzenia systemu EU ETS o nowe sektory (np. o transport morski);
- przedłużające się problemy elektrowni atomowych we Francji – odstawienia w związku z wykrytymi wadami jakościowymi;
- trudne warunki atmosferyczne będące przyczyną perturbacji związanych z pracą jednostek wytwórczych na terenie UE;
- obawy o gospodarkę w związku z pandemią koronawirusa (pierwsze sygnały miały miejsce już w styczniu 2020 roku).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie cen rozliczeniowych z Giełdy ICE.

Rys. 2. Wydarzenia polityczno-gospodarcze a notowania uprawnień do emisji CO₂ na rynku SPOT.

W tym miejscu warto nadmienić, że opublikowane w kwietniu 2020 roku prognozy sporządzone przez instytucje finansowe związane z rynkiem uprawnień do emisji CO₂, choć na rok 2020 znacznie niższe niż opublikowane w kwartale poprzednim, to nadal wskazują na utrzymanie się wysokich cen EUA w dalszych latach⁴.

WNIOSKI

Aktualne pozostają wnioski zawarte w ubiegłorocznym Raporcie. Z uwagi na coraz większe ambicje Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska naturalnego, dalsze zaostrzenie polityki klimatycznej i przechodzenie na niskoemisyjną gospodarkę wydają się być naturalną konsekwencją podjętych działań w kierunku realizacji polityki zrównoważonego rozwoju. W obszarze wytwarzania energii elektrycznej rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ będą przekładały się na dalsze wzrosty cen energii elektrycznej na rynku hurtowym lub na ograniczanie marż na wytwarzaniu energii. Wydaje się jednak, że scenariusz zakładający degradację marż na wytwarzaniu, jest bardziej prawdopodobny w okresie przejściowym dostosowania podsektora wytwarzania do docelowej struktury wytwarzania. Może to skutkować rzeczywistą zachętą do przechodzenia na mniej emisyjne paliwa do wytwarzania energii, jak chociażby gaz ziemny, a także do inwestowania i rozwijania generacji ze źródeł odnawialnych. Skutkiem tego zmianie ulec powinien tzw. mix energetyczny, czyli struktura wytwarzania energii ze względu na wykorzystywane paliwo.

4. Rynek mocy – kolejne doświadczenia wdrożenia

W 2019, drugim roku funkcjonowania procesów rynku mocy odbyły się, zgodnie z ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9) [21] i Regulaminem [49], certyfikacje ogólne do aukcji głównych na rok dostaw 2024 oraz do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały 2021. W grudniu 2019 roku Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE SA, OSP) zorganizowały aukcję główną na 2024 roku, zaś w marcu 2020 odbyły się aukcje kwartalne na 2021.

W dniach 3 stycznia – 8 marca 2019 r. OSP przeprowadził certyfikację ogólną. Zgodnie z ustawą o rynku mocy do złożenia wniosku o wpis do rejestru rynku mocy w procesie certyfikacji ogólnej zobowiązani są właściciele wszystkich jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW.

W ramach certyfikacji zarejestrowano 1 092 jednostki o łącznej mocy netto 54,4 GW, z czego 51,9 GW to jednostki fizyczne wytwórcze, a 2,5 GW to jednostki redukcji zapotrzebowania. W porównaniu do certyfikacji ogólnej z 2018 roku liczba jednostek zmniejszyła się o 75 GW, jednak wzrosła suma oferowanych mocy o 7,3 GW, z czego jednostki fizyczne wzrosły o 6,7 GW, a jednostki redukcji zapotrzebowania o 0,6 GW.

Spośród jednostek fizycznych istniejących 21,1 GW zadeklarowało chęć udziału w aukcji głównej dla roku dostaw 2024. Dla porównania w latach poprzednich było to: 31,04 GW dla roku 2021, 30,41 GW dla roku 2022 oraz 30,16 GW dla roku 2023. Deklaracje chęci udziału w aukcji głównej na rok 2024 wyraziły jednostki fizyczne wytwórcze planowane o mocy 10,54 GW. W latach 2021-2023 wielkości te wyniosły: 6,78 GW dla roku 2021, 6,80 GW dla roku 2022 i 8,85 GW dla roku 2023.

Spośród jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania 0,36 GW mocy zadeklarowało chęć udziału w aukcji głównej na rok 2024. Dla porównania dla lat 2021-2023 było to 0,84 GW. Chęć udziału w aukcji głównej na rok 2024 wyraziło 2,12 GW jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych podczas, gdy w latach 2021-2023 wielkości te wyniosły analogicznie: 0,86 GW dla roku 2021, 0,95 GW dla roku 2022 i 1,04 GW dla roku 2023.

Łączna moc jednostek deklarujących chęć udziału w aukcji głównej na rok 2024 (i nie objętych umową mocową na ten rok) wyniosła 34,12 GW, a w latach 2021-2023 wyniosła odpowiednio: 39,52 GW, 39,00 GW i 40,89 GW. Częściowo spadek mocy deklarujących chęć udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2024 wynika z faktu uzyskania wieloletniego obowiązku mocy na aukcjach 2021-2023.

Na etapie certyfikacji ogólnej, składane były również deklaracje udziału w aukcjach dodatkowych dla 2021 roku. W sumie, na kwartały I, II, III i IV zadeklarowano odpowiednio 7,86; 6,76; 6,34 i 7,43 GW mocy nieobjętych umowami mocowymi (w tym, w każdym z kwartałów 0,8 GW DSR).

Należy podkreślić, że zgodnie z Regulaminem [49], brak deklaracji o chęci udziału w aukcji głównej lub dodatkowej uniemożliwia jednostce udział w tych aukcjach. Jednocześnie, sama deklaracja nie jest wiążąca. Ten aspekt prawny spowodował, że zarówno w aukcjach głównych, jak i dodatkowych wolumen mocy deklarowanych do udziału w aukcjach był znacznie wyższy niż oferowany (zgłoszony w certyfikacji do aukcji).

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2024 odbyła się w dniach od 30 sierpnia do 8 listopada 2019 r. Jej celem było utworzenie Jednostek Rynku Mocy (JRM) spośród jednostek, które deklarowały w trakcie certyfikacji ogólnej uczestnictwo

⁴ Wniosek na podstawie analizy zmian prognoz cen uprawnień do emisji CO₂ wg Poll'a ze stycznia i kwietnia 2020 roku.

w aukcji bądź rynku wtórnym oraz wskazanie podmiotów dysponujących poszczególnymi JRM w procesach rynku mocy.

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 rozpoczęła się 25 listopada 2019 roku, a zakończyła 19 lutego 2020 r.

Aukcje

Wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2024

Aukcja główna na rok dostaw 2024 odbyła się 6 grudnia 2019 r. Poziom zapotrzebowania na moc zgłoszony przez PSE SA (PZM) wynosił 9 088 MW; cena maksymalna określona dla cenobiorcy 183 zł/kW/rok, natomiast maksymalna cena aukcyjna ustanowiona została na poziomie 404,30 zł/kW/rok. Łączna podaż mocy oferowana przez uczestników aukcji wyniosła 12 000 MW (w zaokrągleniu do 1 000 MW). Aukcja miała formę aukcji holenderskiej, z jednolitą ceną zamknięcia dla wszystkich jednostek rynku mocy, które wygrały aukcję (pay-as-clear) i - inaczey niż na lata 2021-2023 – składała się z 12 rund. Aktywność uczestników obserwowana była praktycznie w każdej rundzie. Aukcja zakończyła się w rundzie 5 z ceną zamknięcia 259,87 zł/kW/rok. W jej wyniku 103 JRM zawarły umowy mocowe, a sumaryczna wielkość zakontraktowanych obowiązków mocowych wyniosła 8 671,154 MW co oznacza, że w trakcie trwania aukcji ze świadczenia obowiązku mocowego zrezygnowało między 2,8-3,8 GW mocy.

Zamknięcie aukcji powyżej ceny maksymalnej określonej dla cenobiorcy wskazuje, że uczestnicy kierowali się w swoich decyzjach rachunkiem ekonomicznym, wycofując jednostki, dla których obniżana z każdą kolejną rundą cena obowiązku mocowego nie była na wystarczającym poziomie, by uzasadnić

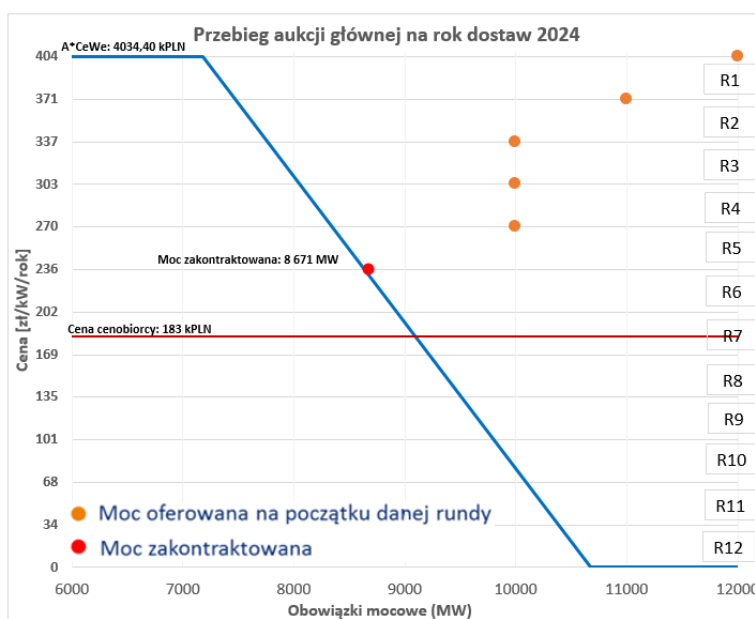
ekonomicznie decyzje o inwestycji w budowę nowej lub modernizację istniejącej jednostki.

Kontrakty mocowe zostały zawarte przez JRM należące do 34 Dostawców Mocy. Średnia wielkość zawartych kontraktów przypadających na jednego dostawcę wyniosła 255,03 MW, przedział umów od 2,00 MW do 732,244 MW. Z perspektywy długości umów mocowych, zawarto następujące typy kontraktów:

- kontrakty 17-letnie (1 375 MW) – 15-letnie z uwzględnieniem 2-letniego kontraktu za osiągnięcie pułapu emisji,
- kontrakty 15-letnie (65 MW),
- kontrakty 7-letnie (365 MW) – 5-letnie z uwzględnieniem 2-letniego kontraktu za osiągnięcie pułapu emisji,
- kontrakty 5-letnie (3 835 MW),
- kontrakty 2-letnie (29 MW),
- kontrakty roczne (3 002 MW).

Operator Systemu Przesyłowego nie opublikował szczegółowych statystyk dotyczących zróżnicowania wyników aukcji pod kątem technologii czy paliwa, niemniej poziom mocy poszczególnych kontraktów wskazuje na duże zróżnicowanie w tym obszarze. Co warto podkreślić, poza jednostkami wytwórczymi (istniejącymi, modernizowanymi i planowanymi), kontrakty zawarły również jednostki redukcji zapotrzebowania (w sumie 1 029,0 MW, wszystkie z okresem dostaw 1 rocznym).

Przebieg aukcji charakteryzował się wysoką aktywnością ze strony jej uczestników w rundach 1, 2 i 5. Złożone w rundzie 5 oferty wyjścia spowodowały zamknięcie aukcji na poziomie 259,87 zł/kW/rok. Na poniższym rysunku przedstawiono przebieg aukcji głównej na rok dostaw 2024.



Źródło: Opracowanie własne.

Rys. 3. Prezentacja graficzna przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2024.

Dzięki zakończonym aukcjom głównym PSE SA zagwarantował bezpieczeństwo funkcjonowania KSE w latach 2021 – 2024. Zakontraktowane moce dla poszczególnych okresów dostaw wyniosły odpowiednio:

- 2021 – 22,43 GW,
- 2022 – 23,04 GW,
- 2023 – 23,22 GW,
- 2024 – 22,11 GW.

Wyniki aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021

Oprócz aukcji głównych, ustawa o rynku mocy przewiduje aukcje dodatkowe, celem zabezpieczenia dostępności mocy w systemie elektroenergetycznym na poszczególne kwartały danego roku. Aukcje na dostawy mocy w poszczególnych kwartałach roku 2021 odbyły się 16 marca 2020 r.

Podaż była na poziomie niższym niż popyt zgłoszony przez PSE SA. Aukcje na wszystkie kwartały 2021 roku zakończyły się po zakończeniu 1 rundy, a cena zamknięcia dla każdego kwartału wyniosła 286,01 zł/kW/rok. Sugeruje to, że w trakcie aukcji żaden z uczestników nie składał oferty wyjścia.

Ze względu na niewystarczającą podaż mocy w aukcjach dodatkowych wolumeny zakontraktowanych mocy wynosiły odpowiednio:

- Q1 – 880,931 MW,
- Q2 – 303,26 MW,
- Q3 – 156,01 MW,
- Q4 – 616,76 MW.

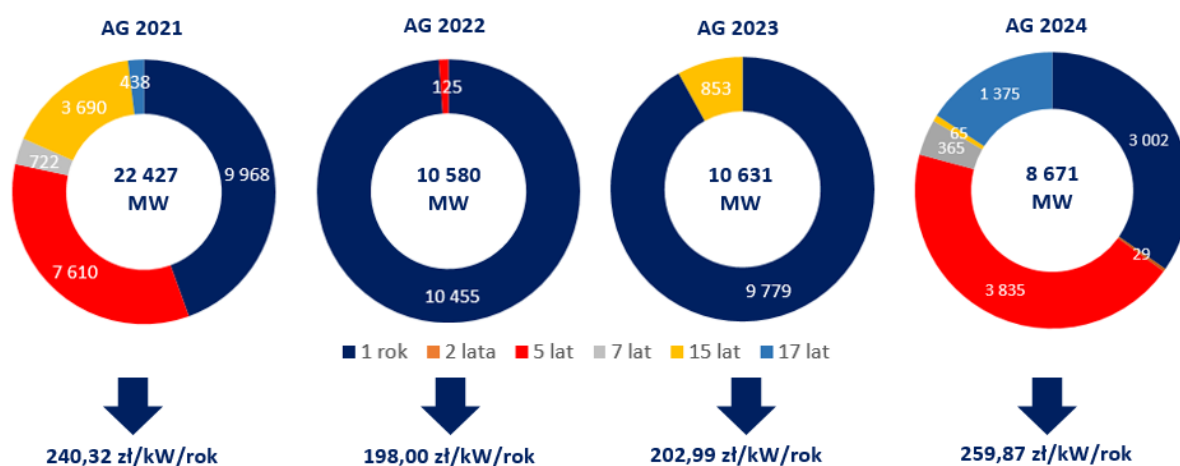
Łączna wartość zakontraktowanych obowiązków mocowych wynosi 0,1 mld zł.

Rozstrzygnięcie aukcji dodatkowych przy takich poziomach cenowych, wynikających wprost z niskiej podaży, wydaje się wskazywać, że uczestnicy preferowali sprzedaż dostępnych mocy w aukcji głównej na 2021 rok, pozostawiając na aukcje dodatkowe tylko nieznaczny wolumen dyspozycyjnych mocy.

Podsumowując, bazując na cenach zamknięcia dotychczas przeprowadzonych aukcji i mocach, które objęte zostały obowiązkami mocowymi, podstawowy komponent kosztu rynku mocy, jakim jest płatność mocowa, oszacować można na 5,5 mld zł w 2021 (aukcja główna i aukcje dodatkowe) oraz 5,1 ; 5,2 i 5,4 mld zł odpowiednio w latach 2022-2024 (wyłącznie aukcje główne).

W rzeczywistości, obciążenie dla odbiorców, którzy pokryją koszty funkcjonowania systemu poprzez opłatę mocową, będzie jednak istotnie niższe, ponieważ z „rachunków za prąd” znikną opłaty za dotychczas funkcjonujące substytucyjne do rynku mocy usługi, takie jak DSR, IRZ, ORM i PI. Jednocześnie, w wyniku stosowania reguł odliczających pomoc publiczną dla niektórych kontraktów wieloletnich, co określa ustawa o rynku mocy, wartość płatności dla dostawców, a tym samym koszt funkcjonowania rynku mocy również ulegną obniżeniu.

Ceny i wolumeny umów mocowych zawartych w aukcjach głównych na lata dostaw 2021-2024 przedstawiono na poniższym rysunku.



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 4. Ceny i wolumeny umów mocowych zawartych w aukcjach głównych na lata dostaw 2021-2024.

Rynek wtórny

Analizując rynek mocy w 2019 oraz okresie ostatnich miesięcy, nie można pominąć bardzo istotnego zdarzenia, jakim jest uruchomienie przez PSE SA Portalu Uczestnika Rynku Mocy (PURM) zapewniającego funkcjonalność pozwalającą na rejestrację transakcji na rynku wtórnych dotyczących obowiązków mocowych świadczonych w 2021 roku. W związku z wprowadzeniem rynku mocy, począwszy od 2021 to dostawcy mocy są w pełni odpowiedzialni za zobowiązania wynikające z zawartych umów mocowych i zapewnienie tym samym bezpieczeństwa dostaw. Sprawny rynek wtórny jest jednym z kluczowych warunków sprawnego działania procesów tego rynku w okresach dostaw i realizacji celu wprowadzenia rynku mocy jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw (patrz także punkt P5).

WNIOSKI

W 2019 i na początku 2020 roku kontynuowane były procesy rynku mocy zapoczątkowane w 2017 roku. Zorganizowano certyfikację ogólną oraz aukcje na rok dostaw 2024 oraz do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały 2021. Wszystkie procesy odbyły się bez zakłóceń. W prawidłowym przebiegu certyfikacji i aukcji pomagało na pewno doświadczenie zdobyte w poprzednim roku. Dotychczasowe rozstrzygnięcia na rynku mocy potwierdzają słuszność podjętej decyzji i zabezpieczenia mocy w systemie na najbliższe lata.

Analiza wyników wskazuje, że rynek mocy dla osiągnięcia celu bezpieczeństwa dostaw nie dyskryminuje żadnej technologii wytwarzania energii elektrycznej- beneficjentami mechanizmu są zarówno konwencjonalni wytwórcy energii, jak i spółki oferujące redukcję zapotrzebowania. Wyzwaniem będą kolejne aukcje na rynku mocy, które od 1 lipca 2025 r. będą skutecznie ograniczone z powodu decyzji Komisji Europejskiej co do wsparcia jednostek emitujących powyżej 550 g CO₂/kWh.

5. Wpływ zmian regulacji finansowych na rynek energii

W pierwszym kwartale 2019 roku przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące obrót instrumentami finansowymi w ramach wyłączenia dla tzw. „działalności dodatkowej” przewidzianego w art. 70 ustawy o obrocie instrumentami finansowymi [26] zobligowane były do przeprowadzania corocznego testu ustalającego skalę „działalności dodatkowej” wraz notyfikacją Komisji Nadzoru Finansowego. Zadania nie ułatwił brak aktualnych danych o wielkości rynku (*market size*) UE w zakresie instrumentów finansowych. Uczestnicy rynku wspomniany obowiązek spełnili przyjmując na potrzeby testu działalność

dotychczasowej konserwatywnej wielkości *market size* bazujące na danych ubiegłorocznych. Późniejsza publikacja danych o wielkości rynku przez ESMA potwierdziła zasadności przyjętego rozwiązania.

Niezależnie od obowiązków związanych z przeprowadzeniem corocznego testu ustalającego skalę „działalności dodatkowej” uczestnicy rynku poszukiwali także potwierdzenia wpływu wyłączenia *REMIT Carve out* ([10],[26]) na standardowe produkty oparte o energię elektryczną i gaz ziemny dostępne na rynku OTC, produkty skierowane do odbiorcy końcowego rozliczane wg wskazań urządzeń pomiarowych, kontrakty grafikowe, a także zastosowania ustawy o obrocie instrumentami finansowymi [26] do będących przedmiotem obrotu na rynku OTC kontraktów terminowych na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia. Zagadnienie to w 2019 roku stało się głównym przedmiotem dyskusji uczestników rynku z regulatorami krajowymi oraz europejskimi. Za podsumowanie wspomnianego zagadnienia można uznać otwarcie raportem ESMA [44] konsultacji w przedmiocie utrzymania w przyszłości (po 2021 roku) wyłączenia *REMIT Carve out*. W konsultacjach licznie udział wzięły podmioty z branży energetycznej (w tym TOE), którzy jednoznacznie wskazywali na konieczność utrzymania ww. wyłączenia jako zasadniczego dla przedsiębiorstw obrotu zapewniających fizyczną dostawę energii elektrycznej lub gazu. ESMA w raporcie podsumowującym konsultacje [40] wyraźnie wskazała na brak planu wnioskowania zmiany w zakresie rezygnacji z wyłączenia *REMIT Carve out*.

Implementacja MIFID II [10] spowodowała konieczność przeniesienia handlu produktami korzystającymi z wyłączenia *REMIT Carve out* na zorganizowaną platformę obrotu w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi [26]. Przygotowanie nowej platformy obrotu przez TGE zajęło cały 2019 rok, jednak z jego końcem stało się jasne, że na przełomie I i II kwartału 2020 roku zorganizowana platforma obrotu zostanie uruchomiona, umożliwiając handel produktami terminowymi na energię elektryczną i gaz ziemny w ramach wyłączenia *REMIT Carve out* oraz produktami terminowymi na prawa majątkowe do świadectw pochodzenia energii elektrycznej klasyfikowanymi jako instrumenty finansowe. Ostatecznie uruchomienie zorganizowanej platformy obrotu OTF TGE, zarówno dla energii elektrycznej, jak dla gazu ziemnego, planowane było na początek maja 2020 roku.

WNIOSKI

Przedsiębiorstwa energetyczne zaadaptowały się do nowych ram regulacyjnych związanych z wrodzeniem MIFID II [10] prowadząc obrót instrumentami finansowymi w ramach wyłączenia dla „działalności dodatkowej”. Przedsiębiorstwa energetyczne pozytywnie oceniły utrzymanie

wyłączenia Remit Carve out, choć przesłanki decyzji ESMA są niesatysfakcjonujące, gdyż opierają się one na ocenie przewag konkurencyjnych OTF (ich braku) względem rynków regulowanych, a nie biorą pod uwagę argumentacji przedsiębiorstw energetycznych związanych z specyfiką produktów realizowanych poprzez fizyczną dostawę i ich odmiennością w stosunku do instrumentów finansowych.

Pewność co do uruchomienia zorganizowanej platformy obrotu TGE ponownie otworzyła dyskusję związaną ryzykiem „ekwiwalentności” towarowych instrumentów pochodnych dostępnych na rynku OTC, w szczególności mających za przedmiot prawa majątkowe. W konsekwencji przedsiębiorstwa energetyczne postawione zostały przed koniecznością analizy swoich portfeli i oceny, na ile dotychczas zawarte oraz planowane kontrakty na rynku OTC mogą zostać uznane za instrumenty finansowe z uwagi na dostępność na rynku regulowanym „ekwiwalentnych” produktów [9].

6. Ochrona uzasadnionych praw odbiorców. Sprzedaż rezerwowa związana z zaprzestaniem sprzedaży energii przez sprzedawców

W 2019 roku Prezes URE, podobnie jak w roku 2018, na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne [27] ustanawiających obowiązek podejmowania działań mających na celu ochronę uzasadnionych praw odbiorców, po analizie posiadanych dokumentów wszczął z urzędu postępowania administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji podmiotom w przypadku których zachodziło podejrzenie, że rażąco naruszają warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa.

Na początku września 2019 roku Prezes URE poinformował na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne [27], że prowadził 11 postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) lub obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Postępowania prowadzone były na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten zobowiązuje Prezesa URE do cofnięcia koncesji, w przypadku niespełnienia któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 33 ust. 1, lub w przypadku wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 2-6 lub ust. 3a. Co ważne jeden z warunków obligujących Prezesa URE do cofnięcia koncesji dotyczy przypadków niedysponowania przez koncesjonariusza środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności (art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy). Poprzedni wykaz prowadzonych postępowań został opublikowany w styczniu 2019 roku, a Prezes URE informował

w nim o 12 prowadzonych postępowaniach w sprawie cofnięcia koncesji na OPG lub obrót OGZ. [45], [47].

Kolejna informacja URE w sprawie postępowań dotyczących cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego ukazała się na początku 2020 roku [41]. Zgodnie z nią Prezes URE prowadził wtedy 10 postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji OPG lub OGZ.

We wszystkich trzech ww. wykazach Prezes URE podał na swojej stronie internetowej nazwy (firmy) wszystkich spółek, względem których prowadził postępowania.

Z informacji URE [39] wynika także, że Prezes URE w 2019 roku cofnął następujące koncesje:

- na obrót paliwami gazowymi – OPG – 16 koncesji;
- na obrót gazem ziemnym z zagranicą – OGZ – 4 koncesje;
- na obrót energią elektryczną – OEE – 25 koncesji.

Wykaz wszystkich przedsiębiorców, którym Prezes URE cofnął koncesje jest dostępny na stronach URE [60].

Za Prezesem URE należy przypomnieć, że oczywiście w przypadku zaprzestania dostarczania do odbiorcy w gospodarstwie domowym energii (energii elektrycznej lub gazu) przez dotychczasowego sprzedawcę z przyczyn leżących po stronie tego sprzedawcy, energię do odbiorcy dostarcza tzw. sprzedawca rezerwowy. Procesem uruchamiania sprzedaży rezerwowej „zarządza” OSD dokonując odpowiednich zmian na linii klient – sprzedawca rezerwowy, którego odbiorcy wskazali w umowie. Jeśli zaś w umowie nie został wskazany sprzedawca rezerwowy, energię do tego odbiorcy dostarcza na podstawie umowy kompleksowej sprzedawca, określony zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne.

Problemy z działalnością dwóch spółek Prezes URE, wg TOE ze względu na liczbę klientów tych spółek, zaliczył do najważniejszych (tu negatywnych) wydarzeń na rynku energii w 2019 roku „okiem regulatora” [42]:

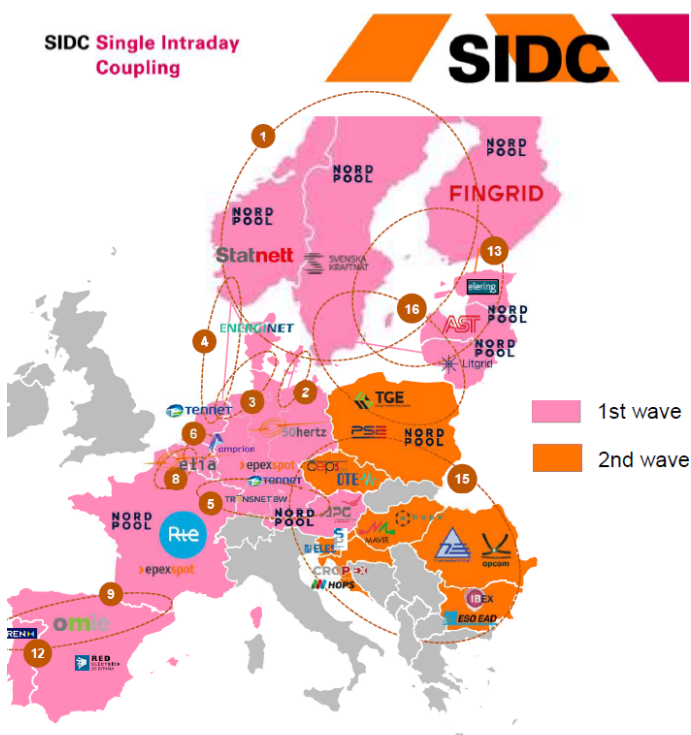
- decyzją z 20 maja 2019 r. Prezes URE cofnął koncesję na obrót energią elektryczną przedsiębiorcy Pulsar Energia, jednak do końca roku 2019 kwestia prawomocności decyzji Prezesa URE nie została przesądzona;
- w dniu 29 listopada 2019 r. Prezes URE poinformował o otrzymanej informacji od niezależnego sprzedawcy energii elektrycznej i gazu – spółki Hermes Energy Group (HEG), o zamiarze zaprzestania działalności koncesjonowanej polegającej na sprzedaży energii elektrycznej i gazu z dniem 30 listopada 2019 r.; w myśl obowiązujących przepisów – od 1 grudnia 2019 r. klienci HEG objęci zostali tzw. systemem sprzedaży rezerwowej (awaryjnej) gwarantującej ciągłość dostaw.

WNIOSKI

W 2019 roku Prezes URE kontynuował działania mające na celu tzw. ochronę uzasadnionych praw odbiorców, wszczynając z urzędu postępowania administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji podmiotom, w przypadku których zachodziło podejrzenie, że rażąco naruszają warunki określone w koncesji lub inne warunki działalności. Z informacji URE wynika także, że Prezes URE w 2019 roku cofnął 4 koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą, 16 na obrót paliwami gazowymi oraz aż 25 koncesji na obrót energią elektryczną. Dwóch znaczących na rynku TPA sprzedawców zaprzestało sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych do swoich dotychczasowych odbiorców końcowych, którzy przeszli na tzw. sprzedaż rezerwową.

7. Wdrożenia XBID – wpływ na rynek

Na podstawie europejskiej regulacji CACM⁵, wspólnej inicjatywy giełd energii oraz operatorów systemów przesyłowych został uruchomiony wspólny transgraniczny rynek energii dnia bieżącego – SIDC-XBID. Początkowo do wspólnej inicjatywy w 2018 roku dołączyło 14 krajów, a w listopadzie 2019 dołączyło kolejne 7, w tym Polska.



Źródło: 2nd Wave Pre-Launch Event.

Rys. 5. Kraje uczestniczące w SIDC (PLN/MWh).

Przed wejściem w życie XBID, aby móc „przetransportować” energię np. z Węgier do Polski, należało najpierw uzyskać zdolności przesyłowe przydzielane przez czeskiego operatora (CEPS) pomiędzy Węgrami, Słowacją i Polską, następnie poprawnie zgłosić transakcję transgraniczną w systemach informatycznych MAVIR, SEPS oraz PSE, a w międzyczasie kupić odpowiedni wolumen na Węgrzech i sprzedać w Polsce. Przydzielanie zdolności przesyłowych odbywało się zgodnie z regułą – kto pierwszy – ten uzyskuje wnioskowaną ilość. Z uwagi na wysokie marże, a w związku z tym dużym zainteresowaniem, system informatyczny CEPS nie był już w stanie sprostać wymaganiom uczestników, dodatkowo energia handlowana w takim systemie bardzo rzadko była oferowana w systemach giełdowych, co wpływało na niską płynność rynku dnia bieżącego w Polsce.

Platforma XBID dzięki modułowi wspólnej książki zleceń oraz modułowi zarządzania zdolnościami przesyłowymi, daje możliwość do automatycznego łączenia ofert sprzedaży i zakupu z różnych stref cenowych z państw, które dołączyły do SIDC. Obecnie, o ile zdolności są oferowane przez operatorów systemów przesyłowych, możliwy jest zakup energii z każdego państwa uczestniczącego w systemie SIDC, jeżeli złożona oferta zakupu jest co najmniej równa istniejącej ofercie sprzedaży. Nie jest już konieczne zgłaszanie wymiany transgranicznej w systemach informatycznych u każdego OSP zaangażowanego w daną transakcję.

Przykładowo, w dniu 26 kwietnia 2019 r. w godzinie 13 energia do Polski trafiła z m.in. Bułgarii, Portugalii oraz Finlandii.

Tabela 2. „Bilans energii” XBID 26 kwietnia 2019 r. w godzinie 13

Wolumen	Kraj dostarczający
271,9	Niemcy
178,0	Francja
0,2	SE4 – Szwecja
32,0	Hiszpania
1,0	DK2 – Dania
11,2	Bułgaria
129,4	Portugalia
3,2	Belgia
4,0	Finlandia
5,0	Holandia
54,1	Austria

Źródło: Polenergia Obrót.

Dodatkową zaletą wprowadzenia systemu XBID jest możliwość handlu przez 24 godziny na dobę we wszystkie dni w roku. Niestety płynność rynku dnia bieżącego jest silnie uzależniona od oferowanych zdolności przesyłowych przez PSE. W przypadku

⁵ Kodeks rynkowy obejmujący wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, patrz np. <https://www.pse.pl/informacje-ogolne>.

braku zdolności przesyłowych w opłacalnym kierunku rynek dnia bieżącego mierzy się z bardzo szerokimi różnicami cenowymi, między ofertami sprzedaży i zakupu, co przekłada się na bardzo niską płynność. Należy jednak zauważyć, że obrót w okresie po uruchomieniu XBID na rynku dnia bieżącego do dnia 30 kwietnia 2020 r. wyniósł 536 GWh, gdy rok wcześniej było to jedynie 22 GWh, a w całym roku 2019 175 GWh, a w 2018 roku 77 GWh. W 2018 roku zanotowano 87 dni bez obrotu, w 2019 roku 159, natomiast w 2020 do końca kwietnia we wszystkie dni zawierane były transakcje w systemie XBID.

Poprawie płynności służyć będzie zwiększanie zdolności przesyłowych oferowanych przez PSE oraz oferowanie ich z większym wyprzedzeniem niż ma to miejsce obecnie.

WNIOSKI

Analiza danych historycznych pokazuje, że płynność rynku dnia bieżącego jest silnie uzależniona od oferowanych zdolności transgranicznych. W dniach, w których nie było możliwości opłacalnego eksportu bądź importu najczęściej zdarzały się godziny, w których nie było ani jednej transakcji. Dlatego w celu dalszego zwiększania bezpieczeństwa handlu energią oraz płynności rynku intraday, PSE SA powinno zwiększać zarówno oferowane międzysystemowe zdolności przesyłowe oraz zmodyfikować metodologię ich wyznaczania tak, aby oferowane moce były wyznaczone w dłuższym horyzoncie czasowym. Przejście z wyznaczania zdolności przesyłowych dla najbliższych 2-3 godzin na oferowanie mocy dla całej doby, pozwoliłoby na większą integrację z europejskimi rynkami energii oraz zwiększenie możliwości handlu.

P1. Planowane zmiany ustawy o OZE – koncepcje prosumenta grupowego i wirtualnego

W 2019 roku w Ministerstwie Przedsiębiorczości i Technologii (dziś jego obowiązki przejęło Ministerstwo Rozwoju) powołany został Międzyresortowy Zespół ds. Ułatwienia Inwestycji w Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii Elektrycznej, którego praca w roku 2020 ma być kontynuowana. Jego zadaniem jest opracowanie przepisów, które będą zawierać nowe zachęty i ułatwienia dla energetyki prosumenckiej w ramach modelu tzw. „prosumenta grupowego.”

Obecne wsparcie dla prosumenta tzw. indywidualnego polega na wspieraniu energii z OZE z jego instalacji na potrzeby gospodarstwa domowego lub działalności gospodarczej, której przedmiotem nie jest wytwarzanie energii.

Koncepcja rozszerzająca prosumencki model opustów została wprowadzona dla spółdzielni energetycznych, gdzie

ustawodawca w ustawie o OZE [24] założył współczynnik opustu na poziomie 0,6. Rozliczenie, zgodnie z art. 38c ust. 6 ustawy o OZE jest dokonywane zbiorczo ze spółdzielnią energetyczną jako odrębnym podmiotem, uwzględniając wszystkich jej członków: „6. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje ze spółdzielnią energetyczną rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej na podstawie danych pomiarowych, o których mowa w ust. 5.”

Przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej jest wytwarzanie energii elektrycznej, biogazu lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej, biogazu lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej.

Spółdzielnia energetyczna posiadająca odrębną osobowość prawną, zapewnia możliwość współpracy pomiędzy jej członkami tj. wytwórcami oraz odbiorcami, co przy odpowiednio dobrze dobranych profilach wytwarzania i zapotrzebowania na energię może umożliwić dostęp do tańszej energii elektrycznej z OZE wszystkim członkom spółdzielni. Możliwy jest również model podjęcia przez spółdzielnię energetyczną wspólnej inwestycji, przez co ciężar kosztów budowy instalacji rozkłada się na wielu inwestorów.

Opracowana w 2019 roku na zlecenie Ministerstwa Rozwoju „Koncepcja zmian regulacji wspierających rozwój energetyki prosumenckiej” [48] rozszerza koncepcję prosumenta grupowego na tzw. „prosumenta wirtualnego”. Według tej koncepcji własność instalacji nie jest przeniesiona do jednego podmiotu (jak w spółdzielni energetycznej), ale pozostaje w częściach u poszczególnych inwestorów. Umożliwia to znaczący rozwój potencjału prosumenckiego podmiotom, które nie mają dostępu do wystarczającej powierzchni w celu budowy własnej instalacji OZE. Dotyczy to w szczególności:

- spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych (ze szczególnym uwzględnieniem budynków wielorodzinnych);
- biurów;
- osiedli segmentów (z małymi dachami) czy
- grup podmiotów, z których jeden z nich posiada dużą dostępną powierzchnię i jest w stanie się tą powierzchnią „podzielić” z sąsiadami.

Autorzy Koncepcji proponują zdefiniować „wirtualnego prosumenta” jako:

- grupę co najmniej 2 prosumentów wytwarzających energię we wspólnej instalacji OZE, w sposób uregulowany

umową międzyprosumencką, przy czym instalacja wspólna niekoniecznie ma być ich własnością i nie musi być położona na obszarze nieruchomości będącej własnością tych prosumentów;

- grupy podmiotów tworzących wirtualnego prosumenta ograniczone do obszaru zasilania z jednej stacji SN/nN lub do podmiotów zlokalizowanych w tym samym budynku;
- wytwarzającego energię w przynajmniej jednej wspólnej mikroinstalacji lub małej instalacji OZE (do 500 kW) przyłączonej do tej samej sieci niskiego napięcia, co prosumenci.

Każdy z prosumentów może dodatkowo posiadać własną instalację OZE, natomiast łączna przypisana moc zainstalowana dla danego prosumenta nie może przekraczać mocy zainstalowanej dedykowanej dla mikroinstalacji tj. 50 kW. Każdy podmiot należący do „wirtualnego prosumenta” będzie się indywidualnie rozliczał ze sprzedawcą i OSD (w przypadku posiadania umów rozdzielnych).

Koncepcja „wirtualnego prosumenta” oparta jest na następujących założeniach:

- 1) Podstawą jest umowa międzyprosumencka, regulująca wzajemne zależności pomiędzy podmiotami. Umowa taka powinna zawierać przynajmniej: dane adresowe poszczególnych prosumentów; miejsce ich przyłączenia do sieci niskiego napięcia (nr PPE, nr stacji nN/SN); udział procentowy każdego prosumenta w produkcji każdego ze wspólnych źródeł; listę wspólnych źródeł OZE z wskazaniem osobno dla każdego źródła miejsca jego przyłączenia do sieci niskiego napięcia (nr PPE, nr stacji nN/SN); technologii wytwarzania energii; mocy zainstalowanej; zasady pokrywania przez poszczególnych prosumentów kosztów inwestycji oraz kosztów operacyjnych funkcjonowania wspólnych źródeł.
- 2) Dokonywane jest wspólne korzystanie z energii wyprodukowanej przez wspólną instalację przez poszczególnych prosumentów.
- 3) Energia wyprodukowana przez wspólne źródła w każdej godzinie doby jest dzielona pomiędzy prosumentów proporcją wynikającą z umowy międzyprosumenckiej. Traktowana jest jak osobiście wytworzona przez tych prosumentów i podlega takiemu samemu systemowi opłat, jaki obowiązuje prosumentów indywidualnych.

We wspólnych pracach Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej oraz PSE Innowacje Sp. z o.o. opracowano rozszerzenie tej koncepcji. Zaproponowano szerokie rozdzielanie miejsca lokalizacji instalacji OZE od miejsca wykorzystania energii oraz możliwość jej pobrania w dowolnym miejscu krajowej sieci dystrybucyjnej, w tym w szczególności w dowolnej stacji ładowania samochodów elektrycznych. Dane o wytworzonej energii w instalacji OZE i o pobranej energii

przechowywane byłyby w „prosumenckiej chmurze energii”, tak jak to ma miejsce obecnie z danymi w systemach informatycznych. W koncepcji tej, energia elektryczna byłaby traktowana jako towar podlegający tylko częściowemu, fizycznemu magazynowaniu i przede wszystkim wymianie handlowej. Kluczowym elementem koncepcji jest wirtualne magazynowanie energii, czyli handlowe zagwarantowanie przez operatora chmury (np. spółkę obrotu) dowolnego korzystania z portfela zmagazynowanej energii przez jej dysponentów, a więc w dowolnym miejscu i czasie.

Opisane wyżej koncepcje nie przełożyły się jeszcze na konkretne rozwiązania i regulacje prawne. Wskazują jednak na kierunki rozwoju rozproszonej elektroenergetyki prosumenckiej.

P2. Prace nad wprowadzeniem inteligentnego opomiarowania oraz powołaniem Operatora Informatyki Rynku Energii

W 2019 roku kontynuowano prace nad projektem nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne [36], który ma na celu implementację przepisów historycznej już dyrektywy 2009/72/WE (patrz poprzednie raporty TOE) i obejmuje regulacje związane z wdrożeniem w Polsce inteligentnego opomiarowania (instalację tzw. liczników zdalnego odczytu) oraz centralnego systemu informacji rynku energii – CSIRE, tj. systemu teleinformatycznego, umożliwiającego agregację i wymianę informacji rozliczeniowo – pomiarowych pomiędzy jego użytkownikami. Założenia nowego systemu szerzej opisano w Raporcie TOE 2019 [46].

Prace legislacyjne nad projektem nadal są prowadzone przy udziale Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, którego zadaniem jest stworzenie rozwiązań uwzględniających interesy wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej, w szczególności odbiorców końcowych. W pracach Zespołu czynny udział biorą m.in. wyznaczeni przedstawiciele TOE.

RODO – ochrona danych osobowych, które będą przetwarzane w CSIRE

Projekt nowelizacji ustawy uległ w 2019 roku istotnym zmianom, zwłaszcza w zakresie rozwiązań odnoszących się do ról poszczególnych użytkowników systemu pod kątem ochrony danych osobowych, które będą przetwarzane w CSIRE. Pierwotna koncepcja odrębnego administrowania przez poszczególne podmioty (w szczególności przez OSP, któremu ma przypaść rola Operatora Informatyki Rynku Energii – OIRE, sprzedawców energii elektrycznej i OSD) danymi osobowymi przetwarzanymi w ramach CSIRE została zastąpiona propozycją przyjęcia w nowelizacji modelu współadministrowania danymi osobowymi przez użytkowników systemu. Wskazana

zmiana ma niezwykle istotne znaczenie, nie tylko prawne, ale też praktyczne, a przyjęcie przepisów w obecnie proponowanym brzmieniu może wyrzucić niekorzystny wpływ na sprzedawców, ale też OSD i odbiorców końcowych. Uczestnicy prac wyznaczeni z ramienia TOE konsekwentnie zgłaszali zastrzeżenia do tak niekorzystnej, a w ocenie istotnej części uczestników prac, przede wszystkim niezgodnej z przepisami prawa, modyfikacji koncepcji administrowania danymi osobowymi przetwarzanymi w procesach CSIRE. Stanowiska prezentowane przez przedstawicieli TOE w toku prac nad projektem (w tym pismem), wskazują na szereg argumentów, które bezsprzecznie wykluczają przyjęcie współadministrowania danymi osobowymi jako dopuszczalnego modelu przetwarzania tych danych w CSIRE. Daleko idące zastrzeżenia budzi sama możliwość zakwalifikowania planowanych celów i sposobów przetwarzania danych osobowych w ramach projektowanego systemu jako ustalone wspólnie przez OIRE, sprzedawców i OSD – co stanowi warunek uznania, że ma miejsce współadministrowanie w rozumieniu przepisów RODO. Proponowana obecnie koncepcja zdaje się pomijać fundamentalną dla rynku elektroenergetycznego zasadę, jaką jest konieczność przestrzegania reżimu *unbundlingu*, a której przeczy przewidziana w projekcie konstrukcja jednego punktu kontaktowego dla odbiorcy końcowego – rolę tę ma zasadniczo pełnić sprzedawca energii elektrycznej. Wdrożenie koniecznych rozwiązań prawnych, organizacyjnych, a także zmian w systemach IT, które z dużym prawdopodobieństwem okażą się nieodzowne, wygeneruje po stronie sprzedawców istotne koszty.

Określenie na poziomie ustawowym, że dane osobowe przetwarzane są współadministrowane, a nie administrowane odrębnie przez każdego z użytkowników systemu, będzie też raziło kontrastować z ugruntowanym, ustalonym w 2018 roku stanowiskiem, zgodnie z którym sprzedawcy i OSD są w rozumieniu RODO odrębnymi administratorami danych osobowych przetwarzanych w związku z realizacją generalnych umów dystrybucji (tzw. GUD i GUD – K). W niedługiej perspektywie może to determinować potrzebę ponownego ustalenia i uspoźnienia podejścia do danych osobowych odbiorców końcowych, co z pewnością nie przełoży się pozytywnie na przejrzystość tych procesów dla samych odbiorców, a dodatkowo może generować po stronie sprzedawców i OSD dodatkowe, zbędne koszty, związane choćby z potrzebą ponownej realizacji obowiązków informacyjnych określonych w RODO.

Powyższe zagadnienia stanowią obecnie jeden z najważniejszych elementów prac nad całym projektem nowelizacji. Członkowie TOE w tym zakresie prezentują wspólne i jednoznaczne stanowisko, sprzeciwiające się wskazywaniu w przepisach, w oderwaniu od rzeczywistych procesów przetwarzania danych, jakie role w rozumieniu RODO mają pełnić poszczególni użytkownicy systemu. W ramach Podgrupy TOE ds. RODO na

bieżąco wypracowywana jest argumentacja, której celem jest przywrócenie pierwotnej koncepcji administrowania danymi osobowymi w ramach CSIRE i wykazanie – abstrahując od prawnej niemożności zastosowania tego modelu – że korzyści wynikające ze współadministrowania są w praktyce pozorne, a cały ciężar organizacyjny i finansowy wdrożenia tego rozwiązania niesłusznie zostanie nałożony na sprzedawców i pewnym stopniu na OSD.

Prace nad rozporządzeniami wykonawczymi do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne

Równolegle do prac w tematyce RODO w 2019 roku i na początku 2020 roku prowadzone były prace nad szczegółowymi zapisami projektów dwóch, ważnych dla funkcjonowania CSIRE, nowych rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne (zakładając wejście w życie zmian tej ustawy):

- projekt rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii w sprawie funkcjonowania oraz wykazu procesów centralnego systemu informacji rynku energii [37];
- projekt rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii w sprawie systemu pomiarowego [38].

Pierwsze z rozporządzeń, zwane systemowym, ma zgodnie z nową delegacją, która ma znaleźć się w nowym art. 11zi ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zawierać m.in.:

- 1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem CSIRE;
- 2) wytyczne dotyczące realizacji procesów, o których mowa w pkt. 1;
- 3) zakres i zasady wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE;
- 4) wymagania dotyczące bezpieczeństwa CSIRE;
- 5) wytyczne w zakresie zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji;
- 6) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywane przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji;
- 7) sposób wyznaczania stawki ryczałtowej oraz sposób dokonywania rozliczeń kosztów, o których mowa w nowym art. 11zf ust. 10 ustawy (przy założeniu modelu współadministratorów w rozumieniu RODO);
- 8) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

Z kolei drugie z ww. rozporządzeń, zwane pomiarowym, ma określać, wg nowej delegacji art. 11x ust. 1 Prawa energetycznego:

- 1) wymagania funkcjonalne jakie powinien spełniać system pomiarowy;
- 2) wymagania jakie powinny spełniać liczniki zdalnego odczytu w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia;

- 3) wymagania jakie powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 4) wymagania jakie powinny spełniać dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu;
- 5) wymagania jakie powinny spełniać polecenia odbierane przez liczniki zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania;
- 6) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 7) zasady funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym;
- 8) sposób ustalania danych zastępczych w przypadku braku możliwości ich pozyskania;
- 9) wskaźniki niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 10) wymagania dotyczące jakości danych pomiarowych dostarczanych do systemu pomiarowego;
- 11) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

Należy podkreślić, że Członkowie TOE biorą czynny udział we wszystkich szczegółowych pracach nad zapisami kolejnych wersji projektów, starając się w maksymalnie możliwy sposób uwzględnić w nich realia obrotu energią elektryczną.

Standardy Wymiany Informacji

Oprócz prac w zakresie RODO i projektów rozporządzeń w 2019 roku PSE SA, jako przyszły OIRE, rozpoczął prace nad tzw. Standardami Wymiany Informacji (SWI, Standardy), które zgodnie z art. 9g. ust. 5c proponowanych zapisów nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, OSP ma opracować jako wyodrębnioną część IRIESP. Standardy mają m.in. określać szczegółowe zasady funkcjonowania CSIRE oraz zasady współpracy OIRE z użytkownikami systemu. W ramach tego zadania, OSP wypracował i poddał dyskusji w ramach grup zadaniowych, do których należą Członkowie TOE, dwa projekt SWI, mając realizować założenia nowelizacji ustawy.

Co ważne SWI zostały oparte o międzynarodowy standard ebIX, opracowany w ramach organizacji European Forum for Energy Business Information eX-change, oraz bazujących na powyższym rozwiązaniach z dwóch projektów europejskich – Elhub (Norwegia) i FinGrid (Finlandia), gdzie te referencyjne modele są ogólnodostępne. Standardy zawierają opis procesów tzw. rynku detalicznego, wspieranych przez CSIRE, które zostały opracowane na bazie obowiązujących przepisów prawa

i projektu ustawy wraz z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11zi ustawy (patrz wyżej). W związku z nałożeniem referencyjnych modeli na krajowe przepisy prawa i uwarunkowania funkcjonowania KSE, szereg procesów nieznajdujących odzwierciedlenia w modelach referencyjnych zostało dodanych do SWI przy zachowaniu ogólnych zasad co do ich konstrukcji.

Zgodnie z założeniami SWI ma objąć następujące procesy rynku energii:

- proces wymiany informacji dotyczących umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym umowy sprzedaży rezerwowej;
- proces przypisania odbiorcy do punktu poboru energii lub wykreślenia przypisania odbiorcy do punktu poboru energii;
- proces wymiany informacji dotyczących umowy o świadczeniu usług dystrybucji,
- proces wymiany informacji o punkcie pomiarowym;
- proces wymiany informacji o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe;
- proces wymiany informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych nieobjętych innymi procesami;
- proces wymiany informacji rozliczeniowych GUD-k;
- proces wymiany informacji w zakresie zarządzania dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorcy;
- proces wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu w zakresie reklamacji.

Prace nad kolejnymi wersjami SWI z udziałem licznych Członków TOE są szeroko kontynuowane w 2020 roku.

P3. Planowane zmiany na rynku bilansującym

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA jako OSP przygotowują się do wdrożenia nowych zasad funkcjonowania rynku bilansującego (RB) w Polsce. Zostały one opublikowane w „Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce” [43] oraz uszczegółowione w kolejnych prezentacjach PSE SA. Operator Systemu Przesyłowego przewiduje dwuetapowe wdrażanie zmian tych zasad. Pierwszy etap przewidziany jest na rok 2021, drugi na rok 2022. Podstawowym celem zmian jest dostosowanie zasad funkcjonowania RB [35] do zmieniających się warunków działania elektroenergetyki i do regulacji unijnych w obszarze rynku energii elektrycznej i usług systemowych. Przedstawione poniżej główne zmiany zasad przewidywane są do wdrożenia w roku 2022. W ramach tych zmian odstępuje się od podziału Uczestników Rynku Bilansującego (URB) na wytwórców, odbiorców i przedsiębiorstwa obrotu. Wprowadza się w to miejsce strukturę podmiotową URB w jakiej występują na RB. Będą to: Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie (POB) i Dostawca Usług Bilansujących (DUB). URB może łączyć obie funkcje POB i DUB. W związku z tą zmianą

w strukturze obiektowej RB wprowadza się nowy podział jednostek na:

- a) Jednostki Bilansowe (JB) – posiadane przez POB, wykorzystywane do bilansowania handlowego Miejsc Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (MB) podmiotów reprezentowanych przez POB;
- b) Jednostki Grafikowe (JG) – posiadane przez DUB, na potrzeby aktywnego udziału w RB zasobów w nich reprezentowanych.

Z działalnością DUB związany jest obowiązek składania wykonalnych technicznie Programów Pracy Jednostek Grafikowych. Programy te będą uwzględniane przez OSP w procesach planowania koordynacyjnego KSE.

Moduły wytwarzania energii, magazyny energii albo sterowane odbiory energii będą mogły uczestniczyć w RB w sposób:

- a) aktywny, jeżeli świadczą usługi bilansujące, tj. biorą udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi lub w bilansowaniu zasobów KSE;
- b) pasywny, jeżeli nie świadczą usług bilansujących, tj. nie biorą udziału w bilansowaniu zasobów KSE.

Moduły aktywnie uczestniczące w bilansowaniu zasobów KSE są reprezentowane na RB jednocześnie w dwóch jednostkach: w JG – w zakresie świadczenia i rozliczenia usług bilansujących na RB i w JB – w zakresie rozliczenia niezbilansowania na RB. Moduły uczestniczące pasywnie w bilansowaniu są na RB wyłącznie w JB. Moduły wchodzące w skład JG mogą wchodzić w skład tej samej JB lub różnych JB. W Ofercie Bilansującej JG jest przekazywany współczynnik podziału energii bilansującej dostarczonej przez JG pomiędzy poszczególne JB, w których zasoby z danej JG są bilansowane handlowo.

Zdefiniowano trzy okresy zgłaszania danych handlowych i technicznych, zwane również bramkami zgłoszeń danych dla danej doby handlowej, oraz zakres zgłaszanych danych przez POB i DUB w poszczególnych bramkach. Pierwsza bramka zgłoszeń danych przez DUB dotyczy kontraktacji mocy bilansujących w tzw. Trybie Podstawowym i otwarta jest w godz. od 8:00 do 8:30 doby d-1 dla doby handlowej d. Kolejna bramka dotyczy zgłoszeń danych na Rynku Bilansującym Dnia Następnego (RBN) i jest otwarta od godz. 10:00 do godz. 14:30 doby d-1 dla doby handlowej d. Zgłoszenie danych na RBN jest obowiązkowe – DUB mają obowiązek zgłoszenia dla posiadanych JG Programów Pracy oraz Ofert Bilansujących i Ofert na Moce Bilansujące, a POB zgłaszają Umowy Sprzedaży Energii (USE) zawierające informacje o transakcjach handlowych zawartych z innymi POB. Ostatnią bramką zgłoszeń danych jest bramka na Rynku Bilansującym Dnia Bieżącego (RBB), która jest otwarta od godz. 15:30 doby d-1 do godz. 22:05 doby d dla doby handlowej d. W ramach bramki na RBB DUB aktualizują dane

handlowe i techniczne w zakresie Programów Pracy, Ofert Bilansujących i Ofert na Moce Bilansujące, a POB przekazują informację o nowych transakcjach handlowych USE zawartych na rynku dnia bieżącego.

Ważną zmianą jest skrócenie Okresu Planowania w czasie Dnia Następnego i Dnia Bieżącego z jednej godziny do 15 minut. Dla takich jednostkowych okresów wyznaczane będą plany pracy JG w ramach PKD i BPKD, z wyłączeniem okresu Planowania w czasie Rzeczywistym, który będzie wynosił 5 minut. Okres Rozliczania Niezbilansowania, w którym obliczać się niezbilansowanie POB, będzie również wynosił 15 minut.

Zasady zgłaszania i aktualizowania danych handlowych i technicznych przez DUB i POB określone są szczegółowo w Koncepcji [43].

Wprowadzane przez OSP zmiany będą wymagać od przedsiębiorstw obrotu energią dostosowania nie tylko uczestnictwa w RB, ale również dostosowania narzędzi informatycznych.

P4. Rozpoczęcie prac nad nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne wdrażającą tzw. pakiet zimowy

Pod koniec października 2019 roku Ministerstwo Energii (którego obowiązki dziś pełni Ministerstwo Klimatu) rozpoczęło prace nad wdrożeniem do polskiego prawa kluczowych zapisów dyrektywy 2019/944 zakładającej m.in. swobodne kształtowanie cen energii elektrycznej przez dostawców. Zgodnie z art. 71 ww. dyrektywy państwa członkowskie są zobowiązane do zaimplementowania jej przepisów do 31 grudnia 2020 r. Mając na uwadze powyższy termin w Ministerstwie Energii rozpoczęto prace mające na celu wprowadzenie do porządku krajowego rozwiązań będących realizacją obowiązków wyznaczonych przez przepisy przedmiotowej dyrektywy w wyznaczonym czasie [1].

Dyrektywa przewiduje m.in. zapewnienie swobody kształtowania cen energii elektrycznej przez sprzedawców, szczególną ochroną obejmuje odbiorców dotkniętych tzw. ubóstwem energetycznym oraz odbiorców wrażliwych będących gospodarstwami domowymi. Na państwa członkowskie nakłada obowiązek zapewnienia odpowiedniego systemu pomocy socjalnej lub interwencji publicznej pod warunkiem spełnienia wymogów dyrektywy.

W ramach ww. wstępnych prac ministerialnych, na przełomie 2019/2020 roku, we współpracy z TOE rozpoczęto dyskusję możliwości dostosowania ustawy – Prawo energetyczne do następujących obszarów zagadnień wspomnianej dyrektywy:

- odmienne regulacje dla odbiorców i ubogich energetycznie (art.5 w związku z art. 28 i 29 dyrektywy);

- zmiany w treści umów, obowiązków informacyjnych, obowiązku poinformowania o dostępnych metodach płatności, obowiązku przedkładania adekwatnych informacji dotyczących rozwiązań alternatywnych w przypadku odłączenia (art.10);
- umowy z ceną dynamiczną (art.11);
- zmiana sprzedawcy energii elektrycznej w jak najkrótszym czasie, najpierw do 3 tygodni, a od 2027 roku w 24 godziny (art. 12);
- umowy w zakresie agregacji (art.13);
- opracowanie modelu porównywar(ek) ofert cen energii elektrycznej (art.14 dyrektywy);
- obywatelskie społeczności energetyczne (art.16);
- odpowiednia forma rachunków i informacji o rozliczeniach (art.18 i załącznik nr 1).

Zakłada się, że wszystkie ww. obszary, szczególnie ważne dla sektora obrotu, w tym sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, będą przedmiotem dalszych prac w roku 2020.

P5. Wtórny rynek mocy

Zakończona 18 marca 2020 r. aukcja dodatkowa przeprowadzona przez OSP, którym w myśl art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy [21] jest PSE SA, zainaugurowała obrót wtórny obowiązkiem mocowym, tym samym umożliwiono poprzez Portal Uczestnika Rynku Mocy dokonywanie przeniesienia obowiązku mocowego na przyszłe okresy dostaw. Istotną własnością transakcji ex-ante jest możliwość ich zgłoszenia najpóźniej, na dobę przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą i fakt, że nie mogą być dokonywane pomiędzy jednostkami rynku mocy należącymi do jednego dostawcy mocy, a samo przeniesienie nie zmienia wartości nominalnej obowiązku mocowego i jest przeniesione na nabywcę. Wyprzedzając uruchomienie rynku wtórnego mocy, pod auspicjami TOE, została opracowana Umowa Ramowa w Zakresie Transakcji na Rynku

Wtórny, regulująca zasady współpracy pomiędzy jego uczestnikami w transakcjach bilateralnych. W międzyczasie wychodząc naprzeciw potrzebom nowego rynku pojawiły się inicjatywy stworzenia platform koncentracji obrotu. Do najważniejszych należy zaliczyć koncepcję Platformy Usług Infrastrukturalnych, która będzie prowadzona przez Towarową Giełdę Energii S.A., uruchomiona Platforma Obrotu Obowiązkami Mocowymi (POOM) przez PGE Dom Maklerski S.A. oraz platforma Wymiany Obowiązku w Rynku Mocy (WORM) przez ENSPIRON Sp. z o.o.

Kolejną kluczową datą w ramach rynku wtórnego będzie dzień 4 stycznia 2021 r., stanowiący pierwszy dzień okresu dostawy w ramach funkcjonowania rynku mocy. Po pierwszym okresie zagrożenia, będzie można dokonywać realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego. To, co będzie cechować transakcje ex-post na rynku mocy to możliwość ich zgłoszenia do rejestru najpóźniej w 5 dniu po zakończeniu danego okresu zagrożenia, a wynagrodzenie operatora (OSP) z tytułu wykonania obowiązku mocowego nie jest przenoszone na nabywcę.

Gwarancja korzyści wynikających z uruchomienia rynku mocy obliguje jego uczestników do realizacji zobowiązań wynikających z przeprowadzonych i wygranych aukcji, co w przypadku niewykonania obowiązku zarówno w okresie zagrożenia, jak też przy niewykazaniu zdolności w demonstracji testowego okresu zagrożenia wiąże się z karami. Istotą rynku wtórnego jest możliwość przeniesienia zobowiązań pomiędzy poszczególnymi JRM, gdy dany dostawca mocy nie może w pełni zrealizować wymogów wynikających z Umowy Mocowej. Wielkość obrotu na rynku wtórnym uzależniona będzie od warunków w systemie energetycznym, wysokości rezerw dostępnej mocy, ale także z działań operatora, weryfikującego możliwości wykonania zobowiązań przez dostawców. Ważnym też jest, aby uczestnicy mogli w sprawny sposób zakontraktować pomiędzy sobą brakujące wolumeny, mając do dyspozycji miejsca kontraktacji cechujące się wysoką płynnością i dostępnością.

III. WPŁYW EPIDEMII KORONAWIRUSA SARS – COV2 NA SEKTOR ENERGETYCZNY W POLSCE

1. Sytuacja w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem sektora energetycznego (energii elektrycznej i gazu)

W dniu 4 marca 2020 r. wykryto na terenie Polski pierwszy przypadek koronawirusa SARS-COV2⁶ wywołującego poważną chorobę układu oddechowego – COVID-19. Kilka dni później – 11 marca 2020 r. Światowa Organizacja Zdrowia (WHO) ogłosiła stan pandemii nowego koronawirusa⁷, po czym wydarzenia i zmiany w otaczającym nas świecie nabrały gwałtownego tempa – 12 marca 2020 r. ma miejsce największy spadek notowań na giełdach światowych liczony „dzień do dnia” od 1987 roku, od północy 14 marca 2020 r. zaczął w Polsce obowiązywać stan zagrożenia epidemicznego [29], a od 23 marca 2020 r. [28] stan epidemii. Na terenie Polski stopniowo wprowadzono obostrzenia oraz zakaz prowadzenia niektórych rodzajów działalności gospodarczej, drastyczne ograniczenia w poruszaniu się, a także zalecenia dotyczące edukacji i pracy zdalnej. W okresie od drugiej połowy marca do końca kwietnia 2020 roku ulice polskich miast były niemal całkowicie opustoszałe wobec ogłoszonego „zamknięcia” (ang. *lockdown*), a Światowa Organizacja Handlu (WTO) uprzedziła, że według prognoz spowolnienie gospodarcze będzie znacznie większe niż podczas kryzysu finansowego z 2008 roku.

Poza aspektem zdrowotnym skutki rozprzestrzeniającego się na całym świecie wirusa miały wywołać efekt gospodarczej „kuli śnieżnej”, a doniesienia medialne mówiły nawet o pograżaniu się ekonomii w chaosie. Bardzo istotne w tym okresie było zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw i sprzedaży energii elektrycznej i gazu. Wprowadzone poprzez zapisy jednej z tarcz (patrz dalej) ograniczenia windykacyjnego wstrzymywania dostaw energii elektrycznej budziły jednak, ze względu na objęcie nimi wszystkich odbiorców końcowych (nawet tych, którzy zwiększyli swoje zapotrzebowanie i nie mieli problemów z płatnościami za energię elektryczną czy gaz), daleko idące wątpliwości sektora energetycznego (zarówno spółek obrotu, jak i OSD). Co ważne, jednocześnie padły bardzo wyraźne zapewnienia ze strony OSP i OSD, że nie ma żadnego zagrożenia dla stabilności funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i gazowego oraz nie ma żadnych

przeszkód w dostawach energii i gazu ziemnego do odbiorców końcowych⁸.

Tak jak i w innych krajach Unii Europejskiej, z uwagi na gwałtownie „hamującą” gospodarkę, doszło do obniżenia zapotrzebowania na energię elektryczną i gaz ziemny, a spółki obrotu zaczęły sprzedawać zakontraktowane wcześniej nadwyżki energii, co gwałtownie obniżyło jej cenę na TGE (patrz dalej). Dodatkowym problemem, który wystąpił niemal natychmiast po gwałtownych spadkach cenowych była konieczność zwiększenia tzw. depozytów zabezpieczających, które stanowią podstawowy element systemu gwarantowania rozliczeń przez IRGiT „blokując” poważne ilości środków finansowych. Niestety, w związku z tym liczne spółki obrotu musiały zwiększyć ww. depozyty, a w przypadku jednego z uczestników IRGiT był zmuszony ogłosić jego niewypłacalność oraz zamknąć jego pozycje na rynkach, na których działał⁹.

Wskutek ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej ucierpiała przede wszystkim sprzedaż energii do odbiorców końcowych głównie w segmencie małych i średnich przedsiębiorstw (SME), czyli szeroko rozumianej grupy taryfowej C. Nie pozostało bez wpływu na rynek zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną przewoźników kolejowych, operatorów komercyjnych centrów biurowych i handlowych, a także wstrzymanie produkcji w niektórych segmentach gospodarki (m.in. branży meblarskiej, chemicznej). Średnie ceny energii na RDN w połowie marca spadały nawet do poziomu 130 zł/MWh, a w przypadku gazu do poziomu poniżej 50 PLN/MWh, „odbijając” się jedynie w okresie świąt, przy czym od połowy kwietnia nastąpiło przemijanie spadku związanego z panującą pandemią, a ceny zaczęły przekraczać średni poziom 150zł/MWh. W maju ceny RDN kształtowały się z pewnymi wahaniami o trendzie wzrostowym na poziomie między 150 a 200 zł za MWh poza 17 maja 2020 r., kiedy ceny spadły poniżej 100 PLN/MWh co było spowodowane bardzo niskim zapotrzebowaniem na moc oraz znaczną generacją wiatrową. Natomiast w przypadku gazu, ceny nadal spadają, w maju (22 maja 2020 r.) aż do poziomu 20 PLN/MWh (poniżej kosztów wydobycia i dostawy na rynek).

⁶ <https://www.gov.pl/web/zdrowie/pierwszy-przypadek-koronawirusa-w-polsce>

⁷ <https://twitter.com/WHO/status/1237777021742338049?s=20>

⁸ <https://www.pse.pl/informacje-covid-19>

⁹ <https://www.irgit.pl/rynek-towarowy/news/zamkniecie-pozycji-czlonka-izby-rozliczeniowej-gield-towarowych>

2. Zmiany w obszarze regulacyjnym, związane ze stanem epidemii koronawirusa, w tym tzw. „tarcze antykryzysowe”

Niemal natychmiast, bo już w drugiej połowie marca 2020 roku, rząd podjął działania mające na celu łagodzenie skutków wprowadzanych ograniczeń, zarówno w wymiarze społecznym, jak i gospodarczym. W okresie od 31 marca do 14 maja 2020 r. zostały przygotowane i przeszły proces legislacyjny pakiety ustaw, nazwane „tarczami antykryzysowymi”, które oprócz doraźnych i systemowych zmian w zakresie szeroko rozumianego mechanizmu łagodzenia skutków pandemii, zawierały także szereg modyfikacji związanych z funkcjonowaniem sektora energetycznego w Polsce. Zmiany te zostały wypracowane także przy udziale TOE.

„Tarcza antykryzysowa 1.0”

Ustawa z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2020 poz. 568) [14], tzw. „tarcza antykryzysowa 1.0” wprowadziła m.in.:

- 1) w ustawie – Prawo energetyczne:
 - zawieszenie możliwości wstrzymywania dostarczania paliw gazowych lub energii;
 - przedłużenie terminu ważności świadectw kwalifikacyjnych do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych;
- 2) w ustawie o odnawialnych źródłach energii:
 - możliwość wydłużenia terminu na realizację zobowiązania do wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE (systemy wsparcia FIT i FIP);
 - możliwość wydłużenia terminu na realizację zobowiązania uczestnika aukcji OZE do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego oraz maksymalnego wieku urządzeń wchodzących w skład danej instalacji;
- 3) w ustawie o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych:
 - wyeliminowanie możliwości stosowania wykładni zawężającej w odniesieniu do przyznania rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych wyłącznie do produkcji związanej z prowadzeniem działalności gospodarczej, z pominięciem wytwarzania produktów energochłonnych, które nie podlegają sprzedaży, lecz wykorzystaniu przez wnioskodawcę w ramach dalszej obróbki w procesie technologicznym;
 - dookreślenie, jak powinna zostać wyznaczona zdolność produkcyjna instalacji po jej znaczącym zwiększeniu;

- rozwiązania mające na celu usprawnienie i przyspieszenie wypłaty rekompensat kosztów pośrednich uprawnień do emisji;
- 4) w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych:
 - zmianę terminów konsultacji publicznych projektów planów budowy ogólnodostępnych stacji ładowania oraz uzgodnień z OSD, na obszarze działania, których planowane jest rozmieszczenie takich stacji.

„Tarcza Antykryzysowa 2.0”

Ustawa z dnia 16 kwietnia 2020 r. o szczególnych instrumentach wsparcia w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2 (Dz.U. 2020 poz. 695) [13], tzw. „tarcza antykryzysowa 2.0”, wprowadziła m.in.:

- 1) w ustawie – Prawo energetyczne:
 - przedłużenie, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, terminu ważności decyzji o udzieleniu koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej, o których mowa w Prawie energetycznym;
 - przedłużenie terminu na uzupełnienie braków formalnych wniosku o udzielenie koncesji;
 - przedłużenie okresu, na który Prezes URE wyznaczył OSD oraz Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziarnego,
 - przedłużenie dla OSP i OSD terminu na przedłożenie projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną;
 - przedłużenie terminu wykonania przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą oraz podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego obowiązku przekazania Prezesowi URE informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy za ostatni kwartał, w tym o cenach i ilościach zakupionego gazu ziemnego, za I kwartał 2020 roku;
 - możliwość wykonywania wskazanych w ustawie obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, obrotem, magazynowaniem, przeladunkiem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw ciekłych, za pośrednictwem poczty elektronicznej;
 - przedłużenie okresu powoływania komisji kwalifikacyjnych potwierdzających uprawnienia do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych;
 - możliwość sprawdzenia kwalifikacji w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych zdalnie;
- 2) w ustawie o odnawialnych źródłach energii:
 - zmiany w zakresie przeprowadzania przez Prezesa URE aukcji OZE, w tym dotyczące składania ofert;

- 3) w ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym:
- przedłużenie terminów dotyczących przedłożenia Prezesowi URE informacji o wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, przedstawienia ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, a także przedstawienia ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacji o działaniach podjętych w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia 2019 r., w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

„Tarcza Antykryzysowa 3.0”

Ustawa z dnia 14 maja 2020 r. o zmianie niektórych ustaw w zakresie działań osłonowych w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2 (Dz.U. 2020 poz. 875) [12], tzw. „tarcza antykryzysowa 3.0” wprowadziła:

- 1) w ustawie – Prawo energetyczne:
 - możliwość przekazywania odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne projektów umów, zmian w umowach i powiadomień, po uzyskaniu zgody odbiorcy, drogą elektroniczną;
 - przedłużenie terminu na realizację w 2020 roku obowiązku przedłożenia ministrowi właściwemu ds. energii sprawozdania Prezesa URE ze swojej działalności z 30 kwietnia na 31 maja 2020 r.;
- 2) w obrocie giełdowym:
 - dodatkowe formy zabezpieczeń niepieniężnych wnoszonych na pokrycie depozytów zabezpieczających do IRGiT, w szczególności prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii z odnawialnych źródeł energii, uprawnienia do emisji, gwarancje bankowe czy poręczenie spółki, a także zwolnienie z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego w stosunku do maksymalnie 50% wartości wymaganych depozytów dla podmiotu będącego członkiem giełdowej izby rozrachunkowej, na zasadach wskazanych w ustawie.

Rola i działania TOE

Planowane i wprowadzane zmiany były przedmiotem bieżącego monitoringu zarówno TOE, jak i samych Spółek – Członków Towarzystwa. Zmniejszające się zapotrzebowanie na energię,

problemy finansowe odbiorców końcowych w terminowym realizowaniu płatności za energię elektryczną i gaz, ale przede wszystkim rosnące poziomy zabezpieczeń na rynku giełdowym (wnoszone do IRGiT), stanowiły poważne wyzwania przed licznymi spółkami obrotu, w tym oczywiście także zrzeszonymi w TOE. W ramach wewnętrznych prac szczegółowo omówiono, w odpowiednich zespołach i grupach zadaniowych oraz w gronie Rady Zarządzającej TOE, możliwe działania zarówno w obszarze szeroko rozumianego rynku hurtowego (w tym giełdowego) oraz rynku detalicznego (sprzedaży energii do odbiorców końcowych), zarówno ze strony Stowarzyszenia, jak i jego Członków. W ramach działań w ww. obszarze rynku hurtowego, TOE m.in. czynnie uczestniczyło w opracowaniu zapisów wprowadzających dodatkowe formy zabezpieczeń niepieniężnych wnoszonych na pokrycie depozytów zabezpieczających do IRGiT (patrz wyżej), a także w spotkaniach i dyskusjach zewnętrznych dotyczących tego obszaru zagadnień, w tym w zorganizowanej 2 kwietnia 2020 r. z inicjatywy i na zaproszenie Ministra Klimatu wideokonferencji z udziałem także Prezesa URE oraz przedstawicieli TGE, IRGiT i KNF, podczas której omawiano proponowane obszary zmian. W zakresie rynku detalicznego TOE opracowało i wystosowało do Ministra Klimatu pismo, w którym opisało negatywny wpływ stanu epidemii wirusa SARS-COV-2 wywołującego chorobę COVID-19 na funkcjonowanie detalicznego rynku energii, w tym sprzedaż energii do odbiorców końcowych, zaproponowało zmiany, ale przede wszystkim zaproponowało do kolejnej czwartej tzw. „tarczy antykryzysowej” 4 propozycje możliwych zmian przepisów prawa łagodzących negatywny wpływ koronawirusa na działalność spółek obrotu, a w szczególności sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

WNIOSKI

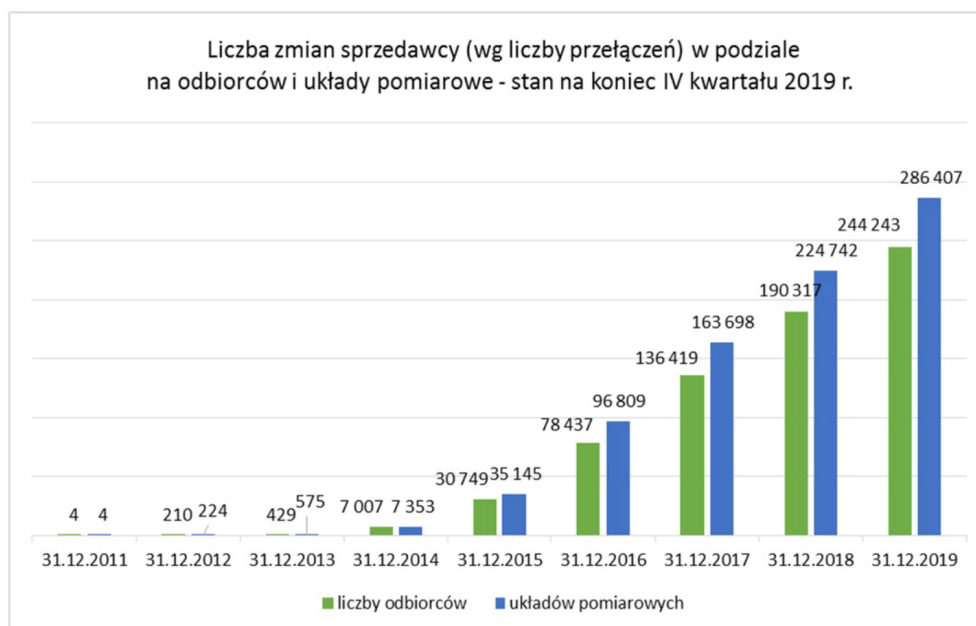
Okoliczności związane z koronawirusem, wywarły znaczący wpływ na funkcjonowanie rynków energii elektrycznej oraz gazu, a w szczególności na obszar zmniejszenia popytu, który „odsłonił” dosyć słabą elastyczność podaży. Spowodowało to duże wahania cenowe, które nie są pozytywnie odbierane przez niektórych uczestników rynku, ponieważ niosą za sobą poważne konsekwencje finansowe (nie tylko po stronie rozliczeń, ale również konieczności zwiększenia zabezpieczeń finansowych na rynkach giełdowych). Przyjęte rozwiązania częściowo rozwiązały problem ciągłości dostaw na rynku detalicznym i tylko pośrednio wsparły przedsiębiorstwa energetyczne na rynku hurtowym.

IV. RYNEK GAZU

1. Rynek detaliczny

W 2019 roku w porównaniu do lat poprzednich wzrosła liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę paliwa gazowego (gazu). Dynamika liczby zmian sprzedawcy może świadczyć o zwiększonej aktywności odbiorców ze względu na łatwość dokonania zmiany, jak też liczbę konkurencyjnych ofert dostępnych

na rynku. W 2019 roku mieliśmy niestety również do czynienia z tzw. sprzedażą awaryjną i rezerwową, polegającą na zmianie sprzedawcy gazu na skutek zaprzestania dostaw paliwa gazowego przez dotychczasowego sprzedawcę. Od początku prowadzenia przez URE monitoringu zmian sprzedawcy gazu do końca 2019 roku odnotowano 244 243 takich zmian, co przedstawiono na rysunku poniżej.



Wykres zmian sprzedawcy nie obejmuje uruchomionej na rzecz odbiorców sprzedaży awaryjnej (rezerwowej)

Źródło: URE.

Rys. 6. Liczba zmian sprzedawcy na rynku gazu.

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę zmian sprzedawcy (liczba „przełączeń”) od początku monitorowania rynku przez

URE do końca 2019 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 (liczba przełączeń od początku monitorowania do końca IV kwartału 2019 roku)

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	233230	8560	2011	300	76	22	11	33	244 243
układów pomiarowych	270504	12962	2449	337	78	25	11	41	286 407

Źródło: URE.

Na rynku gazu zmniejszyła się liczba podmiotów prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym. Na koniec 2019 roku 186 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi w kraju – OPG wobec 197 w 2018 roku, 4 podmiotom Prezes URE cofnął koncesję OGZ, a 16 koncesję OPG¹⁰ [39][60].

W obrocie gazem ziemnym natomiast 99 przedsiębiorstw uczestniczyło¹¹ [39][60].

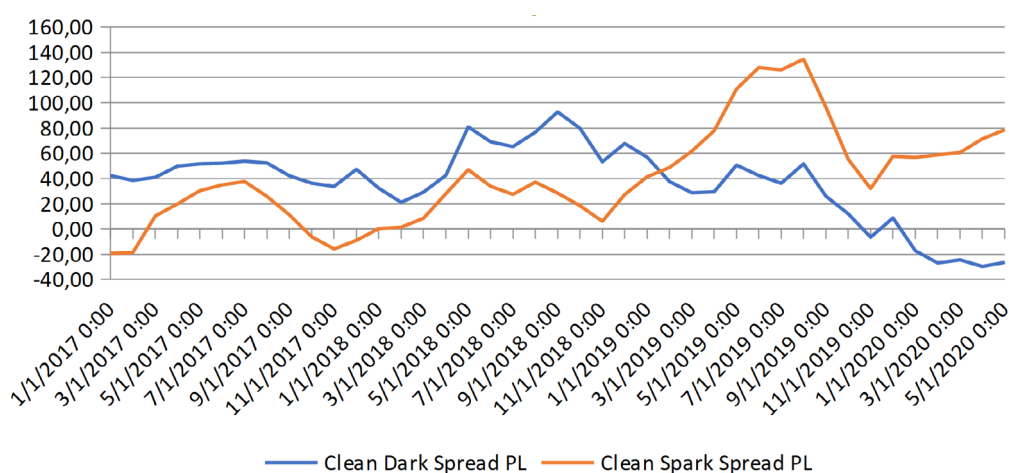
W 2019 roku wzrosła liczba podpisanych przez OSD ze sprzedawcami umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego – tzw. umów ramowych, które pozwalają na prowadzenie przez sprzedawcę gazu działalności na terenie danego OSD. Na koniec 2019 roku 149 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP, w tym 81 posiadało również umowy z OSD.

Wprowadzone „obligo giełdowe” umożliwia uczestnikom dostęp do gazu na rynku hurtowym. Oferty gazu na rynku detalicznym obejmują możliwość pozyskania surowca na rynku krajowym. Co istotne na rynku detalicznym obowiązuje model maksymalnych cen gazu i opłat abonamentowych dla gospodarstw domowych, co umożliwiła oferowanie niższych cen i abonamentu, które mogą być stosowane pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych.

Ważnym sektorem wpływającym na systematyczny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny jest elektroenergetyka. Obecnie funkcjonują w Polsce dwa systemowe bloki gazowo-parowe należące do PKN Orlen SA: Płock (630 MWe) oraz Włocławek (465 MWe), a w drugiej połowie 2020 roku powinny zostać

oddane dwa kolejne: Stalowa Wola będąca wspólną własnością PGNiG SA oraz Tauron SA (467 MWe), a także należący do PGNiG Termika nowy blok w EC Żerań (499 MWe). Każde 500 MWe (taką moc zazwyczaj ma nowobudowany blok energetyczny) generuje zapotrzebowanie na błękitne paliwo rzędu 650 mln m³ rocznie. Poza jednostkami wytwórczymi będącymi w dyspozycji Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego, funkcjonują również elektrociepłownie gazowe, m.in. EC Nowa Sarzyna, EC Gorzów, czy EC Toruń. W najbliższych latach planowane jest oddanie kolejnych inwestycji w bloki wytwórcze opalane gazem ziemnym, zarówno jako JWCD jak i nJWCD, z których największe to EC Grudziądz, EC Bydgoszcz, nowe bloki gazowo-parowe w Elektrowni Dolna Odra. Również projekty zawieszane w ubiegłych latach są obecnie ponownie analizowane pod kątem ich opłacalności.

Przyczyną tak dużego zainteresowania jednostkami wytwórczymi zasilanymi paliwem gazowym są dynamiczne zmiany na rynku energii elektrycznej oraz towarów powiązanych, które zachodzą w całej Europie. Kilukrotny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ na przestrzeni ostatnich dwóch lat przyczynił się do spadku opłacalności wytwarzania energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego oraz znacznego wzrostu opłacalności błękitnego paliwa (emisyjność jednostki gazowej to około 0,3 tCO₂/MWh, a jednostki węglowej to nawet 0,9 tCO₂/MWh). Dodatkowym katalizatorem tego procesu był gwałtowny spadek cen gazu ziemnego przy relatywnie stabilniejszych notowaniach węgla kamiennego. Opisany trend doskonale obrazuje poniższy wykres przedstawiający CDS (ang. *clean dark spread*) oraz CSS (ang. *clean spark spread*) w Polsce.



Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych ICE i TGE.

Rys. 7. CDS i CSS w Polsce w latach 2017-2020.

¹⁰ <https://rejstry.ure.gov.pl>

¹¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/hurtowy-rynek-gazu-zie/5243,Hurtowy-rynek-gazu-ziemnego-monitoring.html>

Pomimo trwającego „zamrożenia” europejskich gospodarek sytuacja nie uległa zmianie i nadal jednostki gazowe są w tzw. „merit order” przed węglowymi (dodatkowo przy znacznym spadku zapotrzebowania to jednostki gazowe są wypychane z rynku przez OZE). Jedynie powrót cen uprawnień do emisji CO₂ poniżej 10 EUR/t, przy jednoczesnym zachowaniu relacji cen gazu ziemnego i węgla kamiennego (lub dodatkowo poprawie tej relacji na korzyść węgla), mógłby zmienić ten stan. Sytuacja polityczna, gospodarcza i społeczna jest obecnie na tyle dynamiczna, że nie można wykluczyć żadnego scenariusza, jednak w opinii większości firm analitycznych, gaz ziemny nadal będzie wypierał węgiel kamienny jako paliwo „przejściowe” w realizacji celu przejścia w 100% na dostawy energii z odnawialnych źródeł w UE.

2. Uwarunkowania infrastrukturalne

Połączenia międzysystemowe

Dla bezpieczeństwa energetycznego kraju kluczowe znaczenie mają połączenia polskiego systemu gazowniczego z systemami krajów ościennych umożliwiającymi dywersyfikację kierunków zaopatrzenia. Istniejące połączenia międzysystemowe umożliwiają import gazu z Niemiec, Czech, Ukrainy, Białorusi oraz import LNG drogą morską przez terminal LNG w Świnoujściu. Z kierunku zachodniego i północnego istnieje możliwość importu paliwa gazowego do Polski przez punkt GCP (połączenie z Niemcami – 1,6 mld m³/rok), punkt Mallnow (rewers fizyczny na gazociągu jamalskim z Niemcami, o zdolności technicznej 6,1 mld m³/rok oraz rewers wirtualny (max. 11 mld m³/rok – import możliwy jest tylko w przypadku utrzymania przepływu gazu gazociągiem jamalskim w kierunku Niemiec)), Cieszyn (połączenie na granicy polsko-czeskiej – 0,6 mld m³/rok) oraz terminal LNG w Świnoujściu (zdolność techniczna – 5,0 mld m³/rok). Dodatkowo, Polskie LNG S.A., operator terminalu w Świnoujściu, prowadzi program rozbudowy przepustowości terminalu. Zgodnie z przekazywanymi informacjami, 10 października 2019 r. operator podpisał umowę na zakup regazyfikatorów SCV.

Zakup regazyfikatorów SCV, realizowany jest w ramach Programu Rozbudowy Terminalu LNG, który składa się z czterech projektów:

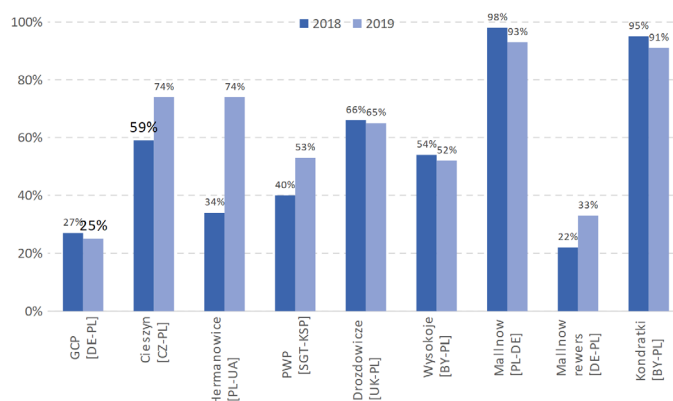
- SCV – dodatkowa instalacja regazyfikacyjna – zwiększająca nominalną moc regazyfikacyjną terminalu z obecnych 5 mld m³ do 7,5 mld Nm³/rocznie;
- trzeci zbiornik LNG – poprawiający elastyczność pracy instalacji Terminalu LNG, dzięki zwiększeniu pojemności magazynowej o dodatkowe 180 tys. m³, co zapewni optymalną zdolność procesową składowania LNG;
- instalacja przeładunkowa LNG na kolej – rozszerza zakres świadczonych usług o możliwość załadunku LNG na

kontenery ISO i cysterny kolejowe, co umożliwi dotarcie do nowych potencjalnych klientów;

- dodatkowe nabrzeże statkowe, które umożliwi załadunek i rozładunek zbiornikowców, przeładunek LNG (transshipment) oraz załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania.

Z kierunku wschodniego import gazu może być realizowany przez punkt Drozdowicze (połączenie z Ukrainą – 5,7 mld m³/rok), Wysokoje (połączenie z Białorusią – 5,5 mld m³/rok) oraz przez punkt Tietierowka (połączenie realizujące import lokalny – 0,2 mld m³/rok). Polska jest krajem transgranicznym, przez który przebiega gazociąg tranzytowy Jamał-Europa, łączący granicę polsko-białoruską z polsko-niemiecką. Na polskim odcinku gazociągu znajduje się jeden fizyczny punkt wejścia do systemu w miejscowości Kondratki (przepustowość techniczna – 33,7 mld m³/rok) i trzy punkty wyjścia – Mallnow oraz Punkt Wzajemnego Połączenia poprzez stacje we Lwówku i Włocławku. Eksport gazu z Polski do krajów ościennych możliwy jest przez punkty Cieszyn, GCP, Hermanowice i Drozdowicze rewers oraz Mallnow. Na przełomie 2019/2020 dostosowano sposób funkcjonowania punktów międzysystemowych na połączeniach Polska – Ukraina do zasad unijnych poprzez wprowadzenie rewersu wirtualnego na zasadach przerywanych (od 1 grudnia 2019 r. w punkcie Hermanowice, od 1 stycznia 2020 r. w punkcie Drozdowicze), co było związane z zakończeniem historycznego kontraktu tranzytowego na przesył rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy.

Poniższy wykres przedstawia wykorzystanie technicznych zdolności przesyłowych dla kluczowych punktów w latach 2018-2019.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

Rys. 8. Wykorzystanie zdolności przesyłowej gazu w Polsce w latach 2018-2019 [%].

Na przestrzeni ostatnich lat mamy do czynienia z postępującą dywersyfikacją źródeł i kierunków dostaw paliwa gazowego do Polski. W roku 2019 zaimportowano 183,7 TWh gazu ziemnego,

co stanowi wzrost o ok. 12,7% w porównaniu do 2018 r, przy nieznanym spadku wolumenu z kierunku wschodniego o 0,2% oraz wzroście dostaw surowca z Unii Europejskiej o blisko 40%. W analizowanym okresie wzrósł również wolumen gazu zregazyfikowanego w terminalu LNG w Świnoujściu o 23,6% w porównaniu do 2018 roku. Dla dostaw z UE, szczególnie wzrost dynamiki importu zaobserwowano przez punkt Mallnow rewers (zmiana o ok. 50,8% r/r). Zwiększone wykorzystanie infrastruktury dotyczyło również punktu Cieszyn (zmiana o ok. 20% r/r), natomiast spadek udziału przepływów odnotowano w punkcie GCP (spadek o ok. 8,7% r/r). Większość importowanego surowca do Polski (około 54% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego.

Warto zauważyć, iż w roku 2019 zwiększyło się zainteresowanie podmiotów eksportem na Ukrainę przez punkt Hermanowice, gdzie w analizowanym okresie odnotowano ponad dwukrotny wzrost.

Ponadto w roku 2019 zwiększyła się aktywność podmiotów konkurencyjnych na rynku, których import netto wzrósł o prawie 50% względem importu w 2018.

Tabela 4. Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2019	2018	Zmiana %
Dostawy z UE	48,79	34,82	39,94%
GCP	3,97	4,33	-8,69%
Cieszyn	4,70	3,89	20,14%
Mallnow	40,12	26,6	50,80%
Dostawy ze Wschodu	98,75	98,83	-0,19%
Drozdowice	41,96	42,51	-1,51%
Tietarowka	0,86	0,87	-1,79%
Kandratki	23,90	22,06	8,38%
Wysockie	32,04	33,39	-4,11%
Regazyfikacja LNG	36,16	29,17	23,63%
Łączny import	183,70	162,82	12,70%
Eksport na Ukrainę	14,99	7,26	106,11%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ENTSOG.

Kluczowe projekty infrastrukturalne

Polska prowadzi obecnie jedno z największych w Europie inwestycji w infrastrukturę gazową związane z budową regionalnego rynku gazu i pozycji kraju jako hubu gazowego dla Europy Środkowo-Wschodniej. Poniżej przedstawiono opis najważniejszych projektów infrastrukturalnych wraz z postępami prac w roku 2019.

Projekt połączenia gazociągowego Baltic Pipe

Projekt Baltic Pipe jest przedsięwzięciem o znaczeniu strategicznym mającym na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu ziemnego na rynek europejski. Jest istotnym elementem związanym z budową Korytarza Gazowego Północ-Południe. Nowa infrastruktura gazociągowa umożliwi bezpośredni

dostęp do złóż gazowych zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, z których surowiec transportowany będzie gazociągiem przez Danię do Polski. Inwestycja realizowana jest w ramach ścisłej współpracy między polskim operatorem systemu przesyłowego Gaz-System SA i duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet. Według informacji obu operatorów, przekazanie infrastruktury do użytkowania nastąpi od 1 października 2022 r. Planowana przepustowość gazociągu Baltic Pipe wyniesie 10 mld m³ rocznie w kierunku Polski oraz 3 mld m³ z Polski do Danii. Projekt Baltic Pipe obejmuje 5 kluczowych etapów, za budowę których jest odpowiedzialny odpowiednio Energinet jak i OGP Gaz-System SA.

Kluczowe elementy infrastruktury należące do duńskiej części Baltic Pipe to:

- 1) gazociąg na dnie Morza Północnego, podmorski gazociąg łączący norweski system gazowy na Morzu Północnym z duńskim systemem na lądzie. Gazociąg zostanie połączony z istniejącą infrastrukturą przesyłową – rurociągiem Europipe II – na Morzu Północnym, zapewniając tym samym dostęp do gazu ze złóż norweskich. Wyjście gazociągu na ląd planowane jest na zachodnim wybrzeżu Danii, w pobliżu Blåbjerg;
- 2) rozbudowa duńskiego systemu przesyłowego, obejmuje budowę terminalu odbiorczego w rejonie Nybro, cztery lądowe odcinki gazociągu i jeden odcinek gazociągu podmorskiego przez cieśninę Mały Belt;
- 3) tłocznia gazu w Danii – budowa tłoczni Everdrup na duńskiej wyspie Zealand (realizowane wspólnie przez Energinet i Gaz System). Umożliwi dwukierunkowy przesył gazu ziemnego z Danii do Polski a także z Polski do Danii.

Kluczowe elementy infrastruktury w polskiej części Baltic Pipe obejmują część lądową i morską:

- 1) gazociąg na dnie Morza Bałtyckiego – część morska (offshore), podmorski gazociąg łączący duński system przesyłowy z polskim systemem przesyłowym zapewniając dwukierunkowy przesył gazu ziemnego. Przechodzić będzie przez obszary morskie trzech państw: Danii, Polski i Szwecji;
- 2) rozbudowa polskiego systemu przesyłowego – część lądowa (onshore) obejmuje budowę trzech tłoczni gazu Goleńców, Gustoszyn, Odolanów oraz dwóch gazociągów.

Zgodnie z informacjami OGP Gaz-System SA i Energinet realizacja poszczególnych elementów infrastruktury w 2019 roku przebiegała według założonego harmonogramu. OGP Gaz – System SA i Energinet uzyskały komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. Pozyskano również zgody zarówno od polskich, jak i duńskich władz na budowę wszystkich elementów projektu Baltic Pipe w części lądowej i morskiej.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja

Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja wraz z wewnętrzną rozbudową infrastruktury gazu ziemnego w Polsce stanowi wschodnią nitkę Korytarza Gazowego Północ-Południe. Planowany interkonektor o przesyle dwukierunkowym ma znaczenie strategiczne zarówno dla Słowacji jak i Polski.

Zgodnie z założeniami, realizacja projektu umożliwi krajom tego regionu dywersyfikację dostaw gazu, a także przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich Unii Europejskiej. Projekt realizowany jest przez polskiego operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA i słowackiego operatora systemu przesyłowego Eustream.

Projekt zakłada budowę gazociągu ze słowackiej tłoczni gazu Veľké Kapušany do granicy polsko-słowackiej oraz od granicy polsko-słowackiej do węzła w Strachocinie, wraz z budową nowej tłoczni gazu w Strachocinie. Realizacja inwestycji obejmuje również rozbudowę krajowej sieci gazociągów w południowo-wschodniej Polsce. Przepustowość gazociągu w kierunku Polski wyniesie 5,7 mld m³ rocznie, w kierunku Słowacji 4,7 mld m³ rocznie. Zakończenie przedsięwzięcia planowane jest na koniec 2021 roku.

W zakresie realizacji inwestycji w 2019 roku OGP Gaz-System SA dokonał wyboru wykonawcy gazociągu (konsorcjum firm – Budimex Mostostal S.A. i Mostostal Kraków S.A.), rozpoczął budowę polskiej części interkonektora oraz podpisał z firmą Ferrum kluczową umowę na wyprodukowanie i dostarczanie rur, łuków i armatury do budowy gazociągu Polska-Słowacja.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL)

Gazociąg Polska-Litwa umożliwi integrację krajów bałtyckich, uzależnionych od dostaw z jednego kierunku (Litwa, Łotwa, Estonia), z rynkiem gazu Unii Europejskiej. Zapewni również dostęp do globalnego rynku LNG, np. poprzez terminal w Świnoujściu.

Projekt realizowany jest przez OGP Gaz-System SA we współpracy z AB Amber Grid – operatorem litewskiego systemu przesyłowego.

Inwestycja po stronie polskiej podzielona jest na dwa odcinki: północny, którego trasa biegnie od ZZR Rudka – Skroda do granicy z Litwą oraz południowy, przebiegający od tłoczni Hołowczyce do ZZU Rudka-Skroda. Przepustowość gazociągu z Polski w kierunku Litwy wyniesie 2,4 mld m³/rok, a z Litwy do Polski 1,9 mld m³/rok. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2022 rok.

W zakresie realizacji inwestycji w 2019 roku OGP Gaz-System SA uzyskał wszystkie wymagane decyzje lokalizacyjne oraz pozwolenia na budowę gazociągu Polska-Litwa wraz z rozbudową tłoczni w Hołowczycach. Otrzymał również pozwolenie na budowę Tłoczni Gazu Gustorzyn oraz zawarł dwie umowy dotyczące północnego odcinka gazociągu. Ze względu na modernizację krajowego systemu przesyłowego i planowane zwiększenie dostaw gazu z kierunku północnego, pełni ona istotną rolę zarówno dla tego projektu jak i projektu Baltic-Pipe.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy

Projekt ten również stanowi część europejskiej inicjatywy w zakresie budowy Korytarza Północ-Południe. Inwestycja realizowana jest przez OGP Gaz-System SA wspólnie z czeskim operatorem systemu przesyłowego NET 4GAS. Prowadzone działania dotyczą drugiego etapu wykonania projektu. Celem przedsięwzięcia jest zwiększenie zdolności przesyłowej pomiędzy dwoma systemami gazowymi Polski i Czech poprzez ich modernizację. Docelowo przewidywane jest zapewnienie przesyłu gazu w obu kierunkach. Planowana przepustowość gazociągu z kierunku Czech wyniesie 5 mld m³/rok, natomiast z kierunku Polski – 6,5 mld m³/rok. W kwestii realizacji inwestycji został zakończony etap opracowania dokumentacji projektowej po stronie polskiej. Wybrano wykonawcę dokumentacji projektowej, której jest konsorcjum firm (Biuro Projektów „NAFTA-GAZ” Sp. z o.o., Górnicze Biuro Projektów PANGAZ Sp. z o.o., Kraków) zawarto również umowę na budowę tłoczni gazu Kędzierzyn. Wykonawcą robót budowlanych jest konsorcjum firm (Rafako S.A. i PBG Oil and Gas Sp. z o.o.).

Magazyny

Magazyny gazu stanowią istotny element infrastruktury wpływający na bezpieczeństwo energetyczne kraju w sektorze gazowym. Polska eksploatuje 7 podziemnych magazynów gazu wysokometanowego, o łącznej pojemności czynnej ponad 34 TWh. Operatorem systemu magazynowania dla tych instalacji magazynowych jest Gas Storage Poland Sp. z o.o., spółka należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG. Usługa magazynowania jest udostępniana w kilku wariantach (Pakiet, Pakiet Elastyczny, UM Rozdzielona), w ramach Grupy Instalacji Magazynowych Kawerna (w skład której wchodzi KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo) i Sanok (PMG Swarzów, PMG Brzeźnica, PMG Strachocina oraz PMG Husów), a także Instalacji Magazynowej PMG Wierchowice.

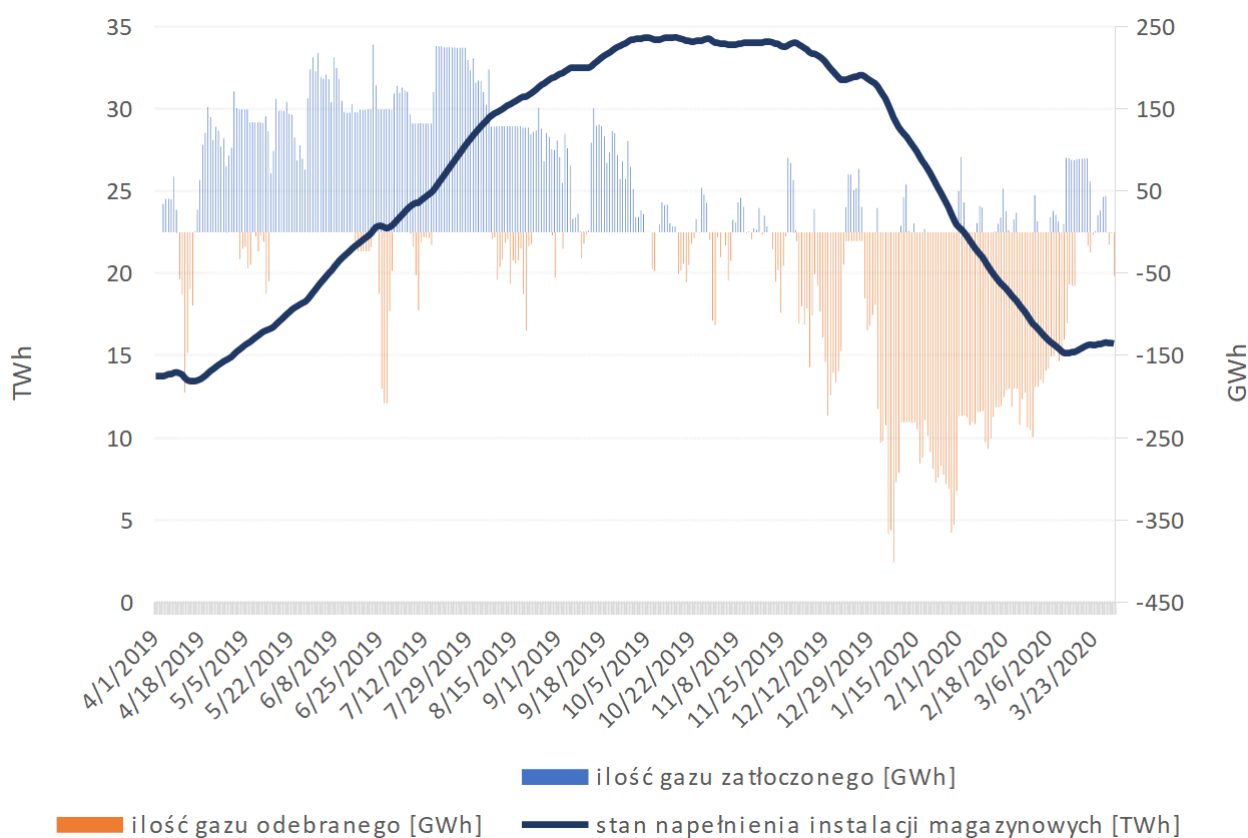
Pozytywnie dla rynku należy ocenić działania w 2019 roku polegające na rozszerzeniu koncesji Gas Storage Poland o nowe pojemności magazynowe KPMG Kosakowo (wzrost z 1,6 TWh do 2,7 TWh). Zmniejszono również pięciokrotnie wielkości pakietów oferowanych przez operatora systemu magazynowania,

przy jednoczesnym obniżeniu opłat za magazynowanie wraz z wprowadzeniem obowiązującej taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego. Obecnie prowadzone są prace nad udostępnieniem kolejnych pojemności magazynowych KPMG Kosakowo, których oddanie jest planowane na rok 2021. Zwiększanie poziomu pojemności czynnych polskich magazynów stanowi kolejny krok ku wzrostowi bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Na koniec gazowego sezonu zimowego (31 marca 2019 r.), w magazynach znajdowały się rezerwy gazu w wielkości 13,7 TWh (41% całkowitej pojemności). Z uwagi na niepewność związaną z przesyłem gazu przez terytorium Ukrainy, nadpodaż surowca,

jak również łagodne warunki atmosferyczne, rok 2019 zakończył się wyjątkowo wysokim stanem zatłoczenia wynoszącym około 92,3%. Poziom napełnienia instalacji magazynowych na koniec sezonu zimowego 2019/2020 wyniósł 15,8 TWh, (zatłoczenie na poziomie 46%) i był wyższy niż w analogicznym okresie roku 2018.

Średni dobowy pobór gazu z polskich PMG w okresie wytłaczania wyniósł w 2019 roku 75 GWh, o 45% mniej niż w poprzednim roku. Średnie zatłaczanie gazu do magazynów w Polsce w sezonie letnim w 2019 roku wyniosło 127 GWh/dobę, o 8 GWh/dobę więcej niż w 2018 roku.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gas Storage Europe.

Rys. 9. Wykorzystanie technicznej zdolności magazynowej gazu w Polsce w 2019/2020 roku.

LNG

Terminal LNG w Świnoujściu został oddany z końcem 2015 roku i rozpoczął działalność komercyjną w połowie 2016 roku. Stanowi on jedną z największych i najważniejszych inwestycji w ostatnich latach mającą na celu poprawienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Terminal pozwala na odbieranie skroplonego gazu (LNG) drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. Jako pierwszy tego typu projekt w Europie Środkowo-Wschodniej otwiera możliwości wykorzystania go na

obszarze regionalnym. Obecnie terminal posiada nominalną moc regazyfikacji na poziomie 5 mld m³ gazu rocznie. Podjęta została decyzja o zwiększeniu mocy regazyfikacyjnych do 7,5 mld m³/rok (rozważana jest też opcja budowy drugiego terminala typu FSRU w pobliżu Gdańska). Terminal w Świnoujściu umożliwia wyładunek konwencjonalnych zbiornikowców LNG; największe z nich, tzw. Q-flexy, umożliwiają dostarczenie ładunku LNG, który po regazyfikacji do sieci gazowej około 120 mln m³ gazu. Terminal LNG ma kluczowe znaczenie dla Polski przy dywersyfikacji źródeł importu błękitnego paliwa. Przy

dynamicznej, zmieniającej się sytuacji rynkowej może również umożliwić uzyskanie konkurencyjnych cen gazu.

W marcu 2017 roku do długoterminowej umowy na dostawy LNG zawartej pomiędzy PGNiG i Qatargas w 2009 roku została podpisana umowa dodatkowa, na mocy której import LNG z Kataru został zwiększony od 2018 roku i wyniesie w okresie obowiązywania w/w umów z Qatargas do 2 mln ton/rok (ok. 2,7 mld m³ gazu rocznie). W 2018 roku PGNiG podpisało cztery długoterminowe kontrakty na dostawy LNG z USA, a w czerwcu 2019 roku dodatkowe porozumienie zwiększające zakupiony wolumen od Venture Global Plaquemines. Pierwsze dostawy na podstawie umowy podpisanej z firmą Cheniere w 2018 roku zostały dostarczone w 2019 i 2020 roku, a łącznie do końca roku 2022 PGNiG odbierze jeszcze kilka dostaw. Od początku roku 2023 nastąpi istotny wzrost odbieranego wolumenu: PGNiG każdego roku zakupi od Cheniere znacznie większą ilość, tj. około 1,45 mln ton LNG (ok. 1,95 mld m³ gazu po regazyfikacji/rok). Dostawy na bazie umowy z Cheniere będą realizowane według formuły DES, czyli z dostawą do terminalu LNG w Świnoujściu, zapewnioną przez sprzedającego. Pozostałe umowy podpisane przez PGNiG z podmiotami z USA, tj. dwie umowy (oraz dodatkowe porozumienie) z Venture Global na dostawy łącznie 3,5 mln ton LNG rocznie oraz umowa z Port Arthur LNG z grupy Sempra z 2018 roku na dostawy kolejnych 2 mln ton LNG/rok zawarte zostały na bazie formuły FOB (Free-on-Board), która daje nabywcy elastyczność i możliwość handlu ładunkami LNG w skali globalnej. Biorąc pod uwagę wszystkie ww. umowy, po 2023 roku PGNiG, oprócz wolumenów zakontraktowanych od Qatargas, będzie również dysponować dodatkowo blisko 7 mln ton LNG z USA, co stanowi ponad 9 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

Podejmowane działania wpływają na zwiększenie wykorzystania mocy regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu. W 2019 roku poprzez terminal dokonano przywozu prawie 3,25 mld m³ gazu, co oznacza wykorzystanie jego przepustowości w 65% (PGNiG ma zarezerwowane 100% przepustowości) W 2019 roku zbiornikowce LNG zawijały do Świnoujścia dwa lub trzy razy w miesiącu, łącznie w 2019 roku zrealizowano 31 dostaw, w tym:

- 19 na podstawie kontraktów długoterminowych;
- 2 ładunki na podstawie kontraktu średnioterminowego;
- 10 dostaw spot.

Obecna przepustowość terminala LNG jest jednak niewystarczająca dla przyszłych potrzeb importowych, stąd potrzeba rozbudowy terminala oraz zwiększenia krajowych mocy regazyfikacyjnych.

Globalny handel LNG wzrósł o 12% w porównaniu z 2018 rokiem, osiągając ponad 483 mld m³ gazu po regazyfikacji według

danych dla dostarczonych ilości LNG. Ten wysoki poziom wzrostu względem roku 2018 (52 mld m³) był spowodowany uruchomieniem nowych zdolności skraplających m.in. w Australii, Stanach Zjednoczonych i Rosji. Wśród państw, największy przyrost eksportu w porównaniu w latach 2018-2019 odnotowano w Stanach Zjednoczonych – o 20 mld m³, zaś największy procentowy i wartościowy przyrost importu nastąpił w Europie – o niemal 50 mld m³ w porównaniu z rokiem 2018.

WNIOSKI

Rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny wraz z wygasającym po roku 2022 kontraktem jamalskim podkreśla konieczność realizacji kluczowych projektów dywersyfikacyjnych, jak również rozbudowy infrastruktury wewnątrz kraju. Gaz rosyjski nie jest już jedynym możliwym wyborem, natomiast do czasu połączenia ze źródłami gazu z Morza Północnego, będzie stanowił wciąż dominujące źródło zaopatrzenia Polski w ten surowiec.

3. Uwarunkowania prawne na rynku gazu

Obowiązująca ustawa o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym [25] (ustawa o zapasach) obowiązuje rozszerzony obowiązek utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez sprzedawców i odbiorców końcowych dokonujących przywozu gazu ziemnego do Polski.

Ustawa o zapasach reguluje przedmiot obowiązku, terminy i sposób wyliczenia zapasów obowiązkowych oraz warunki utrzymania zapasów w kraju i poza nim, procedury uruchomienia i rozliczenia zapasów, w tym ich uzupełnienia. Obowiązuje wymaganie wyłączności rezerwacji przepustowości dla podmiotów zamierzających utrzymywać zapasy obowiązkowe poza granicami Polski. Ustawa szczegółowo reguluje warunki korzystania z usługi biletowej oraz zasady rozliczeń tranzytu gazu. Podmioty zobowiązane do ustanowienia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, mogą zlecić wykonanie tego obowiązku innemu podmiotowi w dwóch modelach usługi biletowej, gdzie pozostają właścicielem zmagazynowanego gazu lub właścicielem gazu jest zleceniobiorca, który zobowiązuje się dostarczyć w ich imieniu wymaganą ilość gazu na wypadek uruchomienia zapasu obowiązkowego. Każdy podmiot dokonujący tego przywozu zobowiązany jest do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Przepisy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego zostały zakwestionowane przez Komisję Europejską, która 27 listopada 2019 r. wystosowała uzasadnioną opinię wskazującą na możliwą niezgodność polskiego systemu bezpieczeństwa dostaw z przepisami unijnego rozporządzenia 2017/1939. W związku z tym w najbliższych latach można spodziewać się zmiany tego systemu. Zdaniem części Członków TOE potrzebna jest zmiana ustawy o zapasach polegająca na:

- ograniczeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dostarczanego tylko do odbiorców chronionych lub
- zmianę modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i oparcie go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego, w którym państwo poprzez np. 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 przedmiotowym obowiązkiem (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych).

Postulowane zmiany nie powinny jednak negatywnie wpływać na zachowanie bezpieczeństwa dostaw do wszystkich odbiorców końcowych.

Sprzedawca awaryjny i sprzedawca rezerwowy

W 2019 roku obserwowaliśmy ryzyka w obszarze ciągłości i bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego dla kilkudziesięciu tysięcy odbiorców gazu, szczególnie w gospodarstwach domowych. Wynikało to z zaprzestania działalności przez jednego ze sprzedawców. W związku z tym pojawiły się zagrożenia bezumownego poboru gazu przez odbiorcę, którego sprzedawca zaprzestał dostarczania (np. zaprzestał działalności lub utracił koncesję). Przez kilka miesięcy trwały aktywne działania sprzedawców rezerwowych, a w pewnych przypadkach sprzedawcy z urzędu, którzy zapewнили ciągłość dostarczania gazu do odbiorców końcowych. Sprawne przeprowadzenie tego procesu możliwe było dzięki działaniom legislacyjnym i wprowadzeniu instytucji sprzedawcy rezerwowego.

Od 18 czerwca 2019 r. obowiązują przepisy ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne [27], która wspólnie dla rynku gazu i energii elektrycznej uregulowała instytucję sprzedawcy rezerwowego w przypadku zaprzestania dostarczania paliw gazowych do odbiorcy końcowego przez dotychczasowego sprzedawcę z przyczyn leżących po jego stronie. Wprowadzono obowiązek dla operatora systemu, przesyłowego lub dystrybucyjnego, zawarcia w imieniu i na rzecz odbiorcy końcowego umowy sprzedaży rezerwowej, szczegółowo regulując tryb i warunki zawierania takiej umowy oraz warunki powiadomienia odbiorcy końcowego o takim fakcie. Dodatkowo, rozwiązanie zakłada mechanizm zabezpieczający na wypadek, gdyby

sprzedawca rezerwowy nie podjął sprzedaży. W takiej sytuacji sprzedaż będzie realizował sprzedawca z urzędu. Wymaga to dostosowania umów dostarczania gazu oraz nakłada szereg obowiązków na sprzedawcę i zmienia zakres odpowiedzialności stron realizujących umowy. Nowelizacja określiła również zasady, warunki, czas obowiązywania, sposoby zawierania i rozwiązywania umowy sprzedaży rezerwowej. Oferty sprzedawców rezerwowych mają być publikowane na ich stronach, a operatorzy na swojej stronie internetowej będą udostępniać listę sprzedawców rezerwowych.

Obowiązek zatwierdzania taryf gazowych tylko dla odbiorców w gospodarstwach domowych

Od 1 października 2017 r. nie ma obowiązku stosowania taryf w rozliczeniach z odbiorcami biznesowymi. Natomiast do końca 2023 roku istnieje nadal obowiązek zatwierdzania i stosowania taryf na sprzedaż paliwa gazowego do odbiorców w gospodarstwach domowych, które określają maksymalne ceny i stawki opłat.

Obowiązujące rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu

Od 2017 roku obowiązuje rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy [22], które ustala maksymalne udziały gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w danym roku kalendarzowym, które nie mogą być wyższe niż: 70% – w latach 2017–2022 oraz 30% – w latach 2023–2026. Rozporządzenie precyzuje definicje, które budziły do tej pory wątpliwości interpretacyjne, tj. pojęcie importu, a także wprowadza nowe, tj. nabycie wewnątrzspółnotowe oraz źródło (w zależności od sposobu dostarczania gazu ziemnego). Towarzystwo Obrotu Energią rozumie potrzebę realnej dywersyfikacji dostaw rozumianej jako zróżnicowanie źródeł dostaw paliwa gazowego, a nie jedynie realizowanych tras.

Nowelizacja rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi

W dniu 22 września 2019 r. zmieniono rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi [31] Nowelizacja wprowadziła zmiany w zakresie zasad kwalifikacji do grup taryfowych dla najmniejszych grup odbiorców według m³ (nie kWh), co spowodowała konieczność dużych zmian w bilingach sprzedawców gazu.

Nadmierny zakres obowiązków sprawozdawczych w zakresie obrotu gazem ziemnym

Podmioty posiadające koncesje w zakresie obrotu paliwem gazowym w kraju i obrotu gazem ziemnym z zagranicą są zobowiązane do składania wielu sprawozdań/raportów/informacji cyklicznie oraz na żądanie organów administracji publicznej, Prezesa URE, Ministra Klimatu, ARE, GUS, często powielając te same dane.

Towarzystwo Obrót Energii postuluje uproszczenie i ujedynolicenie procedur sprawozdawczych tak, aby dane nie były powielane, składane w tych samych jednostkach do jednego organu oraz, aby ograniczyć liczbę raportów i sprawozdań do niezbędnego minimum.

Inne bariery funkcjonowania na rynku gazu w Polsce

- Brak przejrzystości oraz skutecznego zobowiązania małych OSD (tzw. Operator Systemu Dystrybucyjnego Współpracujący – OSDW) do zawierania umów dystrybucyjnych.
- 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. Postuluje się zmniejszenie współczynników korygujących stawkę opłaty przesyłowej/dystrybucyjnej dla umów krótkoterminowych.
- Brak stabilnej i przewidywalnej polityki regulacyjnej, ponieważ zmieniające się regulacje utrudniają możliwość długookresowego rozwoju biznesu.

WNIOSKI

Wprowadzone w 2018 roku rozwiązania dotyczące zapewnienia ciągłości dostaw zostały praktycznie wykorzystane w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez kilku sprzedawców (z przyczyn leżących po ich stronie). Zapewniły one możliwość utrzymania dostaw do odbiorców końcowych przez sprzedawców rezerwowych.

Uczestnicy rynku oczekują na stabilne i przewidywalne warunki prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz obrotu gazem ziemnym z zagranicą z zagranicą, w szczególności w zakresie opracowania systemu bezpieczeństwa dostaw.

4. Inne zagadnienia

„Maker-Taker”

Wprowadzono program Maker-Taker dla obecnej oferty produktowej na rynku gazu celem zwiększenia płynności obrotu

na rynku terminowym gazu ziemnego, a w konsekwencji utrzymania bezpieczeństwa obrotu na OTF oraz statusu OTF jako miejsca kształtowania się wiarygodnej ceny hurtowej gazu ziemnego.

Rada Rynku TGE

Powołano przez TGE w miejsce istniejących Komitetów Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu, Rady Rynku, której zadaniem jest wsparcie rozwoju transparentności i niedyskryminacyjnych rynków giełdowych oraz wypracowanie rekomendacji, opiniowanie zmian, a także inicjowanie projektów. W skład Rady Rynku weszli Przedstawiciele krajowych towarzystw branżowych. Regulamin Rady Rynku przy TGE wszedł w życie dnia 2 stycznia 2020 r.

Transparentność rynku gazu – konsultacje z ACER – Gas Inside Information Platform (GiiP)

W dniu 16 września 2019 r. zakończyły się konsultacje publiczne ACER dotyczące obowiązków informacyjnych (publikacja informacji wewnętrznych) uczestników europejskiego hurtowego rynku energii wynikających z Rozporządzenia REMIT. W rezultacie konsultacji ACER wprowadził obowiązek publikacji informacji na hurtowym rynku energii na dedykowanych do tego platformach inside information. Na krajowym rynku takie funkcje pełnią Giełdowa Platforma Informacyjna – GPI TGE dla rynku energii elektrycznej oraz od kwietnia 2019 roku. Gas Inside Information Platform – GiiP Gaz-System dla rynku gazu ziemnego. Dane publikowane na platformach obejmują m.in. planowane i nieplanowane ograniczenia mocy czy ograniczenia przepustowości.

Platforma GAZ-SYSTEM Aukcje (GSA)

W dniu 7 sierpnia 2019 r. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) opublikowała decyzję w wyniku II postępowania dotyczącego wyznaczenia platformy do aukcjonowania przepustowości dla punktów połączeń międzysystemowych „Mallnow” i „GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS” przez niemieckich operatorów sieci przesyłowej GASCADE i ONTRAS oraz polskiego operatora systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM i operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego GAZ-SYSTEM ISO. W wyniku przeprowadzonego postępowania ACER wybrał Regional Booking Platform (RBP) zarządzaną przez węgierskiego operatora systemu przesyłowego FGSZ Ltd. jako platformę do aukcjonowania przepustowości na granicy polsko-niemieckiej na okres maksymalnie 3 lat lub do momentu, kiedy operatorzy nie zawrą porozumienia w zakresie wyboru stałej wspólnej platformy do rezerwacji przepustowości na tym połączeniu.

V. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ, GAZU I ŚWIADECTW POCHODZENIA

1. Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej

Kluczowe czynniki rynku SPOT w 2019 roku stanowiły:

- średnia cena CO₂ ok 25 EUR,
- skokowy wzrost importu,
- oddanie do eksploatacji dwóch dużych bloków węglowych,
- początek gwałtownego wzrostu źródeł fotowoltaicznych,
- spadek zapotrzebowania na energię elektryczną.

W roku 2019 wzrost ceny energii elektrycznej wyniósł 2,7% rok do roku w porównaniu do wzrostu o 41,7% w roku 2018. Średnia cena godzinowa energii na Rynku Dnia Następnego TGE wyniosła w tym okresie 229,60 PLN/MWh (223,65 PLN/MWh w 2018 roku).

Dla godzin szczytowych (w dni robocze, od 8 do 22 włącznie) ceny w odróżnieniu od produktu typu BASE, spadły. Średnia dla 2019 roku wyniosła 263,65 PLN/MWh, czyli zmalała o 2,5% w porównaniu do roku poprzedniego (w 2018 roku ceny dla godzin szczytowych wzrosły o 43% w ujęciu rocznym).

Tempo zmian cen energii w ciągu roku było zmienne i zależało od kwartału. Najwyższy, wynoszący 18% w stosunku do analogicznego kwartału roku poprzedniego, wzrost cen zaobserwowano w pierwszym kwartale 2019 roku, w drugim kwartale zaś zanotowane ceny średnio wzrosły o 14%. Natomiast w trzecim oraz czwartym kwartale ceny zaczęły spadać, najpierw o 1%, by w czwartym kwartale spadek wyniósł 14% w porównaniu do 2018 roku. Cena energii elektrycznej w poszczególnych kwartałach wyniosły odpowiednio 218,26 PLN/MWh, 239,37 PLN/MWh, 250,05 PLN/MWh, 211,53 PLN/MWh. W godzinach peakowych ceny w poszczególnych kwartałach 2019 roku kształtowały się następująco: 255,87 PLN/MWh (13% wzrost r/r), 274,65 PLN/MWh (6,4% wzrost r/r), 278,62 PLN/MWh (8% spadek r/r), 245,45 PLN/MWh (17% spadek r/r). Do braku dalszych wzrostów w drugiej połowie roku przyczyniły się synchronizacja oraz oddanie do eksploatacji przez PGE dwóch bloków na węgiel kamienny o mocy łącznej 1810 MW. Dodatkowo od połowy roku do sieci zaczęły być podłączane farmy fotowoltaiczne, co spowodowało dodatkową, znaczącą podaż i miało wpływ na spadek cen w godzinach szczytowych. Moc zainstalowana źródeł PV przekroczyła 1000 MW października by na koniec roku osiągnąć 1300 MW. Co przy średnim obrocie na TGE na fixingu ok 2 300 MW jest znaczącą ilością.

Z uwagi na rosnące koszty wytworzenia energii w Polsce (średnia cena EUA wzrosła do poziomu 22 EUR/t z 10 EUR/t) oraz zwiększanie udostępnianych przez PSE mocy transgranicznych Polska w 2019 zwiększyła prawie dwukrotnie import energii z sąsiednich krajów do poziomu prawie 11 TWh, co stanowiło ok. 6% zapotrzebowania. Do czerwca PSE oferował średnio 500 MW w godzinach szczytowych, natomiast w drugiej połowie roku zdolności importowe zostały zwiększone do 800 MW, by pod koniec roku zwiększyć je do poziomu 1500 MW. Maksymalne zdolności importowe oferowane są głównie w godzinach z największym poziomem zapotrzebowania, natomiast w pierwszych godzinach doby zazwyczaj rynek nie otrzymuje możliwości zaimportowania energii. Jest to jedna z przyczyn, dlaczego średnia cena energii wzrosła, przy spadku ceny w godzinach szczytowych w 2019 roku. W 2018 roku import energii wyniósł 5,7 TWh. Eksport do Niemiec, Czech lub Słowacji był jedynie opłacalny w sytuacji dużej generacji z elektrowni wiatrowych, jedynie na początku roku oraz w grudniu, z uwagi na niskie temperatury w Europie. Przez pozostałą część roku Polska importowała energię z tego kierunku.

W porównaniu do poprzedniego roku, w którym wystąpiły znaczące ograniczenia importowe ze Szwecji oraz Litwy, w 2019 roku nie było znaczących, dłuższych problemów z importem energii. Zdarzały się krótko okresowe ograniczenia zarówno na połączeniach do Polski, jak i pomiędzy Szwecją i Litwą, co wpływało na krótkotrwały wzrost cen.

W związku z niższymi cenami w krajach sąsiadujących z Polską (średnia cena 53,4 EUR/MWh), gdzie średnia cena w 2019 roku wyniosła 38,96 w Skandynawii, 37,7 w Niemczech, 40,23 w Czechach, 41,52 na Słowacji oraz 46,12 EUR/MWh na Litwie Polska zaimportowała 2,9 TWh na połączeniu stałoprądowym ze Szwecją (2,7 TWh w 2018), 1,9 TWh z Litwy (zwiększenie o 1 TWh) oraz 1,4 TWh z Ukrainy, oraz zaimportowała 4,1 TWh na połączeniu równoległym (Niemcy, Czechy, Słowacja), w porównaniu do 0,7 TWh w 2018 r.

W 2018 roku nastąpił spadek, po raz pierwszy od roku 2012, zapotrzebowania o 0,9% do poziomu 169,4 TWh. W 2019 roku generacja w krajowych elektrowniach zmniejszyła się o 4%, największy wzrost produkcji odnotowały elektrownie gazowe o blisko 26% do poziomu 12,1 TWh, natomiast spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym wyniósł 15,4%, a spadek produkcji w elektrowniach na węgiel kamienny

wyniósł 5,1%. Elektrownie wiatrowe wyprodukowały 19% więcej energii, natomiast elektrownie wodne generowały prawie 12% więcej w stosunku do roku poprzedniego.

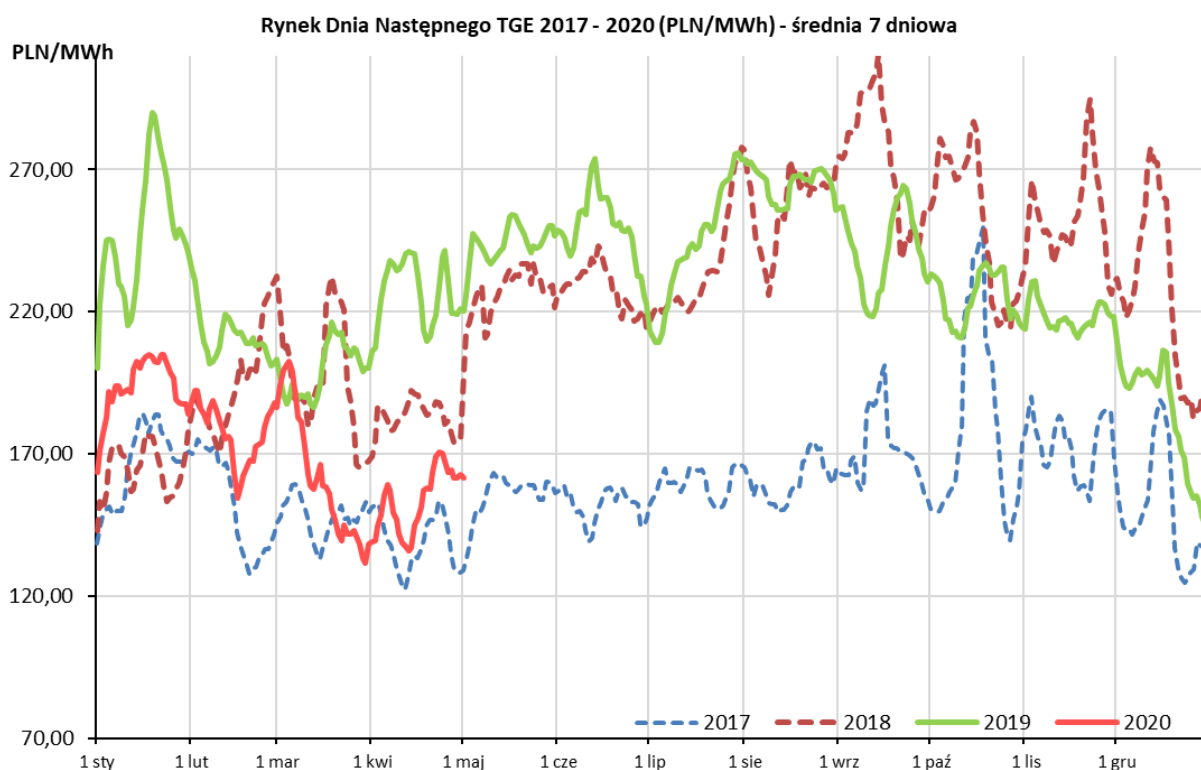
Zmiany cen w ciągu 2019 roku były zgodne ze zmianami fundamentalnymi, czyli spadkiem zapotrzebowania, zmianami w bilansie wymiany transgranicznej, spadkiem produkcji z węgla brunatnego oraz kamiennego. W uwagi na pogodę, nastąpił 3% wzrost zapotrzebowania w styczniu.

Również koszty produkcji energii elektrycznej znacząco wzrosły, cena węgla z poziomu 10,95 PLN/GJ do 12 PLN/GJ, ale głównym czynnikiem był wzrost cen CO₂ średnia roczna wyniosła ok. 24 EUR/t w porównaniu do 16 EUR w poprzednim roku. W zależności od technologii produkcji sama zmiana cen CO₂ mogła spowodować wzrost kosztów od 20 PLN/MWh (elektrownie gazowe) do 35 PLN/MWh (elektrownie na węgiel brunatny). Natomiast ceny gazu mocno spadły w 2019 roku, co pozwoliło na znaczący spadek kosztów produkcji w elektrowniach

gazowych i zwiększenie ich udziały w rynku, szczególnie widoczne w czwartym kwartale 2019 roku.

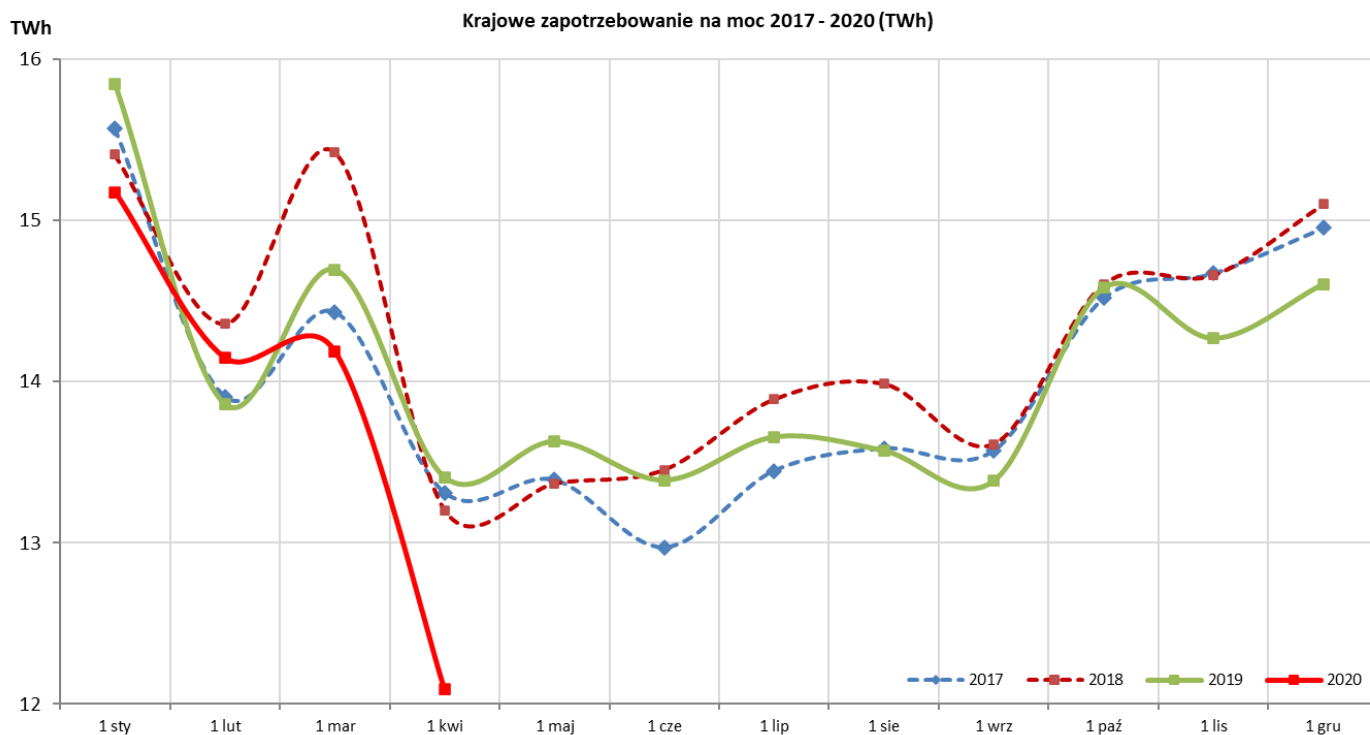
Najwyższa cena na rynku SPOT w 2019 roku wystąpiła 24 stycznia i wyniosła 336,38 PLN/MWh oraz 388,84 PLN/MWh w godzinach szczytowych. Tak wysoki poziom spowodowany był wysokim zapotrzebowaniem, bardzo niską dostępnością jednostek wytwórczych oraz wysokimi cenami w krajach sąsiadujących.

Rok 2020 zaczął się ciepłą oraz wietrzną zimą, co przełożyło się na spadek cen spot z uwagi na większą o 11% generację wiatrową, 58% większy import oraz 27% większą generację w elektrowniach gazowych. W połowie marca z uwagi na pandemię COVID-19 zostały wprowadzone ograniczenia w życiu gospodarczym Polski. Obostrzenia przełożyły się na gwałtowny spadek zapotrzebowania, który w kwietniu wyniósł 10%, natomiast obostrzenia światowe spowodowały spadek cen CO₂, gazu oraz węgla.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rys. 10. Ceny dobowe na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE-Operator S.A.

Rys. 11. Całkowite miesięczne krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (TWh).

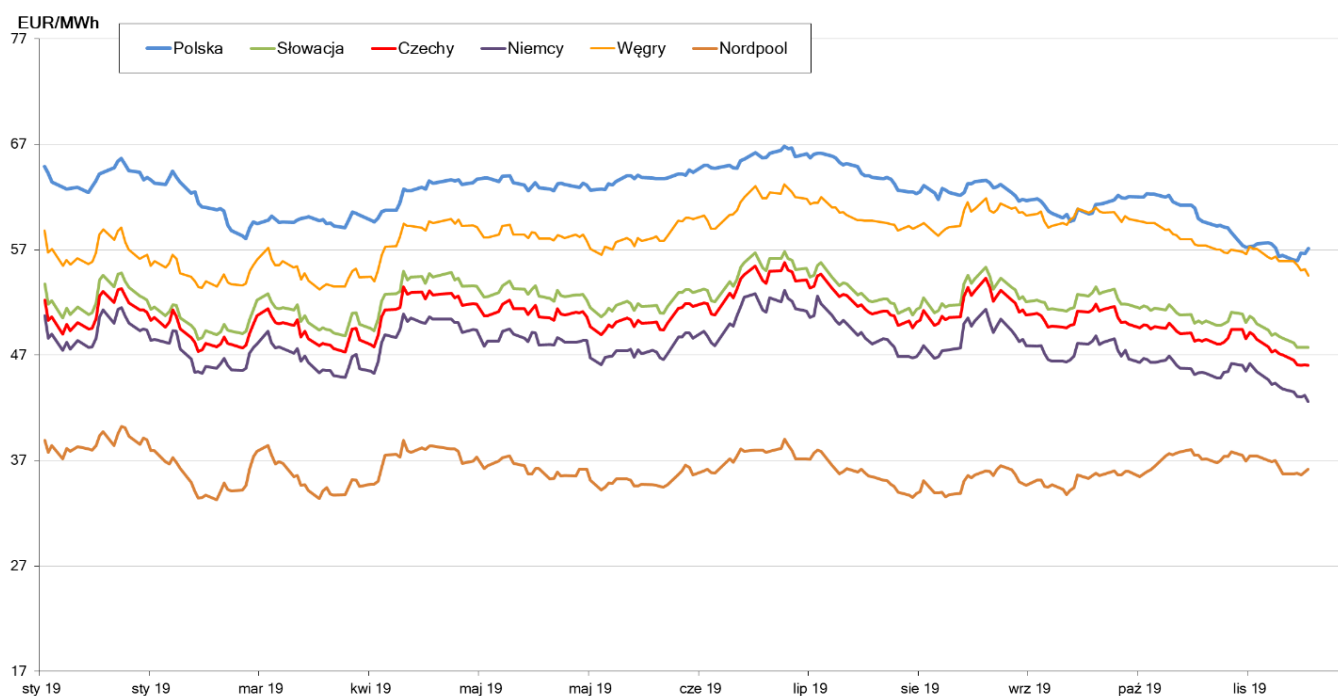
2. Rynek Terminowy energii elektrycznej

Kluczowe czynniki rynku terminowego w 2019 z kolei stanowiły:

- spadki cen węgla oraz gazu na rynkach światowych,
- ostatni roczny kontrakt przed wejściem w życie rynku mocy,
- zobowiązanie PSE do stopniowego zwiększania udostępniania mocy transgranicznych,
- spadek różnicy cenowej pomiędzy rynkiem polskim a innymi europejskimi,
- wypieranie z rynku elektrowni węglowych przez elektrownie gazowe.

W 2019 roku obroty na TGE na rynku terminowym wyniosły 195 TWh, w porównaniu do 198 TWh w 2018 oraz 86 TWh w 2017. Niestandardowe zachowanie rynku, brak transparentności oraz znaczący wzrost udziału regulacji płynności rynku spowodował dalszy spadek obrotu na platformach brokerskich.

Na kwotowania kontraktu BASE_Y_20 głównie wpływ miały notowania CO₂, które na początku roku najpierw wzrosły do poziomu 25,5 EUR/t. by osiągnąć minimum roczne już pod koniec lutego 18,9 EUR/t. Od tego czasu systematycznie rosły osiągając maksimum roczne pod koniec lipca. Cena osiągnęła wtedy prawie 30 EUR/t. Światowe ceny węgla oraz gazu również od połowy roku zaczęły znajdować się w trendzie spadającym, co przełożyło się na spadki cen energii na europejskich rynkach.



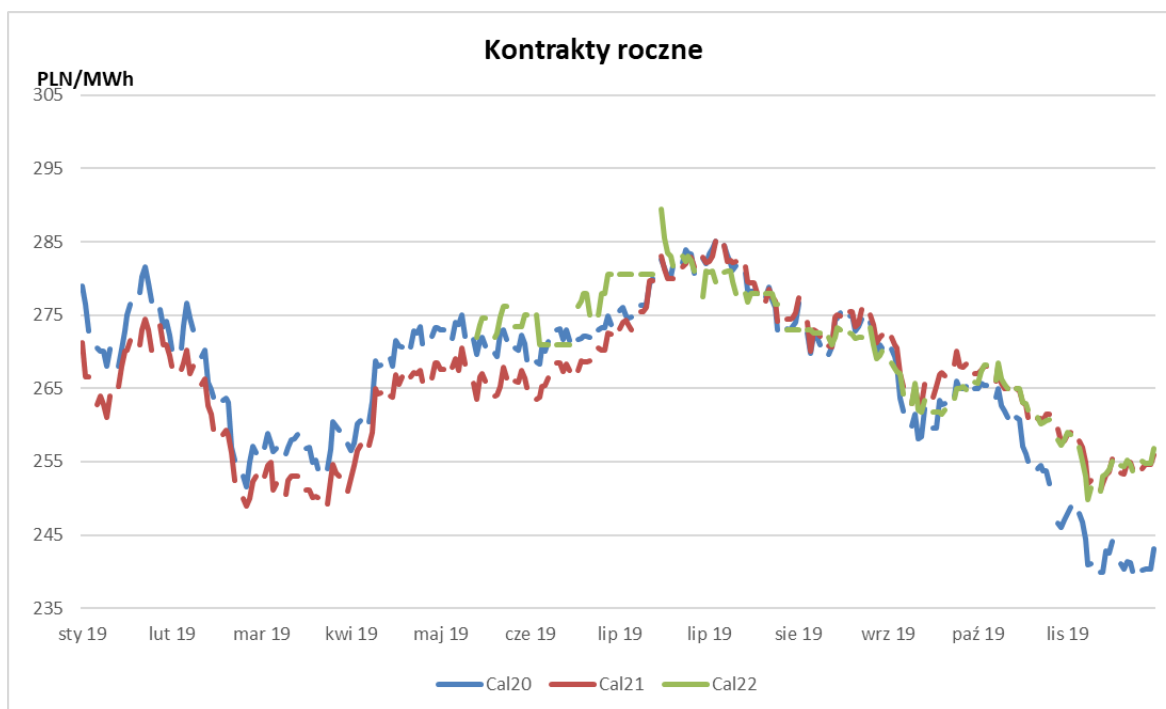
Źródło: Polenergia Obrót.

Rys. 12. Kwotowania kontraktu BASE Y-17 (EUR/MWh).

Kontrakt BASE_Y-20 handlowany był na TGE w mniejszym przedziale w porównaniu do roku poprzedniego, gdy różnica między minimum a maksimum wyniosła aż 136 PLN/MWh. Kontrakt na ostatni rok bez rynku mocy handlował się w przedziale 240 – 285 PLN/MWh. Średnia roczna kontraktu BASE_Y-20 wyniosła 267 PLN/MWh w porównaniu do 228,34 PLN/MWh za kontrakt BASE_Y-19 PLN/MWh oraz 165,42 PLN/MWh za kontrakt BASE_Y-18. Dla ostatnich 40 kwotowań średnia wyniosła 251 PLN/MWh i była wyższa niż realizacja SPOT w 2019 o 21,2 PLN/MWh.

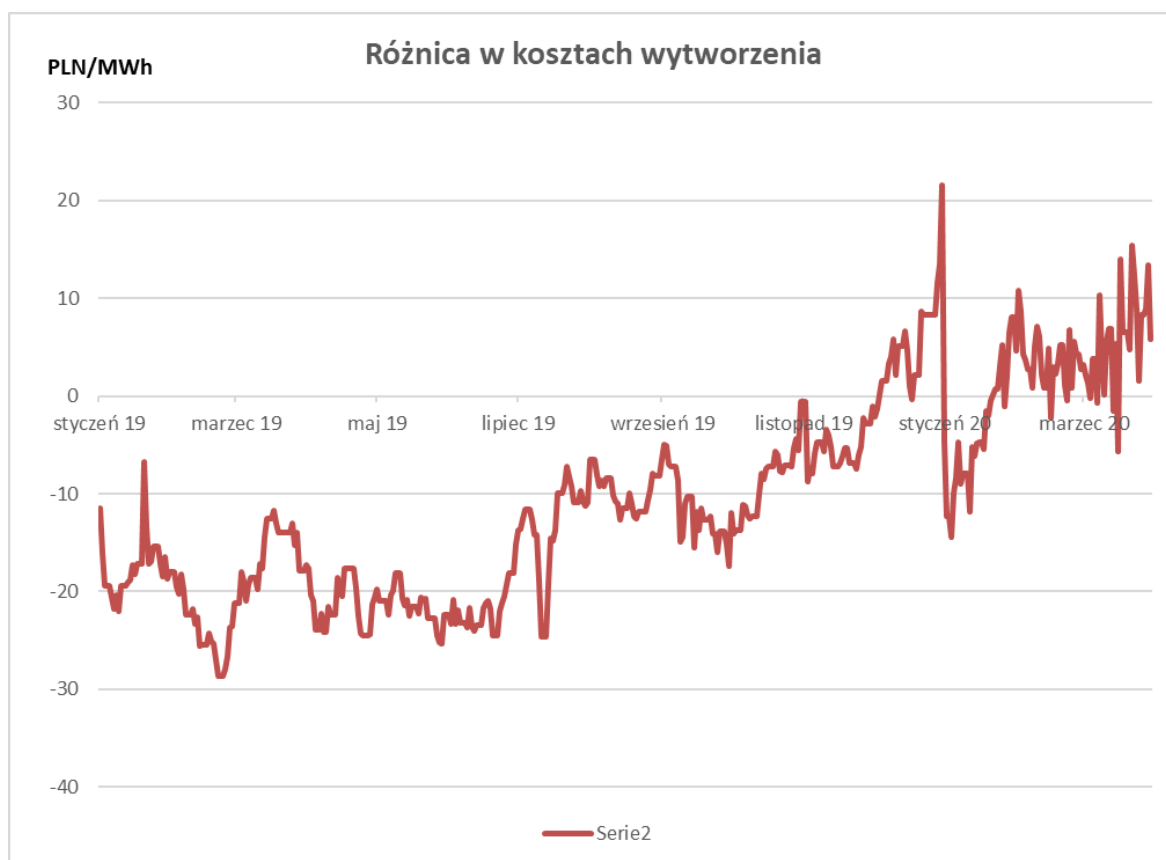
Wartym odnotowania jest fakt zorganizowania oraz rozstrzygnięcia zarówno dużych aukcji dla OZE (szczególnie fotowoltaika), jak i rynku mocy. Biorąc pod uwagę historyczne zachowanie rynków, które wprowadziły rynek mocy i uruchomiły farmy fotowoltaiczne, można oczekiwać, że mogą przyczynić się do zahamowania wzrostu cen energii elektrycznej od roku 2021

przy dalszym wzroście cen CO₂. Kontrakty z dostawą na kolejne lata 2021 oraz 2022 kwotowane były z premią w stosunku do notowań kontraktu terminowego na rok 2020. Dodatkowo pod koniec roku z uwagi na wysokie poziomy cen CO₂ oraz taniejący gaz, koszty wytworzenia energii w elektrowniach gazowych spadły poniżej kosztów energii z elektrowni węglowych. W sytuacji tak znaczącego udziału elektrowni węglowych w polskim miksie energetycznym może to powodować utratę rynku przez krajowych wytwórców uzależnionych od węgla oraz jeszcze mniejsze możliwości wyeksportowania energii poza granice kraju. Czynnikiem, który może dodatkowo ograniczyć produkcję w krajowych elektrowniach są informacje z ACER o konieczności dostosowania metodologii wyznaczania zdolności przesyłowych przez PSE. Zwiększanie mocy od stycznia 2020 ma odbywać się stopniowo, aby w ostatecznie osiągnąć aż 70% mocy zainstalowanych 2025 roku.



Źródło: Polenergia Obrót.

Rys. 13. Kwotowania kontraktów rocznych (PLN/MWh).



Źródło: Polenergia Obrót.

Rys. 14. Różnica w kosztach wytwarzania (PLN/MWh).

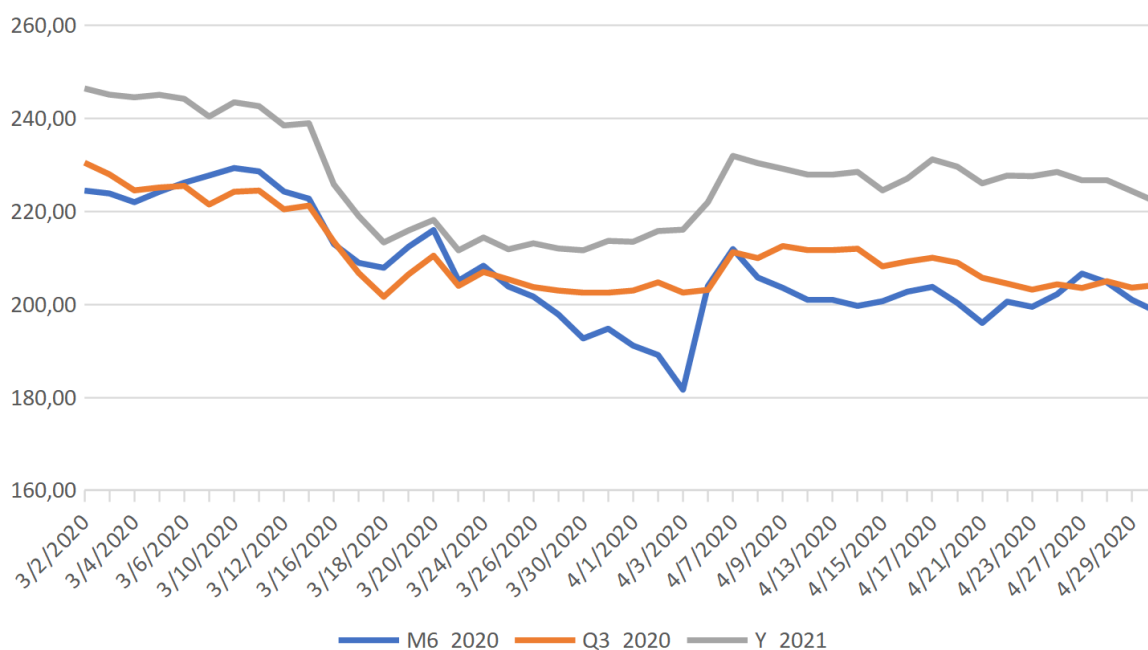
Z uwagi na wprowadzone światowe ograniczenia w gospodarce, niepewność odnośnie długości ich trwania oraz dynamiki odbudowania się popytu ceny na rynku terminowym wszystkich produktów (energii elektrycznej, gazu, CO₂, węgla) uległy gwałtownemu załamaniu.

Należy zauważyć, że wpływ pandemii był większy na kontrakty z bliższym terminem dostawy. Wycena energii elektrycznej z dostawą na czerwiec 2020 w porównaniu do wyceny na

początek marca spadła o prawie 20% w swoim szczytowym momencie (181,66 PLN/MWh), aby do końca kwietnia „odrobić” prawie połowę strat i na koniec kwietnia rynek wycenił dostawy na czerwiec na poziomie 198,45 PLN/MWh.

Najbliższy kontrakt roczny w porównaniu do początku marca spadł o 14% do poziomu 211,65 PLN/MWh, natomiast na koniec kwietnia wyceniany był na poziomie 222,02 PLN/MWh.

Wpływ COVID na RTT



Zródło: Polenergia Obrót.

Rys. 15. Wpływ pandemii na RTT (PLN/MWh).

3. Rynek Praw Majątkowych

Rynek Praw Majątkowych dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE 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 [20], [24]. 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 odnawialnych źródeł. Lista odbiorców przemysłowych publikowana jest na stronach internetowych URE [60].

Nałożone na wspomniane wyżej podmioty obowiązki są elementem systemu wsparcia producentów energii elektrycznej z tego typu źródeł oraz podmiotów działających w obszarze poprawy efektywności energetycznej.

Na poziomie i zmienność cen praw majątkowych na rynku wpływa przede wszystkim kształtowanie się relacji podaży i popytu, będących pochodną poziomu nałożonego obowiązku. Rynek Praw Majątkowych jest również bardzo podatny na wszelkiego rodzaju informacje o planowanych oraz zamierzonych zmianach legislacyjnych. Niestety wpływ na ten rynek i ceny na nim mają również informacje niewiarygodne albo wręcz tzw. plotki. Duże znaczenie dla wyznaczania górnych poziomów przedziałów cenowych mają również wysokości jednostkowych opłat zastępczych w tym ich maksymalne wysokości. Nie bez znaczenia pozostaje również możliwość (bądź nie) wniesienia opłat zastępczych w miejsce przedstawienia Prezesowi URE do

umorzenia stosownej ilości Świadczeń Pochodzenia lub Świadczeń Efektywności Energetycznej.

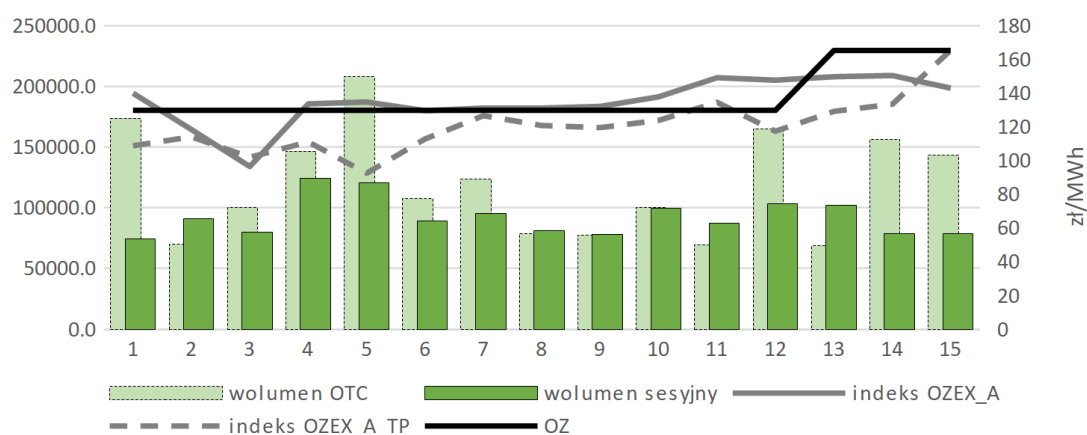
Poziomy obowiązek na rok 2019 oraz poszczególne jednostkowe opłaty zastępcze (jOz) wyniosły:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach – PMOZE_A, tzw. prawa majątkowe „zielone” – obowiązek na poziomie 18,5% sprzedaży odbiorcom końcowym; jOz – 129,78 PLN/MWh (125% średniej ceny z roku poprzedniego art. 47 ust. 3 pkt 2 Ustawy o OZE);
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego – PMOZE-BIO, tzw. prawa majątkowe „błękitne” – obowiązek na poziomie 0,5% sprzedaży odbiorcom końcowym; jOz – 300,03 PLN/MWh;
- dla świadectw efektywności energetycznej – PMEF, tzw. prawa majątkowe „białe” – obowiązek: 1,5%; jOz – 1653,75 PLN/toe.

Prawa majątkowe PMOZE_A („zielone”)

Rok 2019 to rok, który charakteryzował się dużą zmiennością cen zielonych certyfikatów, utrzymującą się w tendencji wzrostowej. Głównym elementem odpowiadającym za zmiany cen na rynku certyfikatów „zielonych” była i ciągle jest niepewność regulacyjna związana z dalszymi rozwiązaniami dla tego typu instrumentów. Na początku roku (do marca 2019 roku) rynek dyskontował w cenie rozwiązanie zawarte w projekcie zmian do ustawy o odnawialnych źródłach energii, a które zawierały propozycję określenia opłaty zastępczej na zasadzie mechanizmu różnicowego do ceny energii. Ostatecznie wspomniane zmiany w ustawie OZE nie weszły w życie, a cena certyfikatów wróciła w okolice opłaty zastępczej określonej dla 2019 roku na poziomie 129,78 zł/MWh.

Notowania PMOZE_A



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 16. Notowania PMOZE_A (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „zielonych”).

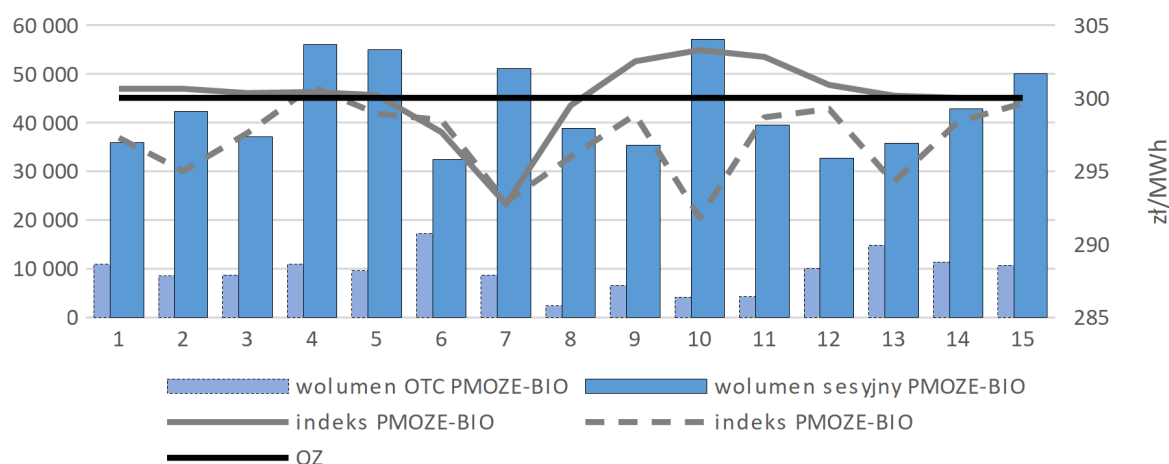
Od października 2019 roku do końca marca 2020 roku obserwowaliśmy stopniowy wzrost cen certyfikatów, który jest konsekwencją czynników popytowych (rozpoczęcie kontraktacji pod kolejne lata), podaźowych (ograniczenie podaży na skutek upływu 15 letniego okresu wsparcia) oraz legislacyjnych (w dalszym ciągu brak możliwości realnego uiszczenia OZ).

Prawa majątkowe PMOZE-BIO („błękitne”)

Prawa majątkowe „błękitne” są przyznawane producentom energii w biogazowniach rolniczych. W 2019 roku obowiązek

zakupu świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego wyniósł 0,5%. W związku z niedoborem certyfikatów na rynku ceny świadectw PMOZE-BIO kształtują się zazwyczaj powyżej jednostkowej opłaty zastępczej, która odpowiada jej maksymalnej wartości wynoszącej 300,03 zł/MWh. Odstępstwo od tej zasady, które obserwowaliśmy w 2019 roku było konsekwencją zmian wysokości akcyzy na energię z odnawialnych źródeł (spadek z 20 zł/MWh do 5 zł/MWh), a które wynikało z wprowadzenia tzw. ustawy „prądowej”.

Notowania PMOZE-BIO



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

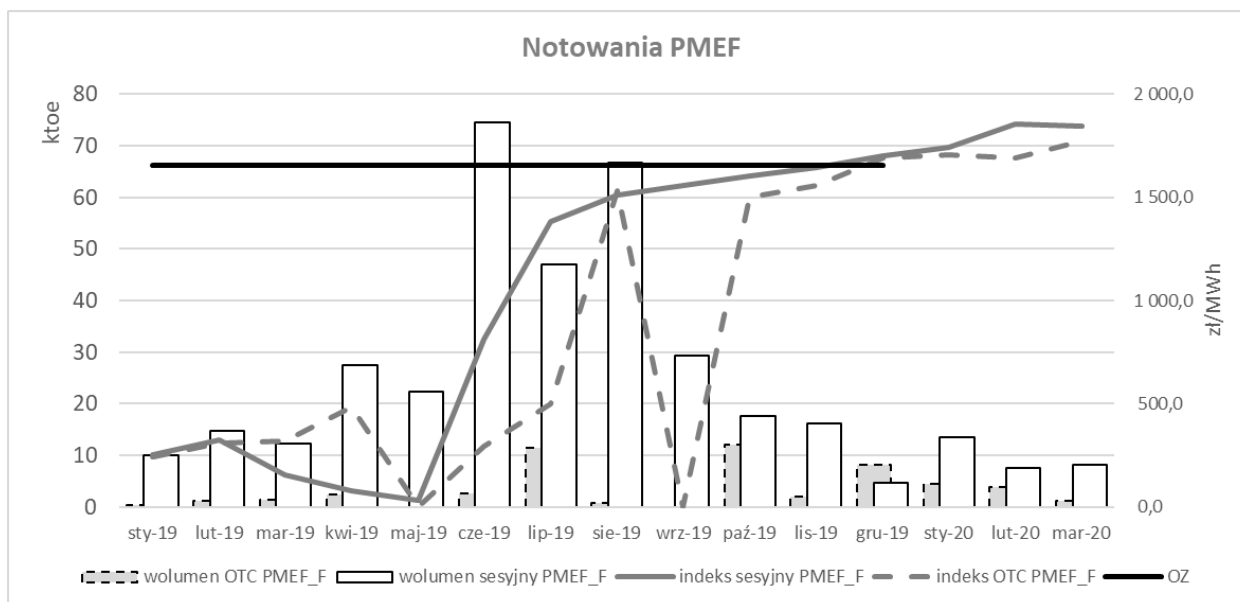
Rys. 17. Notowania PMOZE-BIO (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „błękitnych”).

Prawa majątkowe PMEF („białe”)

Dla roku 2019 na rynku funkcjonują obecnie indeksy dla praw majątkowych „białych”, tj.:

- PMEF – świadectwa efektywności energetycznej wydawane w ramach systemu przetargów w oparciu o poprzednią podstawę prawną, wygaszane z dniem 30 czerwca 2021 r.;

- PMEF-2019 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji (poza systemem przetargowym) – wygasną po 30 czerwca 2020 r.;
- PMEF_F – świadectwa efektywności energetycznej wydawane zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r., nie mające daty wygaśnięcia.



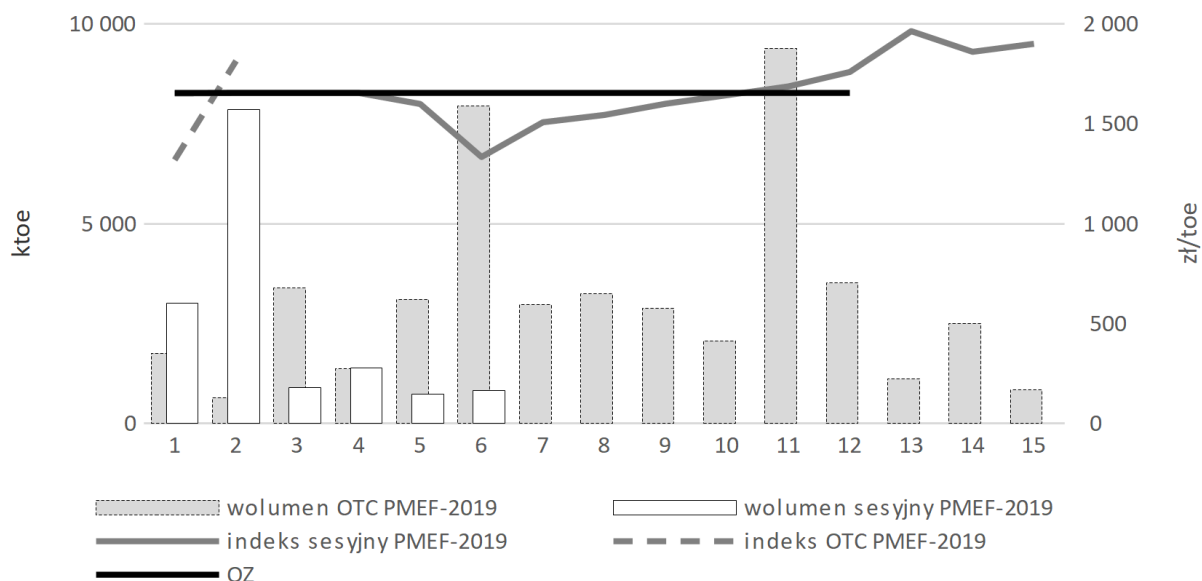
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 18. Notowania PMEF (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „białych”).

Indeksy Praw majątkowych PMEF w 2019 roku cechowały się bardzo wysoką zmiennością. Sytuacja ta miała związek ze zmianami legislacyjnymi jakie pojawiały się w ciągu roku. Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. [23], tzw. „świadectwa przetargowe” w swym założeniu miały być uwzględniane w realizacji obowiązku za lata poprzednie do dnia 30 czerwca 2019 r. Skumulowana ilość wydanych w roku 2019 świadectw pochodzenia z ostatniego przetargu, spowodowała nadwyżkę

certyfikatów na rynku co przy jednoczesnym, zbliżającym się terminem utraty ich ważności doprowadziło do spadku ceny do poziomu 23,22 zł/MWh. Wraz z wejściem w życie nowelizacji Ustawy o efektywności energetycznej z dnia 29 czerwca 2019 r. i przedłużeniu ważności tychże certyfikatów o kolejny rok tj. do 30 czerwca 2021 r. nastąpił gwałtowny wzrost cen do poziomów przekraczających poziom opłaty zastępczej.

Notowania PMEF-2019



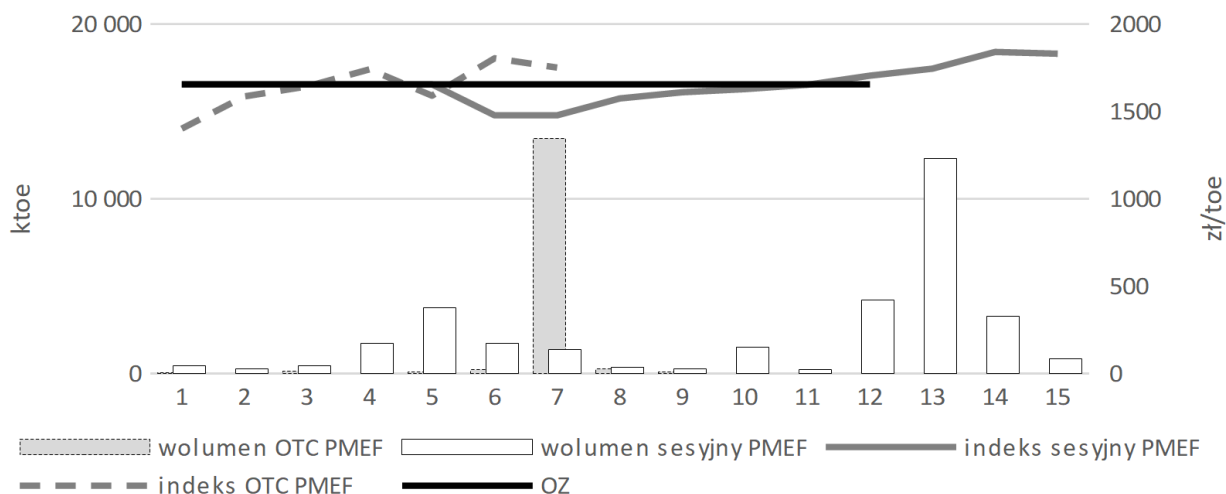
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 19. Notowania PMEF_2018 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „białych”).

Generalnie w sytuacji niedoboru certyfikatów w kolejnych latach po 2019 roku z analogiczną sytuacją do certyfikatów PMEF mamy do czynienia na rynku certyfikatów PMEF-2019, które

przedstawiają zbliżoną wartość. Certyfikaty PMEF oraz PMEF z indeksem 2019 roku tracą ważność z końcem czerwca 2020 roku.

Notowania PMEF



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 20. Notowania PMEF_F (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „białych”).

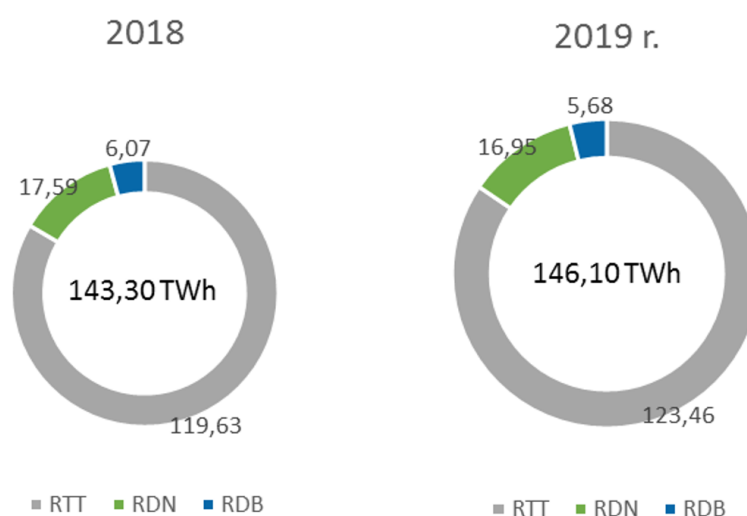
Certyfikaty „białe” typu PMEF_F nie mają terminu ważności, a cena ich kształtowała się na poziomie opłaty zastępczej (dla 2019 roku = 1653,75 zł/toe). Na koniec marca 2020 roku wyceniano te kontrakty po 1800 zł/toe czyli 146 zł/toe powyżej ustanowionej na 2019 rok opłaty zastępczej (Oz). Wycena tego certyfikatu powyżej opłaty zastępczej jest uzasadniona bezterminową ważnością tego prawa oraz zadeklarowaniu przez ustawodawcę wzrostu o 5% co roku opłaty zastępczej. Dodatkowo poprzez proces legislacyjny, który umożliwiał przedłużenie ważności certyfikatów typu PMEF, ustawodawca praktycznie uniemożliwił wniesienie opłaty zastępczej (za rok 2019). Sytuacja ta spowodowała, że przy niedoborze certyfikatów na rynku po zakończonym roku kalendarzowym, za który należy umorzyć certyfikat, podmiot zobowiązany do nabycia i umorzenia certyfikatu zmuszony jest zapłacić cenę w zasadzie bez maksymalnego limitu.

4. Rynek gazu

Rok 2019 dla rynku gazu na TGE był kolejnym rokiem wzrostu obrotów. Ponownie pobite zostały rekordy wolumenowe. Łączny wolumen obrotu na rynku terminowym oraz rynkach spotowych (RDBg oraz RDNg) w 2019 roku wyniósł 146 106 097 MWh

i był o 2% większy niż analogiczny w 2018 roku. Na wzrost wolumenu w 2019 roku przede wszystkim wpłynęło zwiększenie obrotów na RTTg o 3,2% w stosunku do 2018 roku. Rynki spotowe RDBg oraz RDNg odnotowały spadek wolumenu obrotów (odpowiednio o 3,7% oraz 6,3%). Miniony rok to generalnie okres trendu spadkowego cen.¹² Wpływ na taką sytuację miało wiele czynników zarówno o charakterze pogodowym, rynkowym, jak i geopolitycznym. Tendencja ta dotyczy całego europejskiego rynku gazu. Zgodnie z analizą ACER główną przyczynę spadku cen gazu ziemnego na europejskich rynkach należy upatrywać w znaczącym wzroście importu gazu LNG, przy kontynuacji dostaw z Rosji i Norwegii oraz wysokich poziomach gazu już zgromadzonych w magazynach na początku roku. Wszystkie te czynniki, zdaniem ACER wpłynęły na spadek cen w europejskich hubach gazowych do minimów nie obserwowanych od 10 lat.

Łączny wolumen obrotu na wszystkich rynkach TGE wyniósł w analizowanym roku ponad 146 TWh. Miesiącami o największej płynności łącznie dla wszystkich rynków gazu były sierpień, październik i grudzień. W każdym z tych miesięcy łączny obrót na wszystkich rynkach gazu TGE przekraczał 14,4 TWh. Najmniejszą płynność odnotowano w lutym, kiedy to łączny obrót na wszystkich rynkach gazu TGE wyniósł 6,4 TWh.



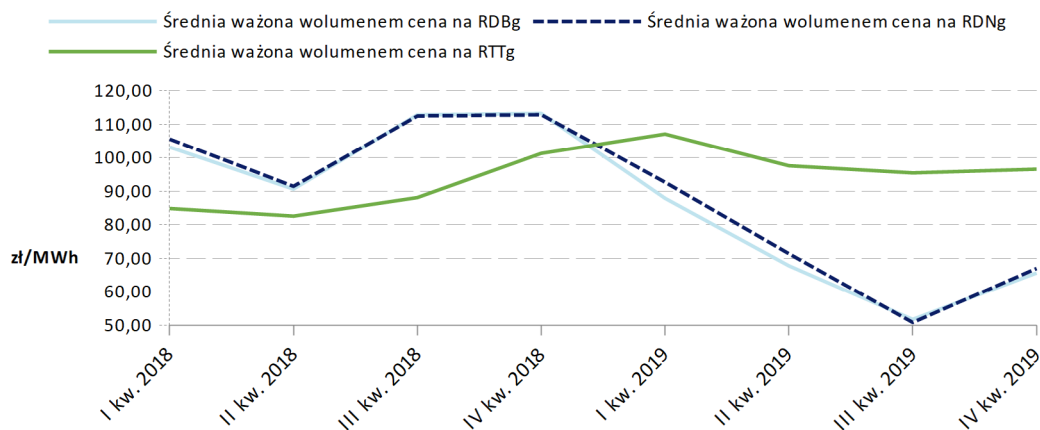
Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE.

Rys. 21. Podział wolumenu obrotu gazem w podziale na poszczególne rynki w kolejnych latach.

12 <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/EU-gas-supply-sourcing-costs-fall-in-2019-as-prices-are-pressured-by-record-LNG-deliveries.aspx>

Licząc „po dostawie” w 2019 roku na TGE sprzedano 136,39 TWh gazu tj. o 3,2% więcej niż w 2018 roku (132,16 TWh).

Średnioważone wolumenem kwartalne ceny gazu licząc „po dostawie” przedstawia poniższy rysunek.



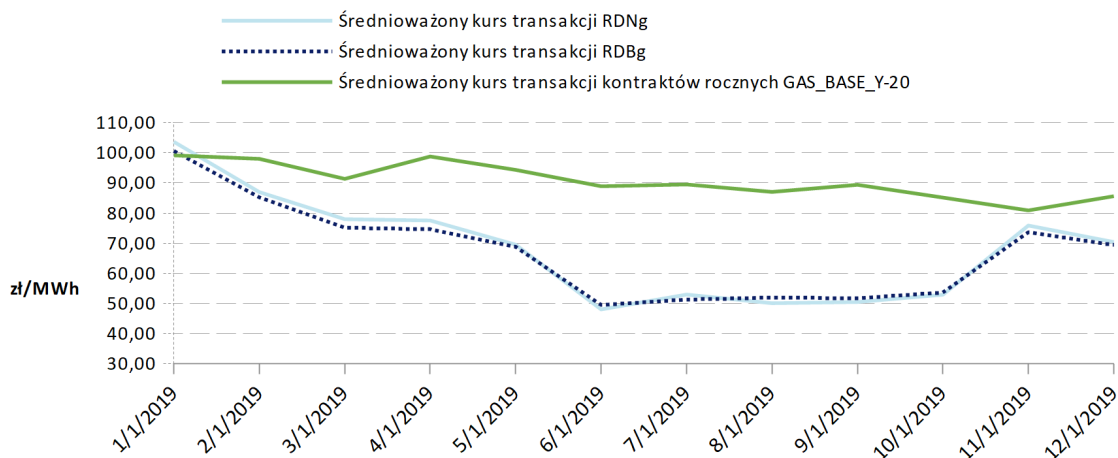
Źródło: Opracowanie na podstawie danych URE.

Rys. 22. Średnioważone wolumenem kwartalne ceny gazu „po dostawie” dla rynków RDBg, RDNg, RTTg.

Rynek terminowy

W 2019 roku na rynku terminowym kontynuowany był systematyczny spadek cen. Analizując kontrakt roczny z dostawą w 2020 roku – GAS_BASE_Y-20, jeszcze w styczniu średnioważony kurs transakcji tego kontraktu wynosił 99,20 PLN/MWh. Natomiast w grudniu wyniósł 85,62 PLN/MWh (spadek o 13,7%).

Średnioważona wolumenem cena dla kontraktu rocznego z dostawą w 2020 roku GAS_BASE_Y-20 wyniosła 89,91, PLN/MWh, czyli o 16,37 PLN/MWh mniej niż dla analogicznego kontraktu przed rokiem. Średnie ceny ważone wolumenem dla najbardziej płynnego kontraktu terminowego w 2019 roku tj. GAS_BASE_Y-20 oraz dla Rynku Dnia Następnego gazu zostały przedstawione na poniższym rysunku.

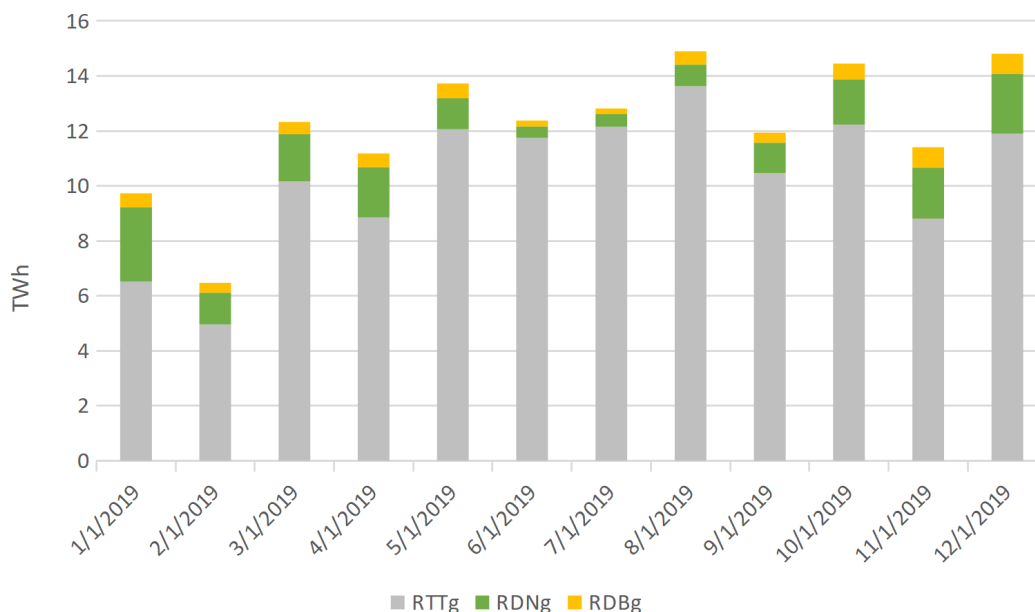


Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE.

Rys. 23. Średnie ważone wolumenem miesięczne ceny gazu kontraktów terminowych GAS_BASE_Y-20 oraz SPOT na Towarowej Giełdzie Energii z dostawą w 2019 roku (bez aukcji).

Całkowity wolumen obrotu w 2019 roku na Rynku Terminowym Towarowym gazu ziemnego wyniósł ponad 146 TWh. Dla porównania w 2018 roku obrót gazem wyniósł 143 TWh. Na rynku terminowym zrealizowano ponad 84,5% całkowitego obrotu gazu w 2019 roku na TGE. Największym zainteresowaniem

cieszył się kontrakt roczny z dostawą w roku następnym (w tym przypadku w 2020). Największą płynność na Rynku Terminowym Towarowym gazu ziemnego odnotowano w sierpniu tj. ponad 13,6 TWh. Najmniejszą zaś w lutym 4,9 TWh.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE.

Rys. 24. Średnie miesięczne wolumeny obrotu gazem na TGE w 2019 rok.

Rynek SPOT

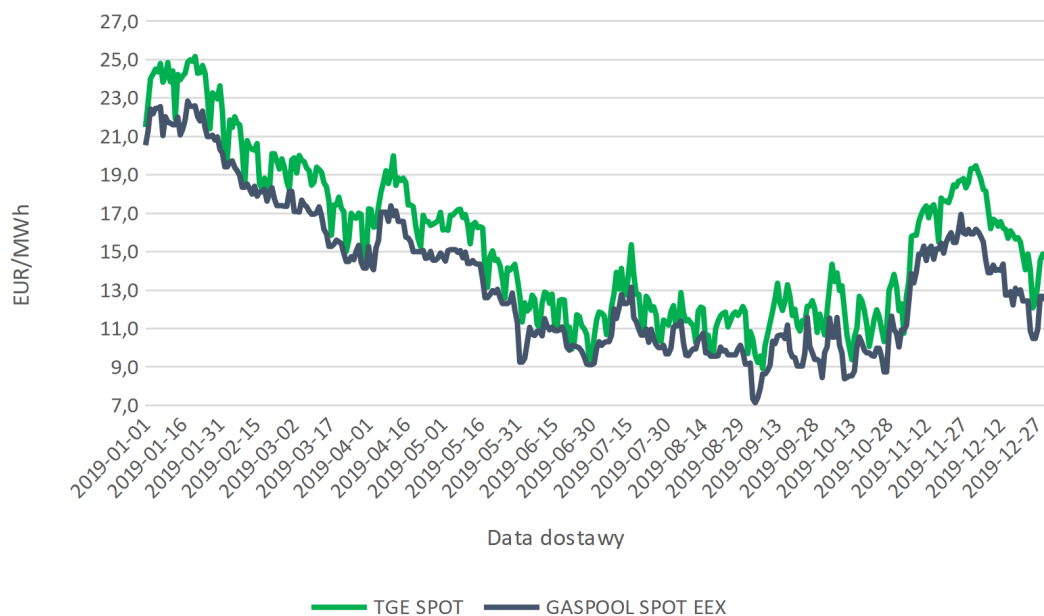
W styczniu 2019 roku średnioważone ceny dla rynków spot tj. RDNg oraz RDBg wyniosły odpowiednio 103,69 PLN/MWh oraz 100,65 PLN/MWh. Od stycznia do czerwca należy odnotować systematyczny ich spadek, kiedy to średnioważone ceny dla rynków spot tj. RDNg oraz RDBg wyniosły odpowiednio 48,04 PLN/MWh oraz 49,52 PLN/MWh (spadek o ponad 53% dla RDNg oraz o ponad 50% dla RDBg). Następnie od czerwca do października ceny spotowe znajdowały się trendzie bocznym konsolidując się w okolicach 50 PLN/MWh. Od października 2019 roku wraz ze wzrostem zapotrzebowania na gaz ceny zaczęły rosnąć. W grudniu 2019 roku średnioważone ceny dla rynków spot tj. RDNg oraz RDBg wyniosły odpowiednio 70,42 PLN/MWh oraz 69,40 PLN/MWh, co oznacza wzrost od poziomów czerwcowych o ponad 46 % dla RDNg oraz ponad 40% dla RDBg. Ostatecznie licząc dla całego roku 2019 średnioważone ceny dla rynków spot tj. RDNg oraz RDBg spadły w stosunku do 2018 roku odpowiednio o ponad 31%. W przypadku rynków spotowych miesiącem o największej płynności okazał się styczeń, łączny obrót na RDNg i RDBg wyniósł 3,2 TWh. Najmniejsza płynność odnotowana została w czerwcu i lipcu, kiedy to dla każdego z miesięcy obrót nie przekroczył 0,7 TWh.

Ceny gazu na rynku polskim i europejskim

Zarówno na rynku polskim jak i europejskim w 2019 roku ceny gazu ziemnego znacznie obniżyły się w stosunku do 2018 roku tj. przykładowo dla kontraktów spotowych notowanych na niemieckim hubie GASPOOL o ponad 38%. Trend spadkowy trwał od początku 2019 roku do miesięcy letnich. Dnia 1 stycznia

2019 r. na niemieckim hubie GASPOOL cena spot wyniosła 20,54 EUR/MWh. Natomiast cena maksymalna w styczniu wyniosła 22,83 EUR/MWh i była również maksymalną roczną ceną gazu.

Dnia 4 września 2019 r. cena spot na niemieckim hubie GASPOOL osiągnęła minimum roczne na poziomie 7,14 EUR/MWh, co oznacza spadek o ponad 65% w odniesieniu do ceny z 1 stycznia. Następnie od jesieni wraz ze wzrostem zapotrzebowania na surowiec, ceny gazu zaczęły rosnąć. Ostatecznie pod koniec roku ceny wzrosły do poziomów powyżej 12,50 EUR/MWh. Oznacza to wzrost o ponad 75% od wrześniowych minimów. Ceny gazu oferowanego na TGE na Rynku Dnia Następnego były wyższe niż na niemieckim hubie GASPOOL co w dominującej części wynikało z kosztu transportu gazu z rynku niemieckiego do Polski. W roku 2019 średni spread pomiędzy ceną gazu na TGE na Rynku Dnia Następnego a niemieckim hubie GASPOOL wyniósł 1,83 EUR. Minimalna wartość spreadu wystąpiła w czerwcu i wyniosła -0,19 EUR (wartość ujemna wystąpiła tylko 2 razy w ciągu całego roku). Maksymalna wartość spreadu wystąpiła w październiku i wyniosła 3,79 EUR.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE i Gaspool.

Rys. 25. Kwotowania spot TGE i Gaspool w 2019 roku.

5. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy

Węgiel kamienny

Rok 2019 nakreślił zdecydowany trend spadkowy w notowaniach cen węgla na światowych rynkach. Za wyjątkiem 2 miesięcy (lipiec i sierpień), w których zanotowano wzrosty cen, wszystkie pozostałe miesiące zanotowały spadki cen węgla. W styczniu ceny węgla w portach ARA spadły o około 4 dolary w stosunku do miesiąca grudnia i osiągnęły średniomiesięczny poziom cen 83,73 \$/t. Głównymi czynnikami spadku cen były przede wszystkim bardzo wysokie stany zapasów węgla na poziomie 7 mln ton (było to prawie dwukrotnie więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego), do których przyczyniła się stosunkowo ciepła zima oraz duża generacja energii elektrycznej z wiatru. Ciepła zima spowodowała również zwiększenie się zapasów gazu i spadek cen tego surowca, co w efekcie uatrakcyjniło produkcję energii elektrycznej z gazu, tym samym wypierając produkcję energii elektrycznej w elektrowniach węglowych. Z początkiem 2019 roku również w obszarze Azji-Pacyfiku zanotowano spadek cen, głównie przez zmniejszenie się popytu na ten surowiec w Chinach, gdzie zauważono mniejszą aktywność na tym rynku ze względu na zbliżające się obchody Nowego Roku w Chinach. Silny trend spadkowy utrzymywał się przez całą pierwszą połowę roku. Coraz większe marże uzyskiwane w produkcji energii elektrycznej w elektrowniach gazowych skutecznie wypierały elektrownie węglowe tym samym zmniejszając popyt na ten surowiec. W połowie roku ceny w portach bałtyckich ARA osiągnęły poziom 64,40 \$/t co dało spadek o 23% czyli 20 \$/t w przeciągu zaledwie 6 miesięcy.

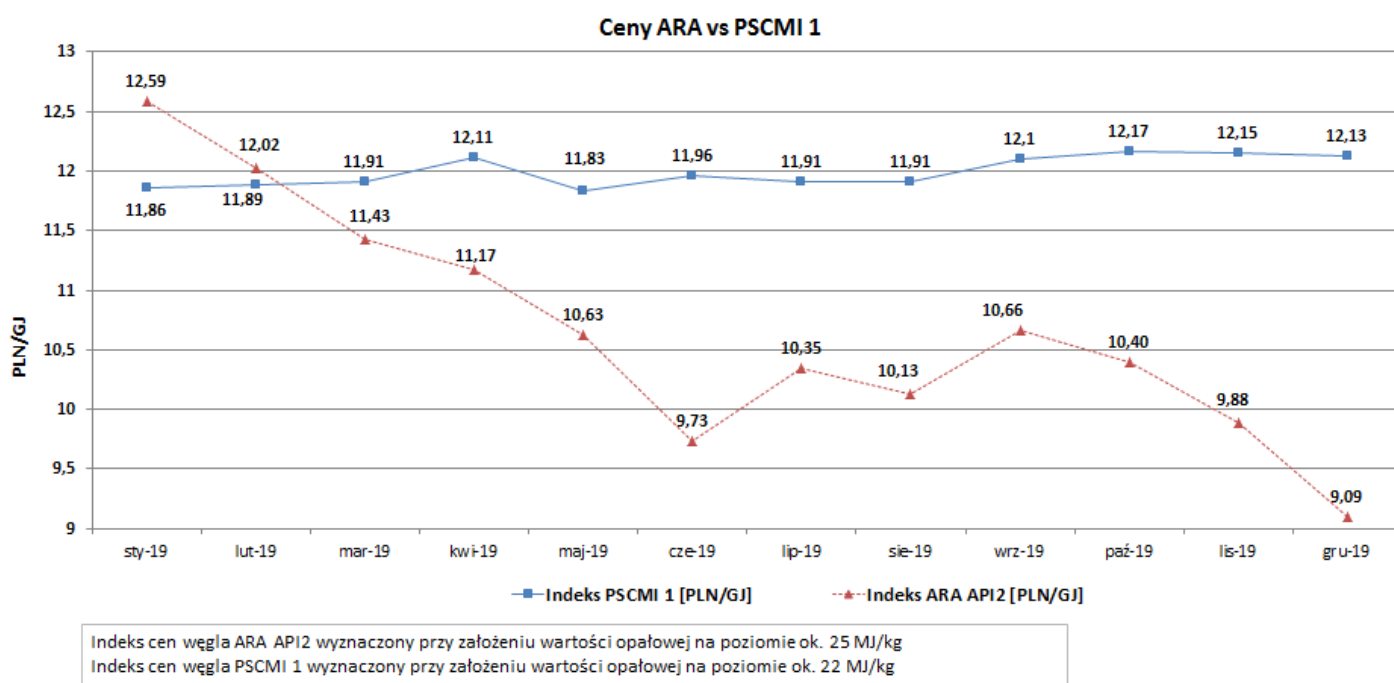
Z początkiem drugiej połowy roku światowy rynek węgla zaskoczył wzrostami cen tego surowca. We wszystkich światowych terminalach zarówno w obszarze Azji-Pacyfiku oraz Atlantyku zanotowano wzrosty indeksów cenowych. Największe wzrosty odnotowano w bałtyckich portach ARA, a było to spowodowane głównie falą upałów jaka przetoczyła się przez Europę. Gorący okres spowodował zwiększoną konsumpcję na energię elektryczną poprzez zapotrzebowanie urządzeń klimatyzacyjnych, a tym samym zwiększenie się popytu na węgiel. Ceny w portach ARA wzrosły o 4 \$/t do poziomu 68,23 \$/t. Przez cały trzeci kwartał 2019 roku ceny w portach bałtyckich utrzymywały się na poziomach 65-68 \$/t. W ostatnich trzech miesiącach 2019 roku zanotowano kontynuację trendu spadkowego cen węgla. Spadki głównie odnotowano w Europie, gdzie ceny węgla w bałtyckich portach ARA osiągnęły poziom 59\$/t. Na spadki złożyło się kilka czynników, przede wszystkim niekorzystne nastroje w gospodarce, które przełożyły się na spadek popytu na węgiel w obszarze Atlantyku, duża generacja energii elektrycznej w OZE oraz coraz większa generacja w elektrowniach gazowych, które systematycznie wypierają produkcję energii elektrycznej z węgla. Dodatkowo niekorzystna prognoza pogody na nadchodzącą ciepłą zimę skutkowało systematycznie zwiększeniem się zapasów węgla w portach ARA. Podsumowując, rok 2019 był dla światowego rynku węgla w mocno spadkowym trendzie. Z niewielkimi korektami w okolicach miesięcy letnich odnotowaliśmy systematyczne spadki. Ceny w portach ARA w przeciągu 12 miesięcy spadły o około 30 % z poziomów 84 \$/t do poziomów 59 \$/t.

Zupełnie odmienną sytuację mogliśmy obserwować w notowaniach cen węgla na rynku polskim. W 2019 roku w Polsce,

w oderwaniu od światowych notowań cen tego surowca, odnotowaliśmy kontynuację trendu wzrostowego z roku 2018. Zgodnie z publikowanym, przez Agencję Rozwoju Przemysłu S.A. (ARP), Polskim Indeks Rynku Węgla Energetycznego, ceny tego surowca wzrosły o ponad 9 % r/r. Średnioroczny indeks PSCMI1 z 12 miesięcy wzrósł z poziomu 239,04 PLN/t w 2018 roku do poziomu 260,83 PLN/t w 2019 roku. Tak więc, pomimo dużych spadków cen węgla na międzynarodowych rynkach, w Polsce kolejny rok z rzędu odnotowaliśmy trend wzrostowy. Głównym czynnikiem utrzymującym ceny polskiego węgla na wysokim poziomie, są umowy długoterminowe zawarte na odbiór polskiego węgla po stałej lub indeksowanej inflacją ceną, na którą światowe notowania nie mają lub mają znikomy wpływ. Kolejnym czynnikiem wzrostu cen polskiego węgla jest fakt, że w Polsce spada efektywność jego wydobycia, która jest spowodowana dwoma czynnikami. Przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości wydobywanego węgla, zwiększyła się liczba zatrudnionych pracowników w tym sektorze. Na koniec 2019 roku zatrudnionych w górnictwie było około 83,3 tys. osób wobec 82,2 tys. osób w roku 2018. Zgodnie z danymi publikowanymi przez ARP, w Polsce w roku 2019 zanotowano spadek wydobycia węgla na poziomie około 2,8 % w stosunku do roku 2018. Polskie kopalnie w roku 2019 wydobyły około 61,6 mln ton węgla i jest to o około 1,8 mln ton mniej niż w roku poprzednim, w którym wydobycie było na poziomie 63,4 mln ton. Również w obszarze sprzedaży węgla odnotowaliśmy 6,5 % spadek z poziomów

62,5 mln ton w roku 2018 do poziomu 58,4 mln ton w roku 2019. Ze względu na fakt, że przez większość miesięcy w roku 2019 sprzedaż węgla była mniejsza niż jego wydobycie, skutkowało to dynamicznym wzrostem zapasów tego surowca. W Polsce na koniec 2019 roku stan zapasów w magazynach osiągnął bardzo wysoki poziom 5,2 mln ton, wobec stanu na poziomie 2,4 mln ton w roku 2018. Jak widać zaobserwowaliśmy bardzo duży wzrost stanów magazynowych na poziomie ponad 115 % r/r. Należy pamiętać, że zmagazynowany na poziomie 5,2 mln ton węgiel przy kopalniach to tylko część zalegającego w Polsce węgla. Energetyka przemysłowa oraz zawodowa zgromadziła na swoich placach około 9 mln ton węgla, co podnosi polskie stany magazynowe do poziomu ponad 14 mln ton (wraz z zalegającym węglem na placach przy elektrowniach). Bardzo silny trend świata, Europy, w tym Polski w kierunku produkcji energii pochodzącej z gazu i OZE, powoduje dynamiczny spadek zużycia węgla w Polsce, czego skutkiem może być osiągnięcie już w przyszłym roku poziomu redukcji zużycia węgla, który był planowany na rok 2030.

Podsumowując – można ocenić, że perspektywa tego sektora energetycznego z roku na rok spotyka się z coraz silniejszą konkurencją. W rezultacie obserwować można spadek wydobycia, sprzedaży, zużycia oraz efektywności wydobycia przy jednoczesnym wzroście cen tego surowca, co może osłabiać opłacalność produkcji „czarnego złota” w naszym kraju.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ARP S.A., GE S.A. oraz Portal Gospodarczy WNP.PL i wysokienapiecie.pl.

Rys. 26. Notowania węgla API2 ARA oraz polski indeks PSCMI_1 w 2019 roku.

Ropa naftowa

Ceny ropy Brent na giełdzie ICE podlegały w 2019 roku zmienności nastrojom rynkowym, ale na potrzeby identyfikacji najważniejszych trendów mówić można najpierw o sukcesywnym umacnianiu cen w pierwszych czterech miesiącach, z poziomu ok. 55 USD/bbl na początku stycznia do ok. 73 USD/bbl pod koniec kwietnia, po czym o ich wyraźnym osłabieniu w kolejnych 3 miesiącach do ok. 60 USD/bbl na przełomie lipca i sierpnia, następnie o konsolidacji cen wokół tego poziomu w kolejnych dwóch miesiącach, tj. sierpniu i wrześniu, oraz powrocie do trendu wzrostowego w czwartym kwartale, aby zakończyć rok na poziomie ok. 66 USD/bbl. Średnia cena w 2019 roku wynosiła 64,16 USD/bbl i tym samym była o 11% niższa niż w 2018 roku. Dwoma głównymi motorami cenowymi na rynku naftowym w 2019 roku niezmiennie pozostawały z jednej strony decyzje koalicji produkcyjnej OPEC PLUS po stronie podażowej, a z drugiej strony losy amerykańsko-chińskiej konfrontacji handlowej po stronie popytowej.

W odniesieniu do koalicji produkcyjnej OPEC PLUS, wskazać należy przede wszystkim na doskonałą „dyscyplinę produkcyjną” w całym omawianym okresie. Dodatkowo warto zaakcentować, że szczególnie mocne wsparcie na początku roku związane było z implementacją decyzji z końca 2018 roku, dotyczącej pogłębienia redukcji wydobycia o dodatkowe 1,2 mb/d od stycznia 2019 roku. W podobnym kierunku, wsparcie z końca 2019 roku wzmocnione zostało na fali decyzji o dalszym pogłębieniu redukcji wydobycia globalnego o kolejne 500 tb/d od stycznia 2020 roku, czemu towarzyszyć miały dodatkowe dobrowolne redukcje wydobycia baryłek saudyjskich o kolejne 400 tb/d, co ilustrowało determinację OPEC oraz partnerów kartelu w ramach globalnej koalicji produkcyjnej do zaadresowania tematu nadpodaży. Należy dodać, iż czynnikiem, który ograniczył efekt działań koalicji produkcyjnej OPEC PLUS był utrzymujący się w całym 2019 roku wzrost produkcji ropy w USA (wg EIA w 2019 roku amerykańska produkcja wynosiła średnio 12,24 mln bbl/d, co oznacza roczny wzrost o 1,25 mln bbl/d).

W odniesieniu do amerykańsko-chińskiej konfrontacji handlowej mówić można o trzech różnych okresach z bardzo odmienną narracją w tym zakresie. Otóż początkowe miesiące 2019 roku wiązały się z rozbudzonymi nadziejami na kompromis w związku z trwającym 90-dniowym okresem negocjacji. Drugi i trzeci kwartał to okres mocnych rozczarowań z wyraźną eskalacją wrogich działań w postaci implementowania nowych tariff celnych i podnoszenia tariff już istniejących. Końcówka roku natomiast przyniosła bardzo wymierny postęp w postaci uzgodnienia pierwszego etapu porozumienia handlowego, które wiązało się z jednej strony z obniżaniem jednych i anulowaniem innych tariff, a z drugiej strony z zapowiedzią solidnego wzrostu importu amerykańskich towarów do Chin, konkretnie

o 200 mld USD w latach 2020 oraz 2021. Entuzjazm towarzyszący kompromisowi był tym większy, że w tym samym czasie ratyfikowano w USA porozumienie handlowe USMCA, będące sukcesorem NAFTA, co mocno wpłynęło na poprawienie nastrojów inwestorów.

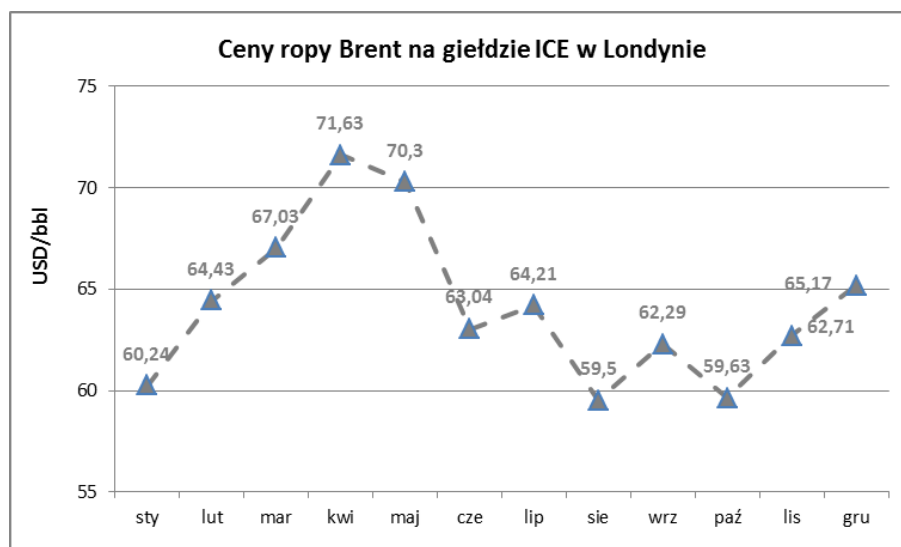
Oczywiście, oprócz wymienionych wyżej dwóch kluczowych czynników, na ceny ropy wpływały inne ważne wydarzenia, z których warto wyodrębnić grupę ryzyk geopolitycznych. W ramach tej kategorii dominującymi wątkami były:

- Iran – wygaśnięcie zwolnień z amerykańskich sankcji, eskalacja tych ostatnich i towarzysząca im seria incydentów na Bliskim Wschodzie;
- Wenezuela – próba przejęcia władzy przez opozycję z Juanem Guaido na czele i dalsze eskalowanie sankcji amerykańskich;
- Libia – konfrontacja dwóch konkurencyjnych ośrodków władzy z wyraźnym zaangażowaniem krajów trzecich.

W poszczególnych miesiącach i kwartałach wątki geopolityczne ewoluowały, ale swoiste apogeum materializacji tych ryzyk nastąpiło we wrześniu, kiedy to doszło do ataków na saudyjskie instalacje naftowe Abqaiq i Khurais, które przyniosły największą w historii utratę wydobycia na poziomie 5,7 mb/d. Skutkowało to największymi od czasu wojny w Zatoce Perskiej 1-dniowymi wzrostami cen ropy, ale niezwykle skuteczne radzenie sobie z tym kryzysem przez stronę saudyjską uspokoiło nastroje i zdecydowało o powrocie cen do poziomu sprzed ataków.

Wyżej wspomniane amerykańskie sankcje na Iran i Wenezuelę znacząco ograniczyły eksport ropy z tych krajów, co stanowiło dodatkowy czynnik wsparcia po stronie podażowej.

Z innych kwestii rynkowych warto wskazać na wyraźnie spowalniającą w ubiegłym roku gospodarkę światową, czego potwierdzeniem są kolejne rewizje w dół prognoz wzrostu gospodarczego np. Międzynarodowego Funduszu Walutowego, czy Banku Światowego. Skutkowały one z kolei systematycznymi rewizjami projekcji wzrostu popytu na ropę trzech głównych ośrodków analitycznych (IEA, EIA, OPEC) z ok. 1,5 mb/d r/r na początku ubiegłego roku do wyraźnie poniżej 1 mb/d r/r pod jego koniec. Skutkowało to też adaptacją akomodacyjnej polityki monetarnej przez kluczowe banki centralne (FED, ECB, PBOC).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych giełdy ICE.

Rys. 27. Średnie ceny ropy Brent w 2019 roku.

6. Gwarancje Pochodzenia energii elektrycznej

Gwarancje Pochodzenia energii elektrycznej z OZE

Powszechnie oferowanym na rynku produktem, cieszącym się uznaniem odbiorców końcowych świadomie dbających o ochronę środowiska i jego rozwój, są gwarancje pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Obrót nimi realizowany jest poprzez Rejestr Gwarancji Pochodzenia (RGP) na TGE i wiąże się z przyznaniem konkretnemu odbiorcy dedykowanego certyfikatu potwierdzającego nabycie gwarancji OZE.

Rejestr Gwarancji Pochodzenia dla OZE został uruchomiony 3 listopada 2014 r. na podstawie tzw. małego trójpakietu energetycznego. Podstawą do utworzenia przedmiotowego instrumentu była dyrektywa 2009/28/EC. Rejestr liczył 654 podmiotów, wśród których znajdują się wytwórcy oraz spółki obrotu (stan na 3 kwietnia 2020 r.). Rejestr Gwarancji Pochodzenia jest częścią polityki środowiskowej Unii Europejskiej oraz ważnym czynnikiem transformacji energetycznej Polski. W 2019 roku obchodziliśmy 5-lecie funkcjonowania Rejestru. W ciągu tych lat obserwujemy ciągły wzrost zainteresowania Gwarancjami Pochodzenia zarówno po stronie wytwórców, jak i odbiorców energii elektrycznej.

Tabela 5. Gwarancje Pochodzenia energii elektrycznej z OZE, wolumeny, liczba, cena

	Wolumen transakcji (GWh)	Liczba transakcji	Wolumen przekazany TPA (GWh)	Cena średnioważona (PLN/MWh)
Styczeń	1 545	323	258	0,68
Luty	1 689	467	1 607	0,96
Marzec	2 785	523	1 754	0,8
Kwiecień	1 224	338	1 317	0,89
Maj	1 742	572	310	0,82
Czerwiec	1 135	245	1 232	0,88
Lipiec	2 016	287	1 132	0,79
Sierpień	884	177	793	0,7
Wrzesień	1 174	300	1 061	1,09
Październik	1 408	506	1 660	1,04
Listopad	1 525	328	698	1,05
Grudzień	1 997	656	2 872	0,97

Źródło: TGE.

Rok 2019 również cechowało duże zainteresowanie „zieloną energią” wśród odbiorców. Pomimo spadku wolumenu obrotu w stosunku do roku poprzedniego. Ciężko jednak wymagać powtórzenia rok po roku tak rekordowych wyników jakie mieliśmy okazji obserwować w roku 2018. Miniony 2019 rok był satysfakcjonujący i zachował zadowalającą płynność rynku. Potrzeba identyfikacji źródła dostarczanej energii elektrycznej oraz świadomość środowiskowa zauważalnie wzrosła wśród społeczności biznesowej, w stosunku do lat poprzednich. Świadczyć o tym może fakt przekroczenia na koniec roku liczby 550 członków RGP. Oprócz systematycznego wzrostu liczby członków, zauważyć mogliśmy również znaczne wolumeny transakcji przeprowadzanych każdego miesiąca na tym instrumencie.

Odpowiedzialność za środowisko oraz świadomy wybór wsparcia OZE coraz częściej stanowi integralną część strategii firm i korporacji, zarówno polskich jak i zagranicznych. Dostarczanie „zielonej energii” wielokrotnie odgrywa kluczową rolę w kwestii wyboru sprzedawcy energii elektrycznej przez przedsiębiorców. Dzięki prowadzeniu Rejestru Gwarancji Pochodzenia przez TGE zachowujemy transparentności transakcji oraz możliwość udokumentowania przez przedsiębiorców pochodzenia energii, a tym samym ograniczenia „śladu węglowego”, wsparcia OZE i zwiększenia atrakcyjności swojego produktu w oczach klientów, którzy również dbają o środowisko. Aktualnie, niejednokrotnie stanowi to duży „bodziec zakupowy” dla odbiorców.

Wszystkie te czynniki powodują znaczny wzrost zainteresowania zakupem Gwarancji Pochodzenia co stanowi koło napędowe do rozwoju polskiego systemu dokumentowania pochodzenia energii elektrycznej. Nie jest to instrument czy element obowiązkowy dla odbiorców energii, tym bardziej pozytywnie odbierany jest znaczący wzrost zainteresowania tym produktem.

Dzięki wzrostowi popytu na Gwarancje Pochodzenia, rynek nabrał płynności co umożliwił rozwój działań biznesowych w tym zakresie. Odbiorcy, często wymagają dostarczenia Gwarancji o określonych parametrach, przez co wytwórcy, aktualnie mocniej angażują się w proces ich pozyskania, aby sprostać wymaganiom strony popytowej. Przy wzmożonym wysiłku i pozyskaniu Gwarancji Pochodzenia w wariantach miesięcznych lub kwartalnych, wytwórcy mają możliwość uzyskania wyższej ceny jednostkowej. W miarę rozwoju rynku, element ten może stanowić dodatkowe, zauważalne źródło przychodów dla OZE. Coraz częściej słyszy się o planowanych projektach, które mają zostać zrealizowane poza systemami wsparcia, opartymi jedynie o hurtową cenę energii elektrycznej oraz Gwarancję Pochodzenia. Oczywiście, gwarancje pochodzenia nadal nie odgrywają kluczowej roli w źródłach przychodu oraz planach inwestycyjnych jednak generują dodatkowy dochód wspierający rentowność projektów.

Biorąc pod uwagę aktualne trendy oraz bieżący, ciągły rozwój obszaru „zielonej energii”, nieuniknione jest również rozwijanie elementów pomocniczych tego rynku, których jednym z przykładów są Gwarancje Pochodzenia. Liczymy na dalsze, sprawne działania wielu podmiotów w tym zakresie co przełoży się na szybszy rozwój OZE w Polsce.

Gwarancje Pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Ramy i procedury obrotu gwarancjami pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji („gwarancje CHP”) zostały w prawie krajowym określone pierwotnie w ustawie – Prawo energetyczne, a aktualnie uregulowane są w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [20] („ustawa o promowaniu”). Regulacje te są zasadniczo analogiczne do tych, które odnoszą się do opisanych wyżej gwarancji pochodzenia OZE uregulowanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii [24] (rozdział V, art. 120 – 125). W rezultacie gwarancje CHP stanowią podobny produkt do gwarancji pochodzenia OZE, który tak samo może zainteresować wspomniane wcześniej grono odbiorców proekologicznych. Wyjaśnić należy, że gwarancja CHP jest dokumentem poświadczającym, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona w wysokosprawnej kogeneracji, co w praktyce oznacza redukcję emisji CO₂. Poziom emisji CO₂ wybranych, kogeneracyjnych źródeł gazowych, oscyluje na poziomie około 360 kg/MWh, co w porównaniu do emisji 792 kg/MWh stanowiącej średnią emisyjność dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach spalania paliw, podawanej przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami¹³ stanowi 55% redukcji CO₂ emitowanego do atmosfery.

W Polsce wytwórcy mają możliwość składania wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia za cały rok kalendarzowy. Ważnym aspektem jest okres ważności danych gwarancji pochodzenia, który w przypadku gwarancji pochodzenia z OZE wynosi 12 miesięcy od daty zakończenia produkcji energii elektrycznej, a dla gwarancji CHP wynosi 12 miesięcy od daty wydania.

Mimo ustawowego uregulowania tego produktu kilka lat temu w prawie krajowym, i kilkanaście lat temu¹⁴ w prawie Unii Europejskiej, obrót gwarancjami CHP na TGE stał się możliwy dopiero od 2 października 2019 r., tj. od momentu utworzenia

13 Dane za 2018 publikowane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami; https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_grudzien_2019.pdf

14 Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. ws. promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii zastąpiona następnie dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. ws. efektywności energetycznej.

rejstru dedykowanego dla omawianego produktu. Na RGP możliwym jest zatem handel gwarancjami OZE i CHP. Tak samo jak w przypadku gwarancji pochodzenia OZE, również w przypadku gwarancji CHP nabywający je odbiorcy końcowi są „wyróżniani” wydawanymi przez TGE dedykowanymi certyfikatami. Certyfikaty mają w praktyce istotne znaczenie w budowaniu przez odbiorców energii elektrycznej, kupujących takie gwarancje, wizerunku dbających o ochronę środowiska i jego rozwój oraz świadomie wspierających technologie o charakterze mniej emisyjnym i efektywnościowym, a więc proekologiczne. Odpowiedzialna postawa w tym zakresie stanowi obecnie niezrędko zachętkę, a nawet warunek do nawiązania współpracy

biznesowej, służyć też może kształtowaniu pozytywnego wizerunku nabywców gwarancji wśród swoich klientów.

Gwarancje CHP mogą zatem stanowić optymalne dopełnienie zaspokojenia potrzeb proekologicznych zwłaszcza tych odbiorców, którzy rozpoczynają świadomą drogę proekologiczną i pewną alternatywę dla zazwyczaj kosztownych, ale za to szeroko propagowanych i już rozpowszechnionych gwarancji OZE.

Na razie obrót gwarancjami CHP na TGE odnotowano w grudniu 2019 roku. Szczegóły transakcji zawartych na TGE zostały przedstawione w poniższej tabeli:

Tabela 6. Gwarancje Pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji, wolumeny, liczba, cena

Gwarancje pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji	
Data transakcji	grudzień 2019
Liczba zawartych transakcji	4
Wolumen obrotu [MWh]	14 335
Cena średnioważona [PLN/MWh]	0,3

Źródło: TGE.

Częściowym wyjaśnieniem niewielkiej liczby transakcji może być okoliczność, że wielu wytwórców energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji nie posiadało wiedzy kiedy rejestr, który umożliwia realizację transakcji, ostatecznie zostanie uruchomiony i nie występowało z wnioskami o wydanie gwarancji CHP, które mogłyby następnie być przedmiotem obrotu. Liczba transakcji nie pozwala jednoznacznie przewidzieć jak ceny tego produktu mogą kształtować się w przyszłości.

Niezależnie od powyższego wskazać trzeba na istotne znaczenie gwarancji CHP wynikające z przepisów prawa. Wyrazem tego jest fakt, że w razie odmowy uznania przez Prezesa URE zagranicznej gwarancji CHP (mogą one bowiem być przedmiotem obrotu międzynarodowego) o przyczynie odmowy wymaga się poinformowania aż Komisji Europejskiej, co wynika z art. 84 ust. 1 w zw. z ust. 3 ustawy o promowaniu.

Działające w Europie stowarzyszenie AIB (Association of Issuing Bodies), której celem jest ujednoczenie systemów gwarancji pochodzenia w krajach europejskich, zrzesza organy zajmujące się wydawaniem gwarancji pochodzenia oraz udostępnia aplikacje pozwalającą na obrót gwarancjami pochodzenia między członkami AIB. Członkostwo w organizacji wymaga poprawnej implementacji dyrektywy 2009/28/EC, a także przejścia na wspólny format certyfikacji EECS (European Energy Certificate System). Dodatkowo konieczne jest zdefiniowanie tzw. Miksu Resztkowego wraz z metodyką obliczania. Dołączenie Polski do organizacji AIB może nieść ze sobą następujące korzyści: zwiększenie wolumenu obrotu gwarancjami pochodzenia, uzyskanie wyższych cen gwarancji pochodzenia oraz możliwość importu gwarancji pochodzenia z innych krajów do polskiego systemu RGP, a także eksportu gwarancji pochodzenia z Polski do zagranicznego systemu.

VI. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH

Działania krótkoterminowe (DK). Energia elektryczna

- 1.DK. Eliminacja negatywnego wpływu ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw z późniejszymi nowelizacjami na działalność uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym na działalność sprzedawców energii elektrycznej.
- 2.DK. Stały monitoring rynku uprawnień do emisji CO₂.
- 3.DK. Kontynuacja prac nad poszukiwaniem nowych obszarów w działalności TGE i IRGiT zmierzających do zwiększenia efektywności funkcjonowania uczestników na rynku giełdowym i zwiększenia płynności rynków terminowych, która jest niezbędna z punktu widzenia dalszego rozwoju rynku hurtowego, w tym generowania transparentnych indeksów cenowych.
- 4.DK. Zakończenie prac przygotowawczych (konsultacje i przyjęcie zmian ustawy – Prawo energetyczne) do wprowadzenia inteligentnego opomiarowania i powołania Operatora Informacji Rynku Energii oraz przejście do fazy wdrożenia rozwiązań, za priorytetowe uznając skrócenie czasu zmiany sprzedawcy do 1 tygodnia, a następnie 24 godzin.
- 5.DK. Podjęcie inicjatyw poprawiających dostęp do informacji o liczbie i procesie wydawania certyfikatów (PM).

Działania długoterminowe (DD). Energia elektryczna

- 1.DD. Dążenie do całkowitego uwolnienia cen energii elektrycznej we wszystkich segmentach rynku.
- 2.DD. Zmniejszenie niepewności na rynku uprawnień do emisji CO₂ związanej z niedookreśleniem działań w horyzoncie długoterminowym – sprecyzowanie mapy drogowej dla kształtowania się tego rynku.
- 3.DD. Intensyfikacja prac nad budową nowej Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, uwzględniającej kierunki polityki energetycznej UE oraz dalszą rolę sektora węglowego, OZE i jądrowego w Polsce.

4.DD. Monitoring przez uczestników rynku zmian aktów prawnych z zakresu regulacji finansowych (MIFID, EMIR, REMIT) w celu dostawania się do potencjalnych zmian, a także wpływu uruchomienia platformy OTF na rynek OTC (ekwiwalentność produktów).

5.DD. Zdefiniowanie roli poszczególnych uczestników rynku, ministerstw, regulatora w zakresie obowiązkowych działań wspierających osiągnięcie przez Polskę celu neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Działania krótkoterminowe (DK). Gaz

- 1.DK. Zdaniem części Członków TOE potrzebna jest zmiana ustawy o zapasach obowiązkowych polegająca na ograniczeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do przypadków dostarczania go tylko do odbiorców chronionych lub zmiana modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i oparcie go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego. Postulowane zmiany nie powinny jednak negatywnie wpływać na zachowanie bezpieczeństwa dostaw do wszystkich odbiorców końcowych.
- 2.DK. Opracowanie pakietu inicjatyw kierunkowych w zakresie rozwoju mechanizmów rynkowych związanych z organizacją regionalnego hubu gazowego.
- 3.DK. Jednoznaczne zdefiniowanie miejsca paliwa gazowego w procesie dekarbonizacji.
- 4.DK. Uproszczenie obowiązków sprawozdawczych i ograniczenie liczby raportów na rynku gazu do niezbędnego minimum za wskazaniem jednego podmiotu gromadzącego wszystkie sprawozdania (np. URE).
- 5.DK. Zmiany w IRiESP GAZ-SYSTEM S.A. i IRiESD Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w kierunku wprowadzenia jednolitych standardów wymiany i poprawy jakości danych pomiarowych oraz rozliczenia umów dystrybucji i rozliczeń na rynku bilansującym.

Działania długoterminowe (DD). Gaz

- 1.DD.** Racjonalna rozbudowa istniejących lub budowa nowych mocy transgranicznych na wybranych kierunkach z zapewnieniem rewersu fizycznego na tych połączeniach oraz zwiększeniem możliwości transgranicznego obrotu gazem i dostępu do przepustowości międzysystemowych.
- 2.DD.** Zdaniem większości Członków TOE konieczne jest odstąpienie od wymogu obowiązku utrzymywania dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy dla spółek obrotu.
- 3.DD.** Uwzględnienie współpracy między operatorami sieci gazowych i elektroenergetycznych w związku ze zwiększeniem wykorzystania gazu na potrzeby produkcji energii elektrycznej oraz udziału w rynku mocy wytwórczych jednostek opartych na gazie ziemnym.
- 4.DD.** Przygotowanie przejrzystych i długoterminowych założeń rozwoju rynku hurtowego gazu ziemnego w Polsce, w szczególności uwzględniając planowany rozwój regionalnego hubu gazowego.

VII. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

- ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- AIB – Association of Issuing Bodies
- bbl – baryłka ropy naftowej
- DSR – Demand – Side Response
- EU ETS – wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych
- EECS – European Energy Certificate System
- GUD – generalna umowa dystrybucji
- GUD-K – generalna umowa dystrybucji umożliwiające zawieranie umów kompleksowych
- IRGiT – Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
- JWCD – Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
- JRM – Jednostki Rynku Mocy
- KE – Komisja Europejska
- KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny
- MAR – rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku
- ME – Ministerstwo Energii
- MiFID – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/39/WE z 21 stycznia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych
- MiFID II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 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
- MiFIR – rozporządzenie 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
- MSR – Market Stability Reserve, Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej
- NEMO – Nominowani Operatorzy Rynku Energii Elektrycznej
- ORM – Operacyjna Rezerwa Mocy
- OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego
- OSŁ – ogólnodostępne stacje ładowania
- OSP – Operator System Przesyłowego – PSE SA
- OTC – Over-the-Counter
- OZE – odnawialne źródła energii
- PM – prawa majątkowe
- PMOZEA-BIO - świadectwa potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego
- PSE SA - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- PUODO – Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych
- PURM - Portal Uczestnika Rynku Mocy
- REMIT - rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
- RB – Rynek Bilansujący
- RDB – Rynek Dnia Bieżącego
- RDN – Rynek Dnia Następnego
- RDNg – Rynek Dnia Następnego Gazu
- RODO - rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych)
- RTTg – Rynek Terminowy Towarowy Gazu
- RŚP – Rejestr Świadectw Pochodzenia
- Taryfa G – zbiór cen i taryf dla energii elektrycznej dla grupy gospodarstw domowych
- TGE – Towarowa Giełda Energii S.A.
- TOE – Towarzystwo Obrotu Energią
- toe – tona oleju ekwiwalentnego
- UE – Unia Europejska
- UK – United Kingdom, Wielka Brytania
- UOKiK – Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
- URE – Urząd Regulacji Energetyki
- XBID – Cross-Border Intraday

VIII. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

Ustawodawstwo unijne

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE. L 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., s. 54 i n.)
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE. L 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., s. 125 i n.)
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE. L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r., s. 82 i n.)
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE. L 328 z dnia 21 grudnia 2018 r., s. 210 i n.)
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE. L 156 z dnia 19 czerwca 2018 r., s. 75 i n.)
- [6] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/592 z dnia 1 grudnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących kryteriów pozwalających ustalić, kiedy działalność ma być uznawana za działalność dodatkową względem głównego zakresu działalności (Dz. Urz. UE. L Nr 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 492 i n.)
- [7] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/591 z dnia 1 grudnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do regulacyjnych standardów technicznych dotyczących stosowania limitów pozycji dla towarowych instrumentów pochodnych (Dz. Urz. UE. L Nr 87 z dnia 31 marca 2017 r., s. 479 i n.)
- [8] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (RODO)
- [9] Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) nr 2017/565 z dnia 25 kwietnia 2016 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w odniesieniu do wymogów organizacyjnych i warunków prowadzenia działalności przez firmy inwestycyjne oraz pojęć zdefiniowanych na potrzeby tej dyrektywy (Dz. Urz. UE. L Nr 7 z dnia 31 marca 2017 r., s. 1 i n.)
- [10] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 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
- [11] Rozporządzenie 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

Ustawodawstwo polskie oraz projekty nowych ustaw i rozporządzeń

- [12] Ustawa z dnia 14 maja 2020 r. o zmianie niektórych ustaw w zakresie działań osłonowych w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2 (Dz.U. 2020 poz. 875)
- [13] Ustawa z dnia 16 kwietnia 2020 r. o szczególnych instrumentach wsparcia w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2 (Dz.U. 2020 poz. 695)

- [14] Ustawa z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2020 poz. 568)
- [15] Ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych (Dz.U. 2019 poz. 1495)
- [16] Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz.U. 2019 poz. 1532)
- [17] Ustawa z dnia 13 czerwca 2019 r. zmieniająca ustawę o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę o efektywności energetycznej oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. 2019 poz. 1210)
- [18] Ustawa z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniająca ustawę o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. 2019 poz. 412)
- [19] Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2018 poz. 2538 z późn. zmianami)
- [20] Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 42 z późn. zm.)
- [21] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018 poz. 9 z późn. zm.)
- [22] 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 2018 r. poz. 650 z późn. zm.)
- [23] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 poz. 831 z późn. zm.)
- [24] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.)
- [25] 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 2018 r. poz. 650 z późn. zm.)
- [26] Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 2286 z późn. zm.)
- [27] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 poz. 833, 843, 875).
- [28] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 20 marca 2020 r. w sprawie ogłoszenia na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu epidemii (Dz.U. 2020 poz. 491)
- [29] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 13 marca 2020 r. w sprawie ogłoszenia na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego (Dz.U. 2020 poz. 433)
- [30] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia (Dz.U. 2019 poz. 1369)
- [31] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. poz. 640)
- [32] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007 nr 93 poz. 623)
- [33] Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 5 września 2019 r. zmieniające obwieszczenie w sprawie pozostałych kosztów jednostkowych oraz stawki dofinansowania (M.P. 2019 poz. 795)
- [34] Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2019 r. w sprawie pozostałych kosztów jednostkowych oraz stawki dofinansowania (M.P. 2019 poz. 775)

- [35] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. PSE S.A. Konstancin – Jeziorna, tekst jednolity obowiązujący od dnia 7 kwietnia 2020 r.
- [36] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Ministerstwo Klimatu, 30 stycznia 2020 r.
- [37] Projekt rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii w sprawie funkcjonowania oraz wykazu procesów centralnego systemu informacji rynku energii z dnia 14 lutego 2020 r. Zespół do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania.
- [38] Projekt rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii w sprawie systemu pomiarowego z dnia 12 lutego 2020 r. Zespół do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania.
- gazu ziemnego. URE, Warszawa, 3 i 5 września 2019 r.
- [46] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE – stan na 31 marca 2019 r. Raport TOE. Warszawa, 31 maja 2019 r.
- [47] Postępowania Prezesa URE dotyczące cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego. URE. Warszawa, 28 stycznia 2019 r.
- [48] Praca zbiorowa: Koncepcja zmian regulacji wspierających rozwój energetyki prosumenckiej wykonana przez Ernst & Young na zlecenie Ministerstwa Rozwoju, 2019.
- [49] Regulamin Rynku Mocy. Wersja zatwierdzona przez Prezesa URE Decyzją z dnia 30 marca 2018 r., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 27 marca 2018 r.

Materiały źródłowe (pozostałe)

- [39] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r. Warszawa, maj 2020
- [40] ESMA MiFID II Review report on position limits and position management [1 April 2020, ESMA70-156-2311]
- [41] Wykaz aktualnie prowadzonych postępowań Prezesa URE w sprawie cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego. URE, Warszawa, 31 stycznia 2020 r.
- [42] Najważniejsze wydarzenia na rynku energii w 2019 roku okiem regulatora. URE, Warszawa, 16 stycznia 2020 r.
- [43] Praca zbiorowa: Koncepcja zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce. Wersja 1.0, PSE SA, Warszawa 7 listopada 2019 r.
- [44] ESMA Consultation Paper MiFID II review report on position limits and position management. Draft Technical Advice on weekly position reports [5 November 2019, ESMA70-156-1484]
- [45] Wykaz aktualnie prowadzonych postępowań Prezesa URE w sprawie cofnięcia koncesji sprzedawcom

Strony internetowe

- [50] www.cire.pl
- [51] www.me.gov.pl
- [52] www.montel.com
- [53] www.opec.org
- [54] www.pgnig.pl
- [55] www.polskirynekwegla.pl
- [56] www.pse.pl
- [57] www.reuters.com
- [58] www.theice.com
- [59] www.toe.pl
- [60] www.ure.gov.pl

IX. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XV KADENCJI

Skład Rady Zarządzającej TOE XV kadencji (na dzień 25 czerwca 2020 r.):

- 1) kol. Piotr Adamczak – Prezes Rady Zarządzającej TOE
- 2) kol. Krzysztof Borowiec – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- 3) kol. Marek Krzysteczko – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- 4) kol. Tomasz Lender – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- 5) kol. Janusz Moroz – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- 6) kol. Robert Bański
- 7) kol. Jan Chlebowicz
- 8) kol. Jarosław Dybowski
- 9) kol. Dawid Klimczak
- 10) kol. Tomasz Krzyżewski
- 11) kol. Wojciech Pędziwiatr
- 12) kol. Robert Rutowicz
- 13) kol. Krzysztof Salamon
- 14) kol. Rafał Soja
- 15) kol. Andrzej Walczak
- 16) kol. Iwona Ustach

Pracownicy biura TOE:

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

X. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU

- kol. Katarzyna Bałachowicz, PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
- kol. Sławomir Białczak, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Marcin Biernat, ENERGA – Obrót S.A.
- kol. Daniel Borkowski, TOE, Legal Partner
- kol. Andrzej Brożek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Anna Eliszewska, MGS LAW Kancelaria Radców Prawnych
- kol. Anna Gabrysiak, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Waldemar Gochnio, TOE
- kol. Paweł Gościcki, ENERGA – Obrót S.A.
- kol. Wojciech Graczyk, innogy Polska S.A.
- kol. Monika Gruźlewska, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Paweł Hawranek, HAWRANEK Kancelaria Radców Prawnych Sp. p.
- kol. Robert Jurgielaniec, PGE Dom Maklerski S.A.
- kol. Krzysztof Kępa, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Ilona Kostka, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Marek Krzysteczko, Polenergia Obrót S.A.
- kol. Michał Kukurba, Polenergia Obrót S.A.
- kol. Marek Kulesa, TOE – Przewodniczący Zespołu
- kol. Witold Lebek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Andrzej Malec, innogy Polska S.A.
- kol. Daniel Naczyński, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Krzysztof Noga, EWE Polska Sp. z o.o.
- kol. Witold Obniski, innogy Polska S.A.
- kol. Angelika Paleń, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Karol Pawłowicz, ENERGA – Obrót S.A.
- kol. Grzegorz Pogorzelski, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
- kol. Michał Sznycer, MGS LAW Kancelaria Radców Prawnych
- kol. Grzegorz Wiliński, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- zespół autorski PKN ORLEN S.A.



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