towarzystwo
obrotu
energią

RAPORT TOE:
Analiza płynności hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego i obliga giełdowego

Warszawa, 25 lutego 2021 r.

Towarzystwo Obrotu Energią
ul. Krucza 16/22, 00-526 Warszawa
tel. (22) 827 57 93, fax (22) 826 61 55, e-mail: toe@toe.pl www.toe.pl

SPIS TREŚCI:

1. Wprowadzenie, cele Raportu 3

2. Cele i rola obliga giełdowego a rynek energii elektrycznej 4

2.1. Płynność jako podstawowy czynnik rynków rozwiniętych 4

2.2. Obligo giełdowe 5

2.3. Rola obliga giełdowego dla rynku energii elektrycznej 7

3. Analiza wolumenów giełdowych, płynności rynku energii elektrycznej i cen giełdowych 9

3.1. Analiza wolumenów giełdowego rynku energii elektryczne a obligo giełdowe 9

3.2. Analiza płynności produktów 14

3.3. Analiza cen na rynku giełdowym 16

4. Obligo giełdowe a import energii elektrycznej 21

5. Obligo giełdowe a zabezpieczenia i fundusz gwarancyjny 22

6. Podsumowanie, wnioski 23

7. Zastosowane skróty i oznaczenia 25

8. Materiały źródłowe 26

9. Rada Zarządzająca TOE XV kadencji 28

10. Grupa ds. opracowania Raportu 28

1. WPROWADZENIE, CELE RAPORTU

Raport „**Analiza płynności hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego i obliga giełdowego**", zwany dalej Raportem, powstał po przeprowadzonej w ramach Towarzystwa Obrotu Energią (TOE, Stowarzyszenie) dyskusji wewnętrznej nt. płynności rynku energii elektrycznej w Polsce, szczególnie w segmencie giełdowym Towarowej Giełdy Energii S.A. (TGE) oraz dyskusji na temat proponowanych zmian ustawy – Prawo energetyczne dotyczących m.in. tzw. obliga giełdowego (zmian art. 49a), czyli obowiązku sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (RP) rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium RP giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi [3]. W ramach nowelizacji ustawy [6] (projekt) zaproponowano wykreślenie całego art. 49a, a więc likwidację funkcjonującego obliga giełdowego, dodatkowo m.in. zaostrzając znacząco odpowiedzialność administracyjną i karną potencjalnych przedsiębiorstw manipulujących na rynku energii elektrycznej, celem ograniczenia ryzyk związanych z potencjalnymi nadużyciami rynkowymi. Oczywiście propozycja zniesienia obliga giełdowego nie jest równoznaczna z zakazaniem dokonywania transakcji na giełdach towarowych, jednak zdaniem wielu uczestników rynku znacząco może ograniczyć wolumen notowany na rynku giełdowym.

Dyskusja nt. płynności rynku hurtowego, w tym rynku giełdowego oraz obliga giełdowego miała miejsce na posiedzeniach Rady Zarządzającej TOE XV kadencji (Raport został przyjęty uchwałą Rady z 25 lutego 2021 r.), której skład osobowy przedstawiono w rozdziale 9 Raportu, a także podczas szerszej wymiany korespondencji wśród Członków TOE, w tym procesu konsultacji projektu [6]. Raport, po dyskusji w powołanej do jego opracowania Grupie zadaniowej, której skład osobowy przedstawiono w rozdziale 10 Raportu, składa się z następujących zagadnień, stanowiących cztery jego **główne rozdziały**:

- cele i rola obliga giełdowego a rynek energii elektrycznej;
- analiza wolumenów giełdowych, płynności rynku energii elektrycznej i cen giełdowych;
- obligo giełdowe a import energii elektrycznej;
- obligo giełdowe a zabezpieczenia i fundusz gwarancyjny.

Raport został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy grupy - zespołu autorskiego na dzień 25 lutego 2021 r.

2. CELE I ROLA OBLIGA GIEŁDOWEGO A RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.1. Płynność jako podstawowy czynnik rynków rozwiniętych

Jednym z kluczowych czynników decydujących o tym, czy dany rynek, w tym rynek hurtowy energii elektrycznej, działa stabilnie oraz zapewnia swoim uczestnikom bezpieczeństwo obrotu jest płynność rynku. Jest ona jedną z podstawowych miar, na podstawie których można stwierdzić czy rynek jest efektywny i zapewnia odpowiedni poziom konkurencji. Możliwość wykonywania transakcji bez ograniczeń stanowi podstawową cechę dojrzałego rynku konkurencyjnego.

Płynność rynku, za wcześniejszym Raportem TOE [15] można zdefiniować jako stan, który charakteryzuje się brakiem znacznej podatności ceny rynkowej na działalność zakupową lub sprzedażową pojedynczego uczestnika rynku. Ma to miejsce na rynku, na którym istnieje wystarczająca liczba uczestników, tak aby żaden z nich nie mógł wywierać znaczącego i ciągłego wpływu na kształtowanie się ceny. Rynek płynny charakteryzuje się niskim ryzykiem transakcyjnym, a co za tym idzie niskimi kosztami handlu w formie względnej wielkości różnicy między oferowaną ceną kupna i sprzedaży.

Do najistotniejszych mierników płynności należą:

- wartość (wolumen) obrotu – podstawowa i najpopularniejsza miara płynności instrumentu;
- liczba transakcji – wskaźnik aktywności uczestników w wykonywaniu operacji kupna i sprzedaży danym instrumentem;
- churn ratio – mówiąc inaczej krotność obrotu, czyli stosunek całkowitego obrotu do zużycia danego towaru (sprzedaży do odbiorców). Przyjmuje on wartości > 1. Im większą wartość przyjmuje, tym częściej dany produkt został „obrócony", zanim finalnie trafił do odbiorcy;
- efektywność popytu (podaży) – wskaźnik bazujący na popycie (wartości składanych zleceń kupna danego instrumentu finansowego) bądź podaży (wartości składanych zleceń sprzedaży danego instrumentu finansowego). Płynność danego instrumentu jest wyższa im wskaźnik efektywności jest bliższy 100%;
- spread – różnica pomiędzy kursem instrumentu w najlepszej ofercie sprzedaży i najlepszej ofercie kupna. W przypadku instrumentu o niskiej wartości spread wykonanie transakcji jest prostsze, tańsze i szybsze, a tym samym płynność instrumentu wyższa.

Płynność rynku jest ważna dla jego uczestników, ponieważ:

- zapewnia szybkość, pewność i bezpieczeństwo obrotu oraz swobodę w zawieraniu transakcji;

- oznacza stabilny, powtarzalny wolumen obrotu oraz stabilne indeksy giełdowe, które stanowią odniesienie do decyzji handlowych podejmowanych przez uczestników rynku;
- jest to symptom realnej, działającej konkurencji z równym niedyskryminowanym dostępem do handlu;
- powoduje zachętę do wejścia na rynek nowych uczestników obrotu również zagranicznych przedsiębiorstw i firm wywodzących się spoza energetyki (np. banki, fundusze).

Natomiast **niepłynny rynek terminowy** oznacza m.in.:

- brak transparentności handlowej, w tym brak wiarygodnego benchmarku cenowego zarówno w kontraktach bilateralnych na OTC jak też w ofertach sprzedażowych dla klientów finalnych – odbiorców końcowych;
- trudność w ocenie poziomu kosztów uzasadnionych zakupu energii elektrycznej w taryfach dla tzw. klientów masowych oraz dodatkowe składowe na pokrycie ryzyk rynkowych w cenie finalnej;
- podatność instrumentu na manipulacje m.in. ze względu na to, że handel poza platformami utrudnia lub wręcz uniemożliwia sprawowanie obiektywnej kontroli transakcji przez zewnętrzne obszary/instytucje; narażenie notowań giełdowych na bardzo dużą zmienność związaną z powstaniem tzw. rynku jednego gracza na poszczególnych sesjach;
- powstanie rynku jednego wytwórcy, grupy dominującej na krajowym rynku, która będzie dyktować ceny podmiotom zmuszonym do zakupu energii, której nie produkują wewnątrz grupy;
- brak korelacji notowań z rynkiem commoditities (w szczególności z rynkiem CO_2);
- możliwość występowania niekontrolowanych wzrostów cen oraz brak możliwości ich uzasadnienia;
- zwiększenie ryzyka spekulacji powodującego powstanie dodatkowych, nieuzasadnionych kosztów zakupu energii na „rynku";
- ograniczona możliwości konstruowania innowacyjnych/długoterminowych ofert dla odbiorców.

2.2. Obligo giełdowe

Począwszy **od 9 sierpnia 2010 r.**, to jest od momentu wprowadzenia na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, nastąpiło wyraźne przeorganizowanie handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej w grupie wytwórców, w porównaniu z latami poprzednimi. Do momentu wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dominującą formę handlu na

hurtowym rynku energii stanowiły kontrakty dwustronne. W tym czasie płynność rynku mogła być utożsamiana jako wolumeny energii elektrycznej w transakcjach bilateralnych (OTC), jednak te wolumeny nie obejmowały wtedy rynku giełdowego.

Od momentu uruchomienia giełdy energii w Polsce, a w szczególności od 2010 r. kiedy zaczęły obowiązywać zapisy ustawy - Prawo energetyczne dotyczące obliga giełdowego nastąpił **dynamiczny rozwój rynku energii**. Pośrednio dzięki obowiązkowi sprzedaży minimalnej ilości energii elektrycznej przez wytwórców w ostatnich latach obroty przekroczyły wielkość zapotrzebowania udowadniając, że polski rynek energii jest w stanie rozwijać się na tyle dynamicznie, aby stać się rynkiem płynnym na wzór rynków europejskich.

Wraz ze spadkiem liczby wytwórców zobowiązanych do publicznej sprzedaży energii elektrycznej objętych regulacjami ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych od 2017 r., nastąpił gwałtowny **spadek energii elektrycznej sprzedawanej za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii** (TGE). O ile dla kontraktów typu BASE i PEAK (roczne, kwartalne i miesięczne) z dostawą w latach 2014 – 2016 obrót na TGE ukształtował się na poziomie od ok. 208 do ok. 215 TWh, to dla kontraktów z dostawą w 2017 r. oraz 2018 r. spadł blisko dwukrotnie do poziomu odpowiednio ok. 116 TWh oraz ok. 114 TWh. Powyższe wskazuje, że brak regulacji obligujących do sprzedaży energii elektrycznej na rynku giełdowym w Polsce znacząco zmniejsza wolumeny ogólnodostępne na rynku giełdowym.

Jednocześnie z danych URE wynika, że rzeczywista sprzedaż energii elektrycznej przez podmioty objęte obowiązkiem obliga w 2015 r. wyniosła 66,4 TWh (co stanowiło ok. 118,3% wykonania tego obowiązku) [7], w 2016 r. wyniosła 62,2 TWh (co stanowiło ok. 123,9% realizacji tego obowiązku) [7], a w 2017 i 2018 r. wyniosła odpowiednio 32 TWh oraz 39,4 TWh (co stanowiło odpowiednio ok. 216% w 2017 r. oraz ok. 135% w 2018 r. realizacji tego obowiązku) [7], [13], [14]. W celu utrzymania płynności rynku giełdowego od 2018 r. obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na rynku giełdowym przez wytwórców został zwiększony do 30%, natomiast od 1 stycznia 2019 r. całość energii elektrycznej została objęta obligiem giełdowym. „Przywrócenie" pełnego obliga giełdowego dla wytwórców od 2019 r. pozwoliło „odbudować" płynność rynku terminowego - spowodowało wzrost obrotu dla analizowanych kontraktów do ok. 181 TWh w 2019 r. oraz do ok. 186 TWh w 2020 r. W 2019 r. w skontrolowanych przez URE podmiotach (skontrolowano 126,7 TWh produkcji w kraju) obligo giełdowe zostało spełnione dla 56,7 TWh. Reszta wolumenu nie objęta była obligiem, gdyż umowy na sprzedaż zostały zawarte przed wejściem w życie przepisów o 100% obligu (24,6 TWh) bądź też korzystano z ustawowych zwolnień (produkcja w OZE, kogeneracji, potrzeby własne itp.). Zatem wzrost obliga w 2019 r. do 100% w rzeczywistości dotyczy ok. 46% energii wytworzonej przez przedsiębiorstwa objęte badaniem URE. Dodatkowo wytwórcy badani w raporcie URE, z którego pochodzą ww. dane, sprzedali łącznie o 8,4 TWh więcej energii, niż wynikało to z obowiązku (co stanowiło ok. 114,8% wykonania tego obowiązku). Świadczy to wg URE o atrakcyjności rynku giełdowego jako zorganizowanego miejsca prowadzenia obrotu energią elektryczną [7]. Należy podkreślić, że atrakcyjność ta wynika przede wszystkim z płynności i transparentności jaką dostarcza

wolumen sprzedanej energii wynikający z obowiązku wykonania obliga giełdowego. Dzięki obrotom będącym następstwem obliga giełdowego zwiększa się również dodatkowy obrót wtórny, co poprawia jakość generowanych indeksów cenowych. Analiza tego zagadnienia opracowana ze strony TOE została pogłębiona i przedstawiona w rozdziale 3.3, w którym określono także przyczyny ww. wielkości zrealizowanego obliga giełdowego.

2.3. Rola obliga giełdowego dla rynku energii elektrycznej

Dane z notowań giełdowych, w których znaczący udział mają wytwórcy objęci obligiem, stanowią podstawę do obliczania przez Regulatora średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Zmniejszenie liczby kontraktów zawieranych na TGE mogące powstać na skutek obniżenia obliga giełdowego może spowodować spadek płynności, głównie kontraktów terminowych i prowadzić do zwiększenia zmienności cen oraz ograniczenia transparentności benchmarku cenowego poprzez przeniesienie wolumenów giełdowych na segment kontraktów bilateralnych. W konsekwencji brak transparentnego indeksu giełdowego może doprowadzić do nieoczekiwanego kierunku zmiany cen, i mieć negatywny skutek dla uczestników rynku energii elektrycznej, w tym odbiorców końcowych. Brak płynności na rynku giełdowym może utrudnić działanie małych podmiotów na rynku energii elektrycznej, którzy obecnie aktywnie uczestniczą w obrocie energią elektryczną zabezpieczając swoją pozycję zakupową i/albo sprzedażową wynikającą z produkcji energii elektrycznej.

Dodatkowo rynki niepłynne są bardzo podatne na wahania ceny równowagi w trakcie sesji, ponieważ małe wolumeny transakcyjne mogą „przesunąć" cenę nawet o kilka złotych w porównaniu do ostatniej ceny transakcyjnej czy kursu rozliczeniowego. Wahania kursu rozliczeniowego mają bardzo duży wpływ na poziomy naliczanych przez IRGiT depozytów zabezpieczających transakcje (patrz także rozdział 5 Raportu) powodując konieczność uzupełniania niejednokrotnie wysokich płatności gotówkowych „z dnia na dzień". Taka sytuacja jest niepożądana również ze strony maklerów i przedsiębiorstw biorących udział w transakcjach, ponieważ nadmiernie eksponuje je na ryzyko wszczęcia dochodzenia przez Prezesa URE w sprawie wyjaśnienia przyczyn realizacji wskazanych transakcji. Nie bez znaczenia jest fakt, że handel i obrót czy to instrumentami finansowymi czy towarami jest coraz bardziej formalny, a wytyczne czy ograniczenia nałożone na rynki mają zmierzać do bezwzględnej poprawy przejrzystości i transparentności handlu, jak również ograniczenia ryzyka kontrpartnera handlowego i ewentualnych kłopotów finansowych rzutujących na kondycje całego rynku. Obrót giełdowy, m.in. taki jak prowadzony przez TGE w obecnym kształcie (nawet mając na uwadze administracyjne wymogi dla części sektora wytwarzania ograniczające ich swobodę handlową), jest odpowiedzią na rosnące wymagania w tym zakresie i zapewnia bezpieczeństwo handlu dla całego rynku od wytwórców przez spółki typowo obrotowe po sprzedaż do klientów – odbiorców końcowych.

Widać zatem, że dla poprawnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce potrzebne jest chociażby częściowe obligo giełdowe. Wynika to w szczególności z tego, że rynek energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje:

- niska płynność – całkowita wielkość obrotów na giełdzie i na rynkach OTC niewiele przekracza poziom zapotrzebowania na energię elektryczną (oscyluje w okolicach 150%), a przypadku większości państw zachodnich całkowita wielkość obrotów na giełdzie wielokrotnie przekracza zapotrzebowania na energię;
- mała liczba uczestników oraz duża koncentracja rynku – na polskim rynku energii elektrycznej występuje w porównaniu do innych krajów Europy mniej podmiotów zawierających transakcje za pośrednictwem giełdy - TGE, a większość obrotów na giełdzie jest realizowane przez duże koncerny energetyczne. Stanowi to również barierę wejścia na rynek energii elektrycznej oraz powoduje wyższe koszty transakcyjne;
- brak innych wiarygodnych indeksów cenowych poza TGE – wprawdzie Prezes URE ma obowiązek publikowania średnich rocznych i kwartalnych cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, jak również średnich kwartalnych cen energii elektrycznej niepodlegających obowiązkowi publicznej sprzedaży, jednakże dzieje się to z opóźnieniem i nie stanowi wartości informacyjnej w momencie podejmowania decyzji handlowych;
- brak finansowych kontraktów typu *futures* bez obowiązku dostawy energii elektrycznej, które dają uczestnikom rynku, szczególnie z sektora OZE, czy odbiorcom przemysłowym możliwość zabezpieczenia przyszłych cen energii bez konieczności „zajmowania" pozycji fizycznych z dużym wyprzedzeniem, jak również mogą przyciągnąć inwestorów i graczy spoza obszaru związanego bezpośrednio z energią, poprawiając płynność na rynku.

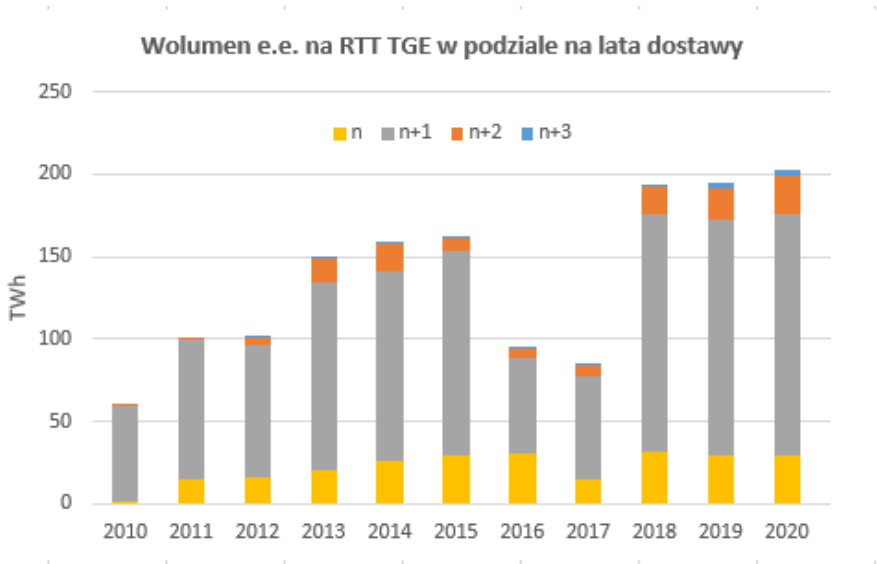
Nie do pominięcia jest również fakt, że obrót giełdowy realizowany na TGE i rozliczany przez IRGiT jest jednym z najbardziej bezpiecznych modeli transakcyjnych. Strony transakcji poprzez system rozliczeniowy mają pewność, że zakupiony towar zostanie w każdych warunkach dostarczony do przedsiębiorstwa lub odebrany z gwarancją rozliczenia finansowego.

3. ANALIZA WOLUMENÓW GIEŁDOWYCH, PŁYNNOŚCI RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CEN GIEŁDOWYCH

3.1. Analiza wolumenów giełdowego rynku energii elektryczne a obligo giełdowe

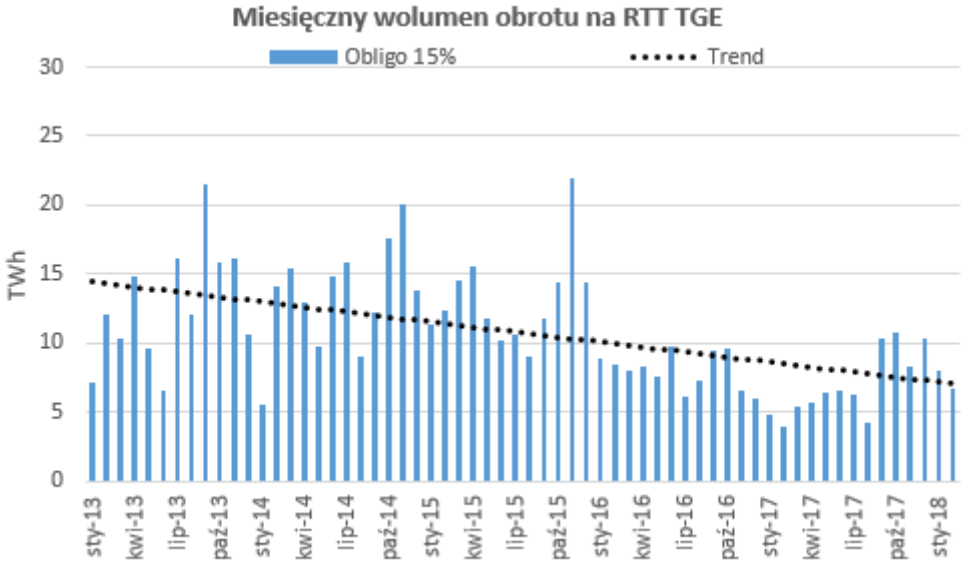
W 2016 r. nastąpił znaczący spadek obrotów na rynku terminowym TGE. Obrót energią elektryczną wyniósł ok. 99 TWh i był niższy w porównaniu do 162 TWh w 2015 oraz 163 TWh w 2014. Zmiana ta była efektem wygaśnięcia ostatnich zobowiązań wynikających z KDT skutkujących koniecznością sprzedaży całej wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych. W związku z tym najwięksi wytwórcy energii elektrycznej w Polsce obowiązkowo musieli sprzedać na giełdach towarowych wyłącznie 15% wytworzonego wolumenu w ramach obliga giełdowego.

Jak widać na poniższym rysunku przełożyło się to na istotny spadek wolumenu obrotu (wolumen obrotu w kolejnych latach został przedstawiony w podziale na lata dostawy, gdzie: n oznacza rok dostawy – np. w roku 2015, n+1 oznacza kontrakty z dostawą w roku 2016).



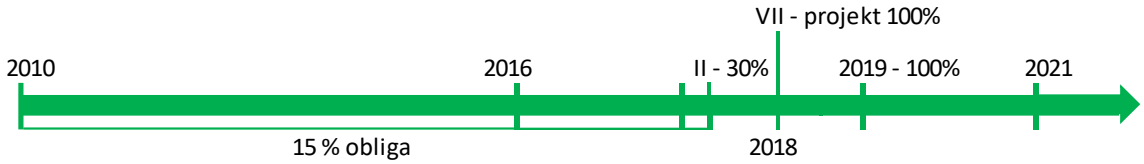
Rysunek 1. Wolumen obrotu energii elektrycznej na RTT w ramach TGE w podziale na lata dostawy

Analizując miesięczny wolumen obrotu na RTT TGE (rysunek 2) widoczny jest spadek wolumenu obrotu z miesiąca na miesiąc (tzw. trend malejący). Ponadto można zauważyć, że cyklicznie w czasie czwartego kwartału wzrastał wolumen obrotu – najpewniej z powodu zwiększonej kontraktacji na produkt roczny n+1. Pomimo istotnego ograniczenia wolumenu tendencja ta jest zauważalna także w latach 2016-2017, co też znajduje potwierdzenie na rysunku 2.



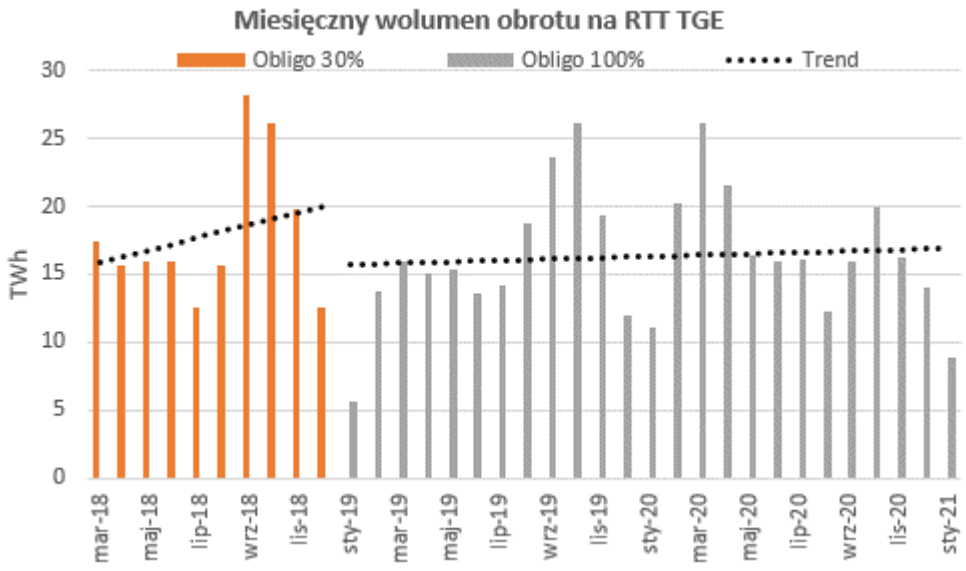
Rysunek 2. Miesięczny wolumen obrotu na RTT TGE w okresie od stycznia 2013 r. do lutego 2018 r.

„Wyjście" z systemu rekompensat KDT znaczących jednostek wytwórczych w połowie grudnia 2016 r. istotnie zmieniło sytuację rynkową. Aby zwiększyć transparentność obrotu w lutym 2018 r. nastąpiło zwiększenie poziomu obliga z 15% do 30% wolumenu energii elektrycznej wyprodukowanej w danym roku kalendarzowym (patrz rysunek 3). W trzecim kwartale 2018 r. pojawiły się informacje o projekcie wprowadzenia obliga na poziomie 100%. Ostatecznie ustawą z dnia 9 listopada 2018 r. wprowadzony został obowiązek sprzedaży całości wyprodukowanej energii (z pewnymi wyjątkami) poprzez platformy obrotu giełdowego.



Rysunek 3. Harmonogram istotnych zmian rynkowych z punktu widzenia prowadzonej kontraktacji w ramach platform obrotu giełdowego

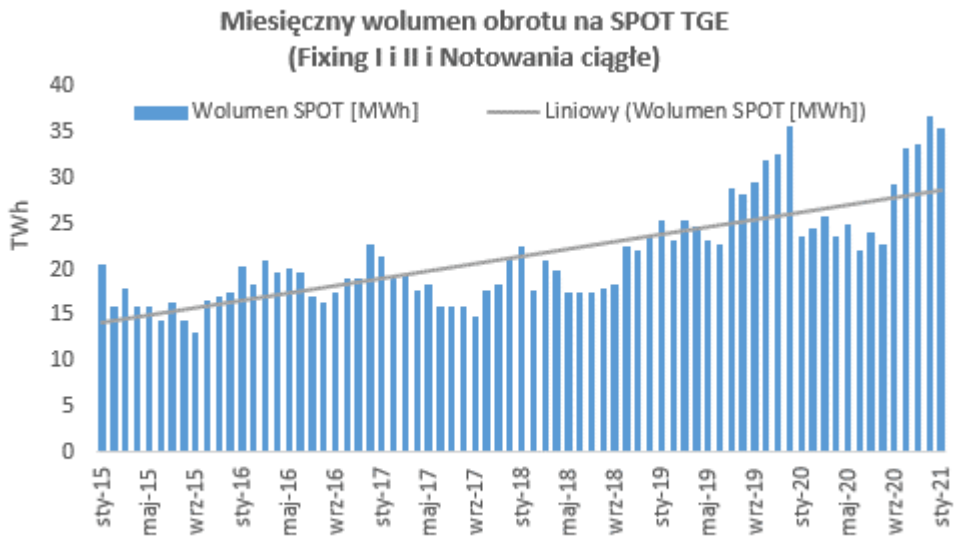
Podniesienie poziomu wielkości obliga giełdowego zauważalnie zwiększyło miesięczne poziomy wolumenu obrotu w ramach rynku terminowego, co widać porównując rysunki 2 i 4. Średnia miesięczna wartość wolumenu obrotu wyniosła w 2016 r. 8 TWh, a w 2017 już tylko 7 TWh, podczas gdy w okresie od marca do grudnia 2018 r. wartość ta osiągnęła poziom prawie 18 TWh.



Rysunek 4. Miesięczny wolumen obrotu na RTT TGE po zwiększeniu poziomu obliga w okresie od marca 2018 do stycznia 2021 r.

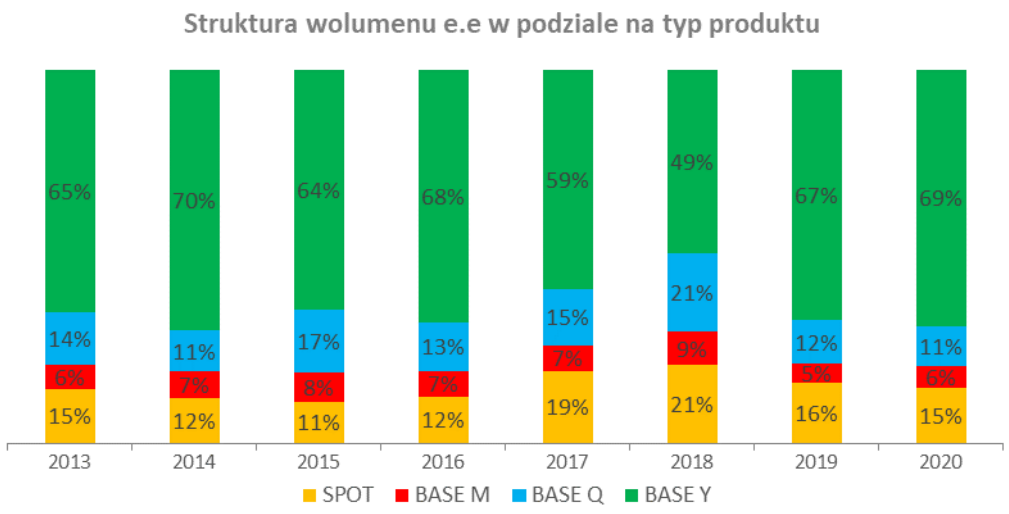
We wrześniu 2018 r. doszło do rekordowego obrotu w ramach produktów terminowych na TGE. Był to skutek nie tylko naturalnego wzrostu kontraktacji obserwowanego pod koniec roku, ale przede wszystkim reakcji wytwórców na wypowiedź ówczesnego przedstawiciela Ministerstwa Energii, co do tego, że wprowadzenie obliga na poziomie 100% będzie dotyczyło produkcji roku 2019, dla którego handel produktami rocznymi (w szczególności BASE_Y-19 oraz PEAK5_Y-19) kończył się w grudniu 2018 r.

Dla porównania na rynku SPOT tendencja wielkości wolumenu w okresie od stycznia 2015 r. do stycznia 2021 r., co widać na rysunku 5, była wzrostowa. Z pewnością kluczowe znaczenie ma tutaj przyrost mocy tzw. źródeł niesterowalnych, które w znacznej części wyprodukowaną energię elektryczną kontraktują właśnie na rynku krótkoterminowym.



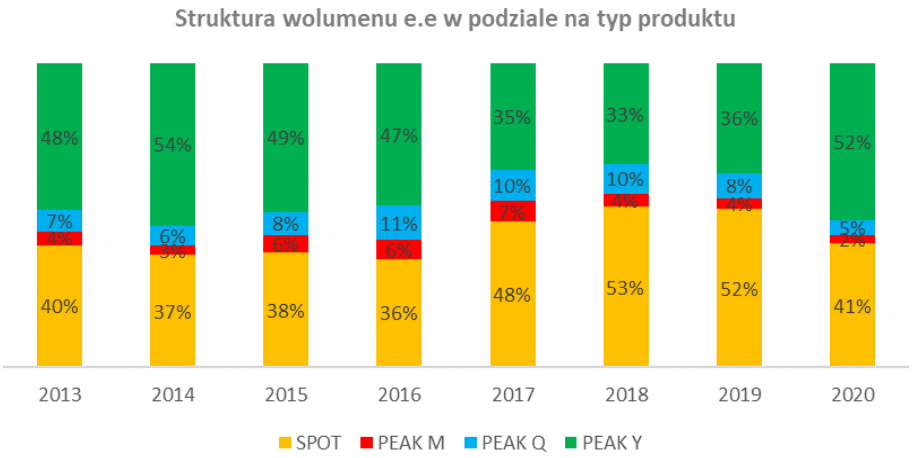
Rysunek 5. Miesięczny wolumen obrotu na SPOT TGE (Fixing I II oraz Notowania Ciągłe)

Poniżej, na rysunkach 6 i 7, przedstawiono jak zmieniła się struktura wolumenu, jeśli chodzi o obrót produktami typu BASE i PEAK5 w horyzoncie od 2013 r. do 2020 r.



Rysunek 6. Struktura wolumenu obrotu energią elektryczną na rynku terminowym w latach 2013-2020 dla produktów typu BASE

W 2018 r. zmiana poziomu obliga w trakcie toczącej się kontraktacji produkcji z roku 2018 spowodowała, że wytwórcy byli zobowiązani zrealizować „dodatkowe" 15% obrotu za miesiące styczeń – luty, co wykonywane było „na produktach" o krótszym horyzoncie, czyli m.in. kwartalnych, miesięcznych czy SPOT. Ostatecznie jednak, co pokazują lata 2019-2020, obrót na produktach miesięcznych został częściowo przeniesiony z rynku terminowego na rynek SPOT.



Rysunek 7. Struktura wolumenu obrotu energią elektryczną na rynku terminowym w latach 2013-2020 dla produktów typu PEAK5

Zmiana struktury wolumenu po zwiększeniu poziomu obliga jest szczególnie widoczna dla produktów typu PEAK5. O ile kontraktacja produktu rocznego z dostawą na 2020 r. ponownie osiągnęła poziom zbliżony do połowy wolumenu, to produkty kwartalne i miesięczne wyraźnie utraciły na znaczeniu na rzecz rynku krótkoterminowego (SPOT).

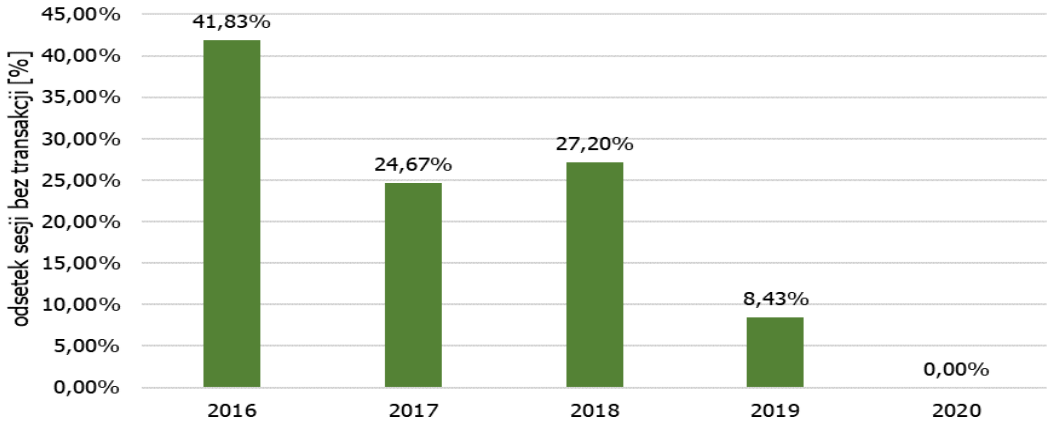
Wdrażanie wymagań dyrektywy MiFID II [4] spowodowało liczne zmiany funkcjonowania platform obrotu giełdowego. Jedną z istotniejszych zmian, jeśli chodzi o kwestię kontraktowanego wolumenu, było wprowadzenie w ostatnich dniach 2017 r. tzw. zasady uznaniowości (w ramach przygotowywania się giełdy do funkcjonowania w trybie Zintegrowanej Platformy Obrotu OTF). Od 29 grudnia 2017 r. zaczęło więc funkcjonować ograniczenie maksymalnej wielkości wolumenu w pojedynczym zleceniu (zarówno kupna, jak i sprzedaży). Wynikało to m.in. z niskiej płynności i znacznej liczby niezrealizowanych zleceń. Ostatecznie TGE zaczęła notowania na OTF 4 maja 2020 r. Poniżej przedstawiono obowiązujące ograniczenia wolumenów pojedynczych transakcji na rok 2020 i 2021.

Tabela 1. Wartości ograniczeń limitu wolumenu w ramach uznaniowości na platformie OTF na rok 2020 i 2021, MW

Standard Instrumentu	Limit 2020, MW	Limit 2021, MW
BASE_W	2	2
BASE_M	2	2
BASE_Q	2	2
BASE_Y	2	2
PEAK5_W	2	2
PEAK5_M	2	2
PEAK5_Q	2	2
PEAK5_Y	2	2

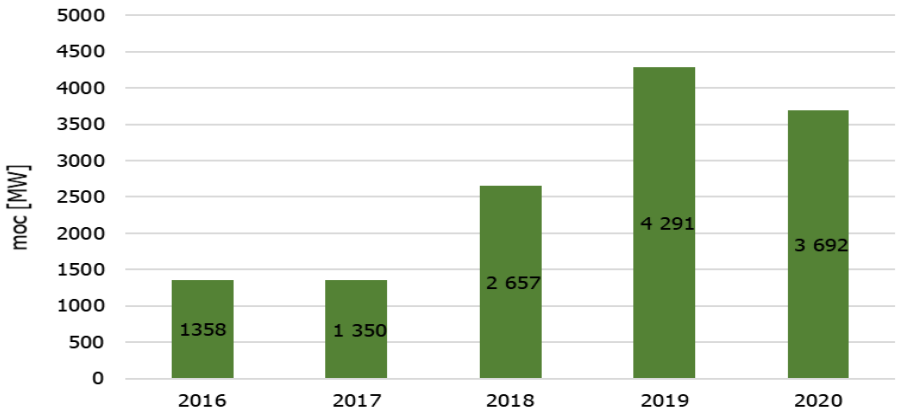
3.2. Analiza płynności produktów

Poza jednoznaczną zależnością pomiędzy wolumenami obrotu giełdowego a poziomem obliga giełdowego, należy również zwrócić uwagę na istotność poziomu obliga giełdowego z perspektywy samych możliwości handlowych. Przed zmianą poziomu obliga z 2018 r. dochodziło do sytuacji, gdzie na ok. 30% sesji na rocznym produkcie szczytowym nie były zawierane żadne transakcje (rysunek 8). Zniesienie obecnie obowiązującego obliga giełdowego może spowodować powrót do poprzedniej sytuacji rynkowej, co może skutkować utrudnioną wyceną kluczowych produktów rynkowych. Skutki podniesienia poziomu obliga giełdowego w 2018 roku dopiero zaczynają być widoczne obecnie, co odzwierciedla poniższy rysunek.



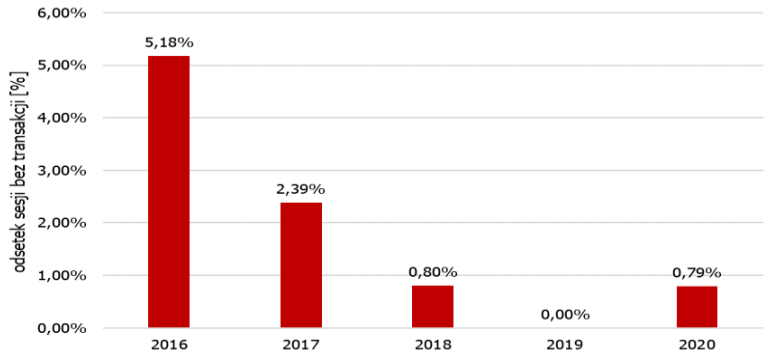
Rysunek 8. Odsetek sesji bez transakcji na frontowym produkcie PEAK5_Y

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na wielokrotne zwiększenie wolumenu transakcji na rocznych frontowych produktach szczytowych na przestrzeni ostatnich lat, co zostało przedstawione na rysunku 9.



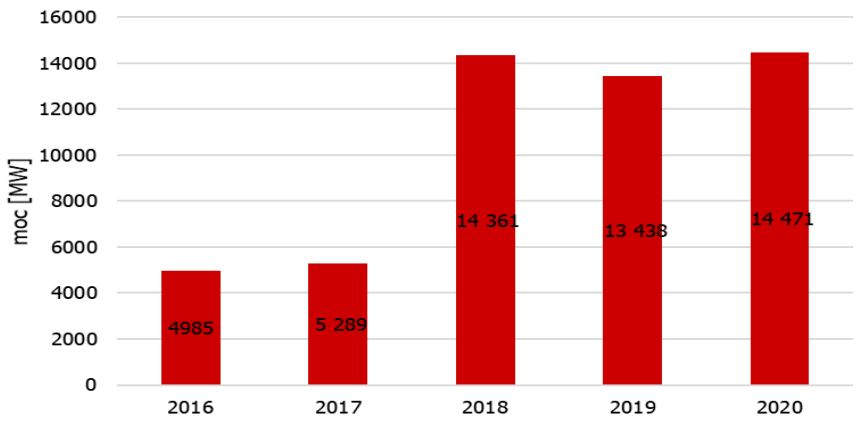
Rysunek 9. Wolumen transakcji na frontowym produkcie PEAK5_Y

Na rysunku 10 z kolei przedstawiono odsetek sesji bez transakcji na frontowym produkcie pasmowym, który stanowi najistotniejszy instrument kontraktacyjny na rynku.



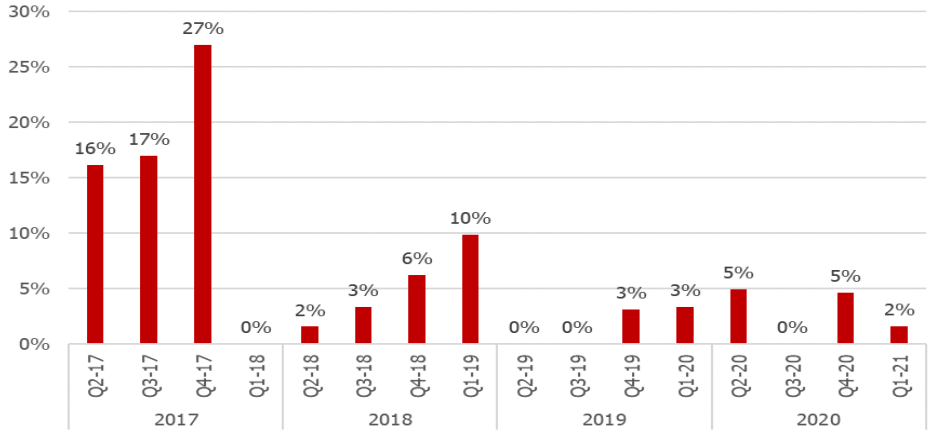
Rysunek 10. Odsetek sesji bez transakcji na frontowym produkcie BASE_Y

Tak jak miało to miejsce przy produkcie szczytowym, tak również na rocznym frontowym produkcie pasmowym wielokrotnie zwiększył się wolumen transakcji na przestrzeni ostatnich lat, co zostało przedstawione na rysunku 11.

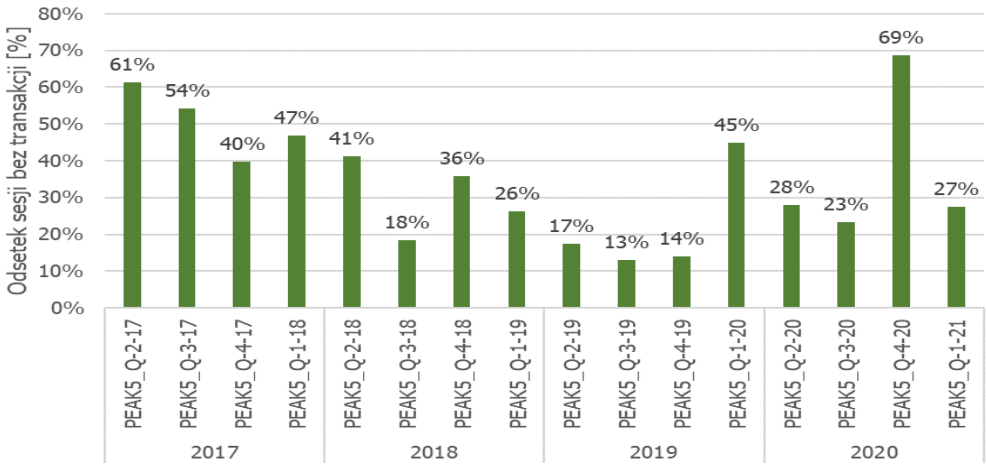


Rysunek 11. Wolumen transakcji na frontowym produkcie BASE_Y

Poza kluczowymi produktami rocznymi, poniżej przedstawiono również odsetek sesji giełdowych bez zawarcia jakiejkolwiek transakcji na kwartalnych frontowych produktach pasmowych oraz szczytowych (rysunek 12 i rysunek 13).



Rysunek 12. Odsetek sesji bez transakcji na frontowym produkcie BASE_Q



Rysunek 13. Odsetek sesji bez transakcji na frontowym produkcie PEAK5_Q

3.3. Analiza cen na rynku giełdowym

Analizując ceny na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie obowiązywania w Polsce obliga giełdowego nie można jednoznacznie rozstrzygnąć jakoby zmiany poziomu obliga (z 15% w latach 2010 - 2017 do poziomu 100% w 2019 - 2020) dominująco wpływały na ceny, które kształtowały się na rynku oraz te w kontraktach bilateralnych (OTC).

Tabela 2. Wolumeny i ceny na rynku energii w latach 2010-2020

	obligo giełdowe	KDT[1]	Wolumen obrotu na RTT według roku dostawy	Wolumen na RDN	Wolumen Otwartej Pozycji	Średnia cena RTT	Średnia cena RDN	Cena PURE	Cena PURE niepodlegająca 49a[2]	Wolumen sprzedanej energii niepodlegający 49a ust 1[2]	Clean Dark Spread dla EL WK (35%)[3]
	%	*TWh*	*TWh*	*TWh*	*TWh*	*zł/MWh*	*zł/MWh*	*zł/MWh*	*zł/MWh*	*TWh*	*zł/MWh*
2010	15%	b.d.	2,2	6,6	2,2	196,4	198,8	195,3	186,3	28,50	
2011	15%	76,2	77,7	15,1	75,2	198,7	205,1	198,9	197,3	45,95	9,9
2012	15%	75,4	104,9	16,9	88,5	204,0	178,7	201,4	202,5	39,64	12,2
2013	15%	60,1	107,4	18,5	79,3	180,8	155,7	181,6	195,6	52,74	38,0
2014	15%	59,5	148,4	20,0	98,3	160,8	183,3	163,6	164,5	40,45	19,5
2015	15%	49,3	164,1	19,1	73,9	172,1	155,8	170,0	172,8	54,67	35,0
2016	15%	43,0	169,8	22,8	56,5	171,3	160,7	169,7	170,9	49,15	34,7
2017	15%	1,1	84,8	21,2	47,9	165,3	157,6	163,7	165,6	87,16	33,8
2018	30%	2,2	101,8	23,5	55,9	190,9	223,7	194,3	177,5	87,20	20,9
2019	100%	b.d.	185,3	28,3	78,3	249,9	227,5	245,4	218,6	47,74	31,3
2020	100%	b.d.	189,6	28,7	107,2	261,0	209,3	b.d.	243,3	33,34	32,2

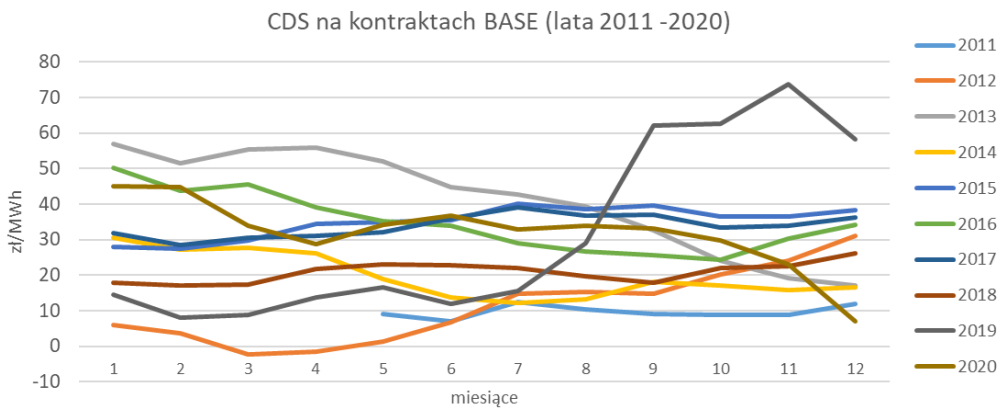
1 – wolumeny dla jednostek korzystających z KDT – na podstawie danych z corocznych kontroli Prezesa URE w sprawie wykonania obliga – dane dla kontrolowanej grupy

2 – na podstawie kwartalnych raportów Prezesa URE – „Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne"

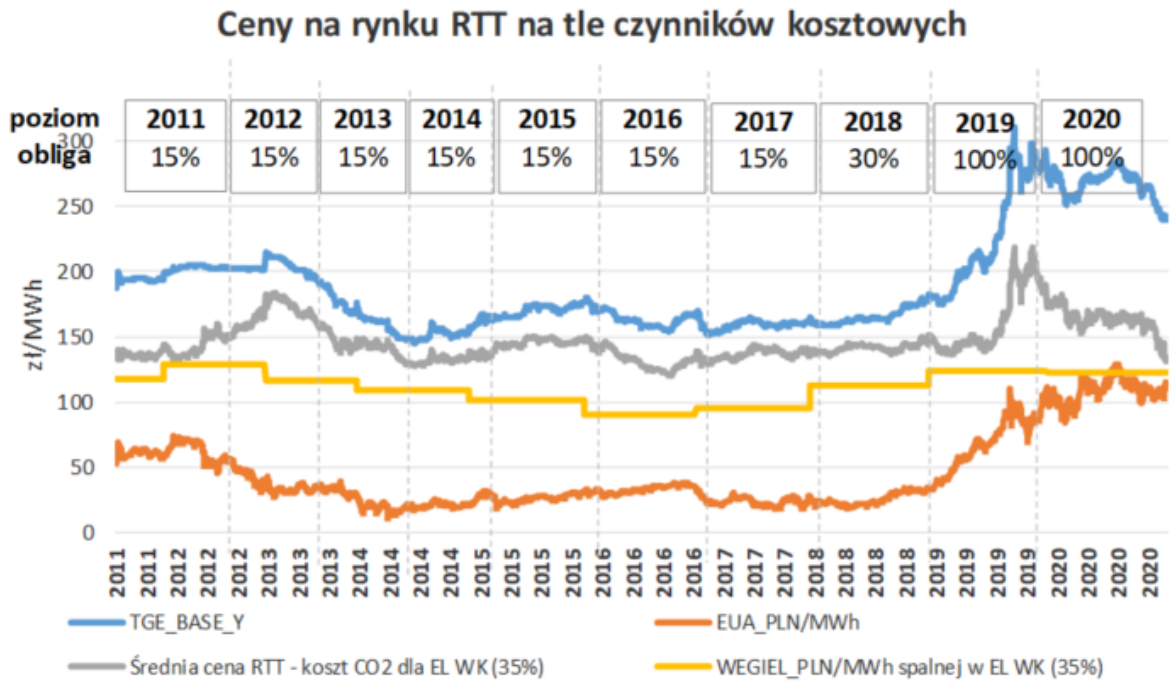
3 – CDS obliczony dla jednostki marginalnej (Elektrownia na węgiel kamienny przy założonej sprawności 35% oraz emisyjności 93,56 kg/GJ)

Na podstawie danych zawartych w tabeli 2 zauważyć można, że ceny rynkowe w dużej mierze fluktuują głównie w zakresie zmian tzw. czynników kosztowych (EUA, paliwo, kurs walutowy). Rynek gwałtownie zmienia się począwszy od 2018 r. wraz ze zmianami na rynku uprawnień do emisji CO_2.

W ujęciu miesięcznym zmiany w zakresie marży na produktach typu BASE Y kształtowały się jak przedstawiono na rysunku 14. Zmiany w zakresie poziomu CDS są skorelowane głównie z czynnikami o charakterze kosztowym.

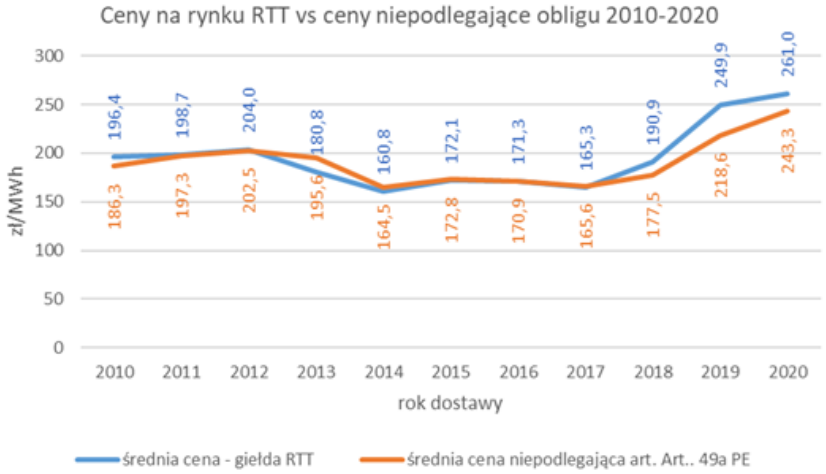


Rysunek 14. Clean Dark Spread na kontraktach BASE 2011 - 2020



Rysunek 15. Ceny na rynku RTT na tle czynników kosztowych

Na podstawie art. 49a ust 8 ustawy - Prawo energetyczne Prezes URE monitoruje na bieżąco sytuację w zakresie zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne umów, na podstawie których przedsiebiorstwo to sprzedaje wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż okreslonych w ust. 1 (poza obligiem giełdowym). Informacja ta jest podawana do wiadomości publicznej po 14 dniach od zakończenia kwartału.



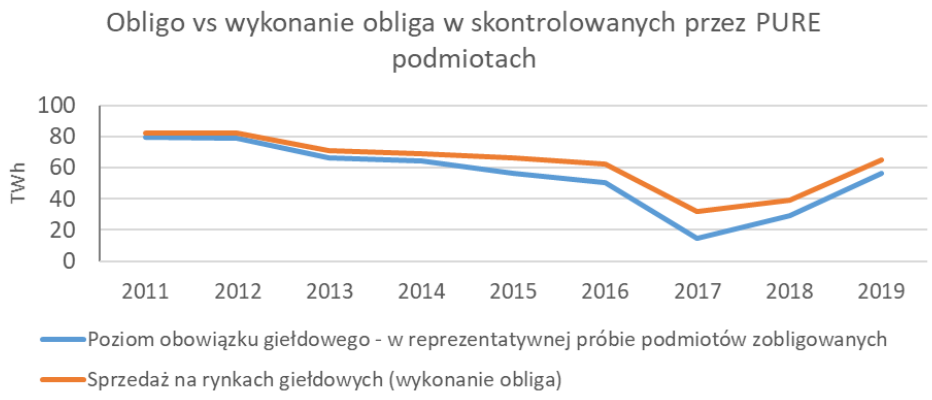
Rysunek 16. Ceny na rynku RTT a ceny niepodlegające obligu 2010 - 2020

Ceny ukształtowane poza rynkiem giełdowym (transakcje OTC) przez większość okresu są zbieżne z tymi ukształtowanymi na rynku giełdowym. Wartym rozważenia wydaje się rok 2017, kiedy cena ukształtowana na rynku terminowym TGE (165,3 zł/MWh) praktycznie

pokryła się z ceną ukształtowaną w kontraktach bilateralnych (165,6 zł/MWh). Stało się tak mimo, że w roku 2017 „wycofany" został wolumen blisko 42 TWh (produkcja w jednostkach objętych KDT). Ceny na lata 2018 – 2020 zostały już w dużej mierze zdominowane przez zmiany w zakresie czynników kosztowych. Ceny dla kontraktów OTC w tym okresie charakteryzowały się niższą ceną niż ta, która ostatecznie została ukształtowana na rynku giełdowym, co związane jest przede wszystkim z faktem zawierania ich z wieloletnim wyprzedzeniem, a więc w okresie niższych wycen składników kosztowych. Należy też zaznaczyć, iż w ramach kontraktów OTC handluje się energią wytworzoną w jednostkach korzystających ze zwolnień (OZE, CHP), które charakteryzują się innym profilem generacji i sposobem zabezpieczania pozycji na CO_2.

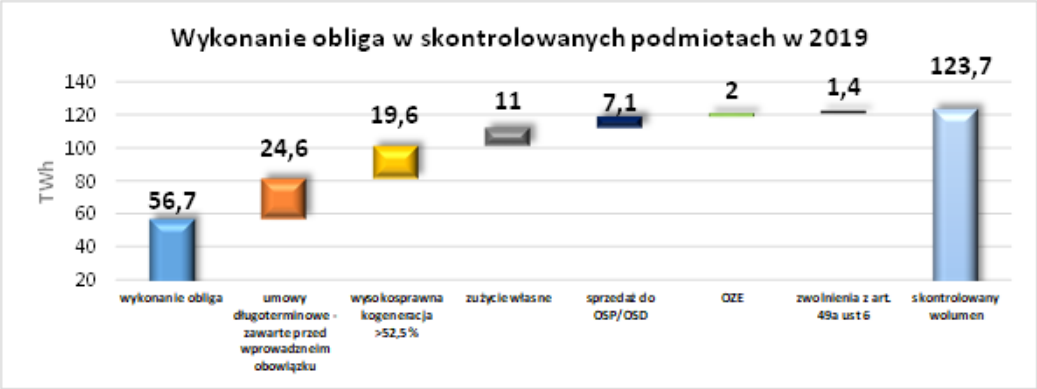
Należy przypomnieć, że w 2018 r. doszło do gwałtownych wzrostów cen kontraktów terminowych, co było przyczyną złożenia przez Prezesa URE dnia 19 grudnia 2018 r. zawiadomienia do prokuratury w związku z możliwością manipulacji cenami energii elektrycznej na rynku hurtowym, do których mogło dojść na TGE, jednak do chwili obecnej nie zostały ogłoszone wyniki postępowania.

Dodatkowo Prezes URE, korzystając z przysługujących mu ustawowych uprawnień, okresowo kontroluje wykonanie obliga giełdowego w przedsiębiorstwach energetycznych, a wyniki kontroli przekazuje do publicznej wiadomości. Od 2011 r. wykonanie obowiązku giełdowego rok rocznie przekracza ten przewidziany w ustawie – rysunek 17.



Rysunek 17. Wymagane prawem obligo giełdowe a wykonanie obliga w skontrolowanych przez Prezesa URE podmiotach

Według danych Prezesa URE w skontrolowanych przez niego przedsiebiorstwach energetycznych (reprezentatywna próba obejmująca około 80% krajowej produkcji) podmioty te wykonały obligo, bądź też korzystały z ustawowych zwolnień na poziomie 123,7 TWh.



Rysunek 18. Wykonanie obliga w skontrolowanych przez Prezesa URE podmiotach w 2019 roku

Wykonanie obliga giełdowego w wysokości 56,7 TWh to w największej ilości wolumen z kontraktów długoterminowych zawartych przed wprowadzeniem obliga (24,6 TWh), reszta to głównie energia wygenerowana przy produkcji ciepła (19,6 TWh), zużycie własne (11 TWh), sprzedaż do OSP i OSD na pokrycie strat i różnic bilansowych (7,1 TWh) oraz OZE (2 TWh). Wolumen, w której przedsiębiorstwa energetyczne zabiegały o objęcie ich indywidualnym zwolnieniem wynosi niecałe 1,5 TWh.

Reasumując, sprzedaż wolumenu produkcji przez przedsiębiorstwa energetyczne na giełdzie oraz w kontraktach bilateralnych (poza giełdą) stanowią alternatywę w ramach prowadzonej działalności. Niezależenie od obowiązującego poziomu obliga giełdowego działalność przedsiębiorstw energetycznych w tym zakresie objęta jest szczegółową kontrolą Prezesa URE.

4. OBLIGO GIEŁDOWE A IMPORT ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W ramach TOE poddano wewnętrznej dyskusji potencjalny **wpływ na rynek energii elektrycznej proponowanej wstępnie zmiany wysokości sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z art. 49a ustawy - Prawo energetyczne, tzw. obligo giełdowe, oraz jej rzekomego związku z importem energii elektrycznej** i z wielkością produkcji energii w krajowych elektrowniach. Poniżej przedstawiamy zestawienia głównych zagadnień, które naszym zdaniem są kluczowe w tym temacie.

Obligo giełdowe wg TOE nie ma wpływu na wielkość importu energii elektrycznej. Import ten zdeterminowany jest bowiem relacjami cenowymi występującymi pomiędzy rynkami ościennymi a Polską. Poza tym, zgodnie z regulacjami europejskimi Polska zobowiązana została do udostępnienia do 70% zdolności przesyłowych od 1 stycznia 2020r., co determinuje możliwości importowe Polski i powoduje, że w sytuacji trwałego występowania wyższych cen w Polsce, import energii elektrycznej będzie rósł. Zgodnie z Stanowiskiem PSE S.A. [8] do materiału Wymiana międzynarodowa energii elektryczne [9] Polska, staraniem Ministerstwa Energii/Klimatu, Urzędu Regulacji Energetyki oraz PSE S.A., uzyskała prawo do stopniowego osiągania celu 70%. Dzięki temu cel 70% jest osiągany według liniowej trajektorii, corocznie rosnącej, w okresie od 2020 r. do końca 2025 r., w tempie od około 20% do 70%. Głównym powodem wzrostu importu energii elektrycznej w perspektywie 5 lat są rosnące różnice cenowe względem rynków ościennych, które wynikają ze struktury i kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i poszczególnych krajach ościennych, w szczególności z wysokich, rosnących cen uprawnień do emisji CO2, jak i większego udziału źródeł niskoemisyjnych i zeroemisyjnych, w tym głównie OZE, w krajach ościennych – dla przykładu w 2019 r. już ponad 93% godzin dostaw było tańszych na rynku niemieckim niż w Polsce oraz różnic w przenoszeniu kosztów finansowania energetyki na odbiorców końcowych. Jeszcze raz jako TOE pragniemy zdementować rzekomy związek wysokości obligatoryjnej sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie z wielkością importu energii elektrycznej.

5. OBLIGO GIEŁDOWE A ZABEZPIECZENIA I FUNDUSZ GWARANCYJNY

Jednym z największych wyzwań, przed którymi stoją przedsiębiorstwa działające na rynku giełdowym, jest system zabezpieczeń w postaci depozytów wstępnego i uzupełniającego rozliczanych przez IRGiT, które w znaczącym stopniu generują koszty funkcjonowania przedsiębiorstwa. O ile depozyt wstępny jest znany w momencie zawarcia transakcji, to zmiana depozytu uzupełniającego „w czasie życia" kontraktu jest nieprzewidywalna i niejednokrotnie negatywnie wpływa na realizację założonych planów finansowych. Analiza ostatnich lat objętych obligiem giełdowym, pokazała jak zmiana dziennych kursów rozliczeniowych generuje wezwania do znacznego i natychmiastowego uzupełnienia depozytów, zmuszając uczestników rynku do utrzymywania wysokich rezerw środków finansowych. Analizując notowania przykładowego kontraktu BASE_Y-22, można zauważyć zmienność dziennego kursu rozliczeniowego przekraczającą 10 PLN/MWh, a w skali życia produktu przekraczającą 70 PLN/MWh, na co spółki muszą być finansowo przygotowane.

Jedną z najbardziej popularnych i dostępnych form wnoszenia depozytów są gwarancje bankowe składane przez uczestników rynku w IRGiT. Mając na uwadze fakt, że w chwili obecnej (oprócz transakcji wewnątrzgrupowych) handel na rynku OTC również wymaga oceny kredytowej partnera handlowego, powyższy koszt należy również uwzględnić podczas kalkulacji kosztów obrotu giełdowego. Warto zasygnalizować, że na rynku OTC jest możliwa pewna „przestrzeń" dla handlu bez wnoszenia zabezpieczeń w ramach przyznanych limitów kredytowych, jednak taka forma zarezerwowana jest wyłącznie dla dużych podmiotów o bardzo dobrej kondycji finansowej lub podmiotów należących do jednej grupy kapitałowej.

Należy również zauważyć, iż model funkcjonowania systemu depozytów uzupełniających jest odmienny od tego znanego z rynków finansowych. Obecnie IRGiT nie stosuje tzw. modelu „mark to market" oznaczającego, że w przypadku zmiany ceny w korzystnym kierunku, podmiot posiadający pozycję w kontraktach otrzymuje środki pieniężne z tytułu ich dodania do depozytu uzupełniającego. Stosowany model rozliczeń zakłada dopłatę z tytułu depozytu uzupełniającego w sytuacji, gdy cena zmieniła się w niekorzystnym kierunku przy braku założenia otrzymania środków w przeciwnej sytuacji. Jednak taka forma kontraktacji instrumentów finansowych pociąga za sobą konieczność wnoszenia innej formy zabezpieczeń tylko i wyłącznie w postaci środków pieniężnych zdeponowanych na rachunku izby clearingowej co znacząco podwyższa koszty.

Kolejną pozycją generującą koszty dokonywanych transakcji na giełdzie jest, proporcjonalny do posiadanej otwartej pozycji, fundusz gwarancyjny. Koszty z tytułu funduszu ponoszone przez duże przedsiębiorstwa energetyczne są wysokie i niejednokrotnie nie odzwierciedlają faktycznego ryzyka generowanego przez nie – mowa o możliwościach tzw. nettowania pozycji w ramach tej samej grupy kapitałowej dla wpłat do funduszu gwarancyjnego. W praktyce oznacza to, że spółki z tej samej grupy kapitałowej łącznie mogą mieć całkowicie znettowaną pozycję (suma zakupionej energii elektrycznej przez jeden podmiot z grupy jest równa sumie sprzedanej energii przez drugi podmiot), a posiadać obowiązek partycypowania we wkładach do funduszu gwarancyjnego.

6. PODSUMOWANIE, WNIOSKI

W wyniku zależności między popytem a podażą rynek pełniący jednocześnie funkcję regulatora procesów gospodarczych dokonuje wartościowania wszystkich handlowanych na nim towarów przez ustalenie ceny równowagi. Dlatego też jednym z podstawowych warunków prawidłowego funkcjonowania rynku jest jego płynność i transparentność. Cena ustalona na rynku charakteryzującym się płynnością obrotu jest dla poszczególnych podmiotów gospodarczych informacją o przebiegu procesów gospodarczych czyli parametrem, który umożliwia przeprowadzenie poprawnego rachunku ekonomicznego, co w konsekwencji warunkuje racjonalne rozdysponowanie zasobów między poszczególne dziedziny wytwarzania oraz dopasowanie struktury produkcji do struktury zapotrzebowania. W ujęciu całościowym cena stanowi wynik stosunku popytu i podaży, zatem informacją zwrotną, niejako kierunkowym sygnałem rynkowym, dla odbiorców końcowych, w tym konsumentów i wytwórców jest cena symbolizująca instrument przywracania równowagi rynkowej.

W warunkach konkurencji rynkowej, pojedyncze przedsiębiorstwo nie ma żadnego wpływu na cenę transakcji rynkowych, dlatego też siła rynkowa będąca miarą indywidualnego wpływu podmiotu na cenę, po której sprzeda on swoje dobra, jest minimalizowana. Tym samym każde odstępstwo lub zmniejszenie konkurencyjności na rynku może indukować tzw. zbędną stratę społeczną. W związku z powyższym należy stwierdzić, że cena ustalona na płynnym i transparentnym rynku energii, reprezentuje interesy wszystkich uczestników rynku, minimalizując możliwość sterowania rynkiem oraz spekulacyjne zmiany cen, a tym samym ogranicza wpływ na konsumentów energii elektrycznej w Polsce. Konkludując należy wskazać, że obligo giełdowe stanowi gwarancję konkurencyjności, transparentności oraz płynności na rynku energii elektrycznej w Polsce.

WNIOSKI:

1) Zniesienie obligatoryjnej sprzedaży energii niesie ze sobą duże ryzyko znacznego spadku płynności w handlu na giełdzie, co może spowodować duże wahania cen zwłaszcza na rynku terminowym.
2) Obniżenie płynności na rynku może oznaczać, że ceny energii kształtowane będą w „oderwaniu" od czynników o charakterze fundamentalnym, tym samym mogą one być bardziej podatne na działania spekulacyjne.
3) Indeksy giełdowe dla kontraktów terminowych, a w skrajnym przypadku również dobowych, mogą stracić swoją wiarygodność w postaci generowania sygnałów cenowych, co może wpływać na błędne postrzeganie aktualnej sytuacji rynkowej przez uczestników.
4) Szybkie zmiany w kontekście regulacji obliga giełdowego powodują wzrost niepewności uczestników rynku, jak również potencjalnych inwestorów w zakresie stabilności regulacji w Polsce - wzrost ryzyka regulacyjnego.

5) Redukcja bądź likwidacja obligatoryjnej sprzedaży energii elektrycznej na TGE może wpłynąć niekorzystnie na funkcjonowanie przedsiębiorstw obrotu, a ewentualny upadek niektórych z nich może potencjalnie obciążyć kosztami pozostałych uczestników rynku, paradoksalnie neutralizując pożądany wpływ zmniejszenia zabezpieczeń dla IRGiT.

6) Na indeksach giełdowych bazują rozliczenia z Zarządcą Rozliczeń i rozliczenia systemów wsparcia – niższa płynność może spowodować, że nie będą one prawidłowo odzwierciedlać sytuacji fundamentalnej i przez to zaburzać koszty jakie poniosą wszyscy odbiorcy (wzrost kosztów dopłat OZE).

7) Likwidacja obliga może również prowadzić do zaburzeń interpretacji wyznaczania cen biorąc pod uwagę połączenia z innymi krajami, w konsekwencji prowadząc do możliwych, błędnych decyzji handlowych.

8) Zmiany w regulacjach mogą doprowadzić do ograniczeń transparentności rynku, a tym samym stworzą dodatkową barierę wejścia na rynek nowych podmiotów.

9) W ramach zapewnienia transparentności rynku brakuje też jasnego i konkretnego wsparcia ze strony samej giełdy (TGE) oraz IRGIT. Wprowadzenie opłat za korzystanie z danych giełdy stanowi dodatkową trudność i koszty szczególnie dla mniejszych podmiotów na giełdzie.

10) Zapewnienie płynności mogłoby się odbywać za pomocą dopracowania zasad działania animatorów rynku, które przy mniejszym poziomie obliga zadbaliby w większym stopniu niż to ma miejsce obecnie, o płynność poszczególnych produktów.

11) Wraz z ograniczaniem poziomu obliga równocześnie powinna rozpocząć się dyskusja na temat sposobu zapewnienia rzetelnej informacji o poziomie zakontraktowania rynku.

12) Obligo giełdowe wg TOE nie ma wpływu na wielkość importu energii elektrycznej. Import ten zdeterminowany jest relacjami cenowymi występującymi pomiędzy rynkami ościennymi a Polską.

13) Obrót giełdowy gwarantuje skuteczne wykonanie zawartych transakcji wymagając przy tym pełnego przedłożenia zabezpieczeń, z czym również należy się liczyć w przypadku transakcji na rynku OTC. Niemniej należy podkreślić, że na rynku OTC możliwa jest pewna „przestrzeń" dla handlu bez wnoszenia zabezpieczeń i choć forma ta zarezerwowana jest dla podmiotów o wysokiej wiarygodności opartej o rating lub też podmiotów należących do tego samego właściciela, to nie do pominięcia jest znacząca redukcja kosztów z tym związanych dla uczestników rynku.

7. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

energia	- energia elektryczna
IRGiT	- Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych
JWCD	- Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
KDT	- kontrakty długoterminowe
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
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
MKiŚ	- Ministerstwo Klimatu i Środowiska
n	- rok dostaw
OZE	- odnawialne źródła energii
OTC	- over-the-counter - rynek bilateralny, pozagiełdowy
OTF	- organized trading facilities – zorganizowane platforma obrotu
PM	- prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia
RB	- Rynek Bilansujący
RDB	- Rynek Dnia Bieżącego
RDN	- Rynek Dnia Następnego
RTT	- Rynek Terminowy Towarowy
TGE	- Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	- Towarzystwo Obrotu Energią
URE	- Urząd Regulacji Energetyki

8. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

Ustawodawstwo unijne (wybrane)

[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] Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE. L 197 z dnia 25 lipca 2015 r., s. 24 i n.)

[4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 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 (Dz. Urz. UE. L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., s. 349 i n.)

Ustawodawstwo polskie (wybrane) i projekty zmian

[5] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zmianami)

[6] Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UD162, datowany na 22 stycznia 2021 r.) wraz z uzasadnieniem i OSR. Minister Klimatu i Środowiska, Warszawa, 26 stycznia 2021 r.

Materiały źródłowe (pozostałe)

[7] Ile jest obliga w obligu? URE podsumowuje realizację obowiązku publicznej sprzedaży energii przez giełdę w 2019 roku. URE, 11 lutego 2021 r.

[8] Stanowisko PSE S.A. w odniesieniu do raportu „Wymiana międzynarodowa energii elektrycznej" autorstwa mgr. inż. Dawida Chudego oraz prof. dr. hab. Władysława Mielczarskiego. PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, 1 września 2020 r.

[9] Chudy D., Mielczarski W. Wymiana międzynarodowa energii elektrycznej, Politechnika Łódzka, 1 września 2020 r.

[10] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2020 r. Raport TOE. Warszawa, 25 czerwca 2020 r.

[11] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2019. ARE SA, 2020

[12] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r.

[13] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r.

[14] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2017 r.

[15] RAPORT TOE: Analiza płynności rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego, TOE, Warszawa, 2017

[16] Dane dostarczone przez spółki obrotu - członków TOE, 2010-2021

Strony internetowe

[17] www.cire.pl

[18] www.pse.pl

[19] www.ure.gov.pl

[20] www.toe.pl

[21] www.tge.pl

9. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XV KADENCJI

Skład Rady Zarządzającej TOE XV kadencji (na dzień 25 lutego 2021 r.):

- kol. Tomasz Lender - Prezes Rady Zarządzającej TOE (od dnia 24 września 2020)
- kol. Krzysztof Borowiec - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Marek Krzysteczko - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Janusz Moroz - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Robert Bański
- kol. Jan Chlebowicz
- kol. Jarosław Dybowski
- kol. Dawid Klimczak
- kol. Tomasz Krzyżewski
- kol. Wojciech Pędziwiatr
- kol. Robert Rutowicz
- kol. Krzysztof Salamon
- kol. Rafał Soja
- kol. Iwona Ustach
- kol. Andrzej Walczak

10. GRUPA DS. OPRACOWANIA RAPORTU

Skład osobowy Zespołu TOE ds. opracowania Raportu:

- kol. Andrzej Brożek - Polenergia Obrót S.A.
- kol. Łukasz Duma - Veolia Energy Contracting Poland sp. z o.o.
- kol. Piotr Gołębiowski - TAURON Polska Energia S.A.
- kol. Robert Jurgielaniec - PGE Dom Maklerski S.A.
- kol. Kamil Krasowski - ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Marek Kulesa - TOE
- kol. Daniel Naczyński - PGE S.A.
- kol. Krzysztof Ryszkiewicz - Axpo Polska sp. z o.o.
- kol. Arkadiusz Wronka - TAURON Polska Energia S.A.
- kol. Arek Zieleźny - PKN Orlen SA
- kol. Grzegorz Ziętek - ENERGA - Obrót S.A.