

**Analiza możliwości zabezpieczenia
przed ryzykiem w przesyłce
międzyobszarowym, o której mowa
w art. 30 ust. 4 rozporządzenia Komisji
Europejskiej (UE) 2016/1719 z dnia
26.09.2016 ustanawiającego wytyczne
dotyczące długoterminowej alokacji
zdolności**

Warszawa 14/04/2021

Opracował na zlecenie URE: Grzegorz Onichimowski

SPIS TREŚCI

Executive summary - wnioski	3
PODSTAWY PRAWNE	5
RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE.....	7
OBRÓT ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ I PODSTAWOWE ZMIANY JAKIE ZASZŁY NA RYNKU W LATACH 2017-2021 ..	7
Giełdowy rynek energii elektrycznej.....	12
Ceny na rynku giełdowym	14
Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2020 r. na TGE S.A.	15
Charakterystyka polskiego rynku giełdowego	15
Nowe elementy rynku energii – rynek mocy i aukcje CFD.....	16
Schemat rynku mocy	16
Aukcje OZE	17
Wymiana międzysystemowa (transgraniczna)	18
Analiza i wyniki analizy	19
Założenia do analizy.....	19
Dane do analizy.....	19
Wyniki analizy.....	19
Wolumen obrotu międzystrefowego w proporcji do całkowitego wolumenu obrotu energią.....	22
Wnioski	24

1. Prezes URE w analizie datowanej na 3 kwietnia 2017 wskazał, że produkty dostępne na polskim rynku energii mogą być wykorzystane do zabezpieczenia przed ryzykiem na rynkach spotowych, w szczególności do zabezpieczenia na rynku dedykowanym transgranicznej wymianie energii elektrycznej ze Szwecją i Litwą w ramach procedury łączenia rynków dnia następnego (market coupling).
2. W okresie ostatnich 4 lat od 2017 na rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej, w tym na rynku polskim zaszły bardzo duże zmiany, które doprowadziły do znacznego wzrostu znaczenia rynków krótkoterminowych energii i zasadniczego przewartościowania czynników cenotwórczych.
3. W sytuacji gwałtownego wzrostu znaczenia źródeł odnawialnych czynnikiem decydującym o poziomie cen na rynku SPOT stała się pogoda (wiatr, nasłonecznienie). Dzięki rozwiązaniom prawnym (aukcje) i dobrym narzędziom progностycznym rynek dnia następnego stał się podstawowym rynkiem zbytu dla energii pochodzącej z OZE, o niemal zerowym koszcie zmiennym.
4. W przypadku rynków terminowych z fizyczną dostawą podstawowym czynnikiem cenotwórczym stały się ceny uprawnień do emisji a także przychody z rynku mocy, który jest nowym elementem polskiego rynku.
5. Na rynku terminowym (RTT) Towarowej Giełdy Energii niezmiennie notowane są te same instrumenty terminowe, a zatem standardowe kontrakty BASE, PEAK, OFFPEAK dla okresów rocznych, miesięcznych i tygodniowych. Ze względu na wspomniane powyżej różnice w tworzeniu się cen na tych rynkach, w zasadzie, nie istnieje krótkookresowa korelacja pomiędzy SPOT a RTT, zatem kontrakty dostawne nie są aktualnie mechanizmem zabezpieczania cen na rynku SPOT a jedynie elementem budowania portfela i apetyt na ryzyko uczestników rynku polskiego realizuje się poprzez jego zróżnicowanie i proporcje pomiędzy otwartymi pozycjami na tych rynkach. Nie istnieje zatem możliwość zabezpieczenia przed zmiennością cen na rynku SPOT niezależnie od tego, czy istnieje, czy też nie, mechanizm market coupling.
6. Na rynkach europejskich z którymi Polska ma połączenia niesynchroniczne (Litwa, Szwecja) istnieje jednolita cena energii, którą wyznacza rynek dnia następnego a zabezpieczenie przed jego zmiennością zapewniają rynki finansowe (Nasdaq, EEX) i kombinacja kontraktu finansowego z ceną systemową jako instrumentem bazowym i kontraktu na różnice pomiędzy ceną systemową i obszarową (EPAD).
7. Po uruchomieniu na Towarowej Giełdzie Energii rynku dnia bieżącego (XBID) jako rynku łączącego Polskę obszarem synchronicznym, widoczne jest poszukiwanie, głównie przez rynek niemiecki i austriacki, elastyczności na rynku polskim. W tej sytuacji market coupling dla połączeń niesynchronicznych daje możliwość sięgnięcia po elastyczność z obszaru nordyckiego, gdzie zapewniają je sterowalne źródła OZE.
8. Uruchomienie mechanizmu multi-NEMO udostępniło dla polskiego rynku mechanizm hedgingu zmienności na rynku RDN poprzez kontrakty finansowe dla rynku polskiego notowane na EEX, dla których instrumentem bazowym są ceny „polskiego” RDN na giełdzie EPEX SPOT, tożsame z cenami na II fixingu TGE, ale płynność tego rynku jest jeszcze niewystarczająca.

9. Nowa struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce i wspomniane powyżej problemy z zapewnieniem zabezpieczenia cen na rynkach SPOT powinny doprowadzić, w krótkim czasie, do zmian zachowań rynkowych i reformy rynku terminowego energii elektrycznej na TGE w kierunku ujednoczenia ceny energii (jeden fixing na RDN, wprowadzenie zabezpieczających kontraktów finansowych markt to market). W przeciwnym wypadku w dalszym ciągu obniżyć się będzie płynność na wszystkich kontraktach forward poza ewentualnie bazowymi dla podstawowych okresów notowań. Musi zostać również wprowadzona możliwość zabezpieczania przed zmiennością cen dla podmiotów nieprowadzących fizycznego handlu energią.
10. Pomimo bardzo - na dziś - ograniczonych możliwości zabezpieczania zmienności cen na RDN nie można uznać, że ewentualne przeznaczenie części zdolności przesyłowych na połączeniach niesynchronicznych przyniosłoby redukcję ryzyka. Mechanizm explicit auction spowodowałby, że, w istocie, koszty tych kontraktów (cena plus zdolność z aukcji) nie odbiegałyby od rynku RTT, a ograniczone zdolności nie przyniosłyby wzrostu płynności tego rynku.

Zgodnie z art. 30 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016 s. 42) zwanego dalej „rozporządzeniem KE 2016/1719” operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych (dalej „OSP”) na granicy obszaru rynkowego wydają długoterminowe prawa przesyłowe, chyba że właściwe organy regulacyjne danej granicy obszaru rynkowego przyjęły skoordynowane decyzje o niewydawaniu długoterminowych praw przesyłowych w odniesieniu do tej granicy obszaru rynkowego. Przy przyjmowaniu takich decyzji właściwe organy regulacyjne danej granicy obszaru rynkowego konsultują się z organami regulacyjnymi odpowiedniego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych i należycie uwzględniają ich opinie.

Art. 30 ust. 2 rozporządzenia KE 2016/1719 stanowi, że jeżeli w momencie wejścia w życie niniejszego rozporządzenia nie istnieją długoterminowe prawa przesyłowe na granicy obszaru rynkowego, właściwe organy regulacyjne danej granicy obszaru rynkowego przyjmują, - nie później niż sześć miesięcy po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia – skoordynowane decyzje w sprawie wprowadzenia długoterminowych praw przesyłowych.

Zgodnie z art. 30 ust. 3 rozporządzenia KE 2016/1719 decyzje te muszą być oparte na ocenie przeprowadzonej w celu stwierdzenia, czy na rynku terminowym energii elektrycznej zapewniono dostateczne możliwości zabezpieczenia w odniesieniu do obszarów rynkowych, których to dotyczy. Właściwe organy regulacyjne danej granicy obszaru rynkowego przeprowadzają taką ocenę w sposób skoordynowany, a obejmuje ona przynajmniej:

- a) konsultacje z uczestnikami rynku na temat ich potrzeb w zakresie możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem w przesyłach międzyobszarowym przez określone granice obszaru rynkowego;
- b) analizę.

Pierwsze konsultacje z uczestnikami rynku były prowadzone w okresie od 16 stycznia do 16 lutego 2017 i na ich podstawie oraz na podstawie Analizy z dnia 3 kwietnia 2017 Prezes URE wydał 17 maja decyzję o niewydawaniu przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie długoterminowych praw przesyłowych w odniesieniu do obszaru rynkowego Polska – Litwa tj. na polsko-litewskim połączeniu transgranicznym (LitPol Link).

W związku z tym, że rozporządzenie KE 2016/1719 zobowiązuje Prezesa URE do dokonania ponownej oceny i analizy w celu stwierdzenia, czy na rynku terminowym energii elektrycznej zapewniono dostateczne możliwości zabezpieczenia w odniesieniu do obszarów rynkowych w Szwecji i na Litwie w dniach od 25.02.2021 do 17.03.2021 prowadzone były kolejne konsultacje z uczestnikami rynku.

Pytania zadane w trakcie obu rund konsultacji były następujące:

1. Czy istnieje potrzeba zabezpieczenia przed ryzykiem w przesyłach międzyobszarowym pomiędzy polskim obszarem rynkowym i obszarami rynkowymi w Szwecji i na Litwie?

2. Czy w polskim obszarze rynkowym na rynku terminowym energii elektrycznej zapewnione są dostateczne możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem? Proszę uzasadnić odpowiedź.
3. Czy w polskim obszarze rynkowym na rynkach terminowych istnieją produkty lub połączenia produktów, które stanowią zabezpieczenie przed zmiennością cen na rynku dnia następnego?

W razie twierdzącej odpowiedzi na pytanie 3:

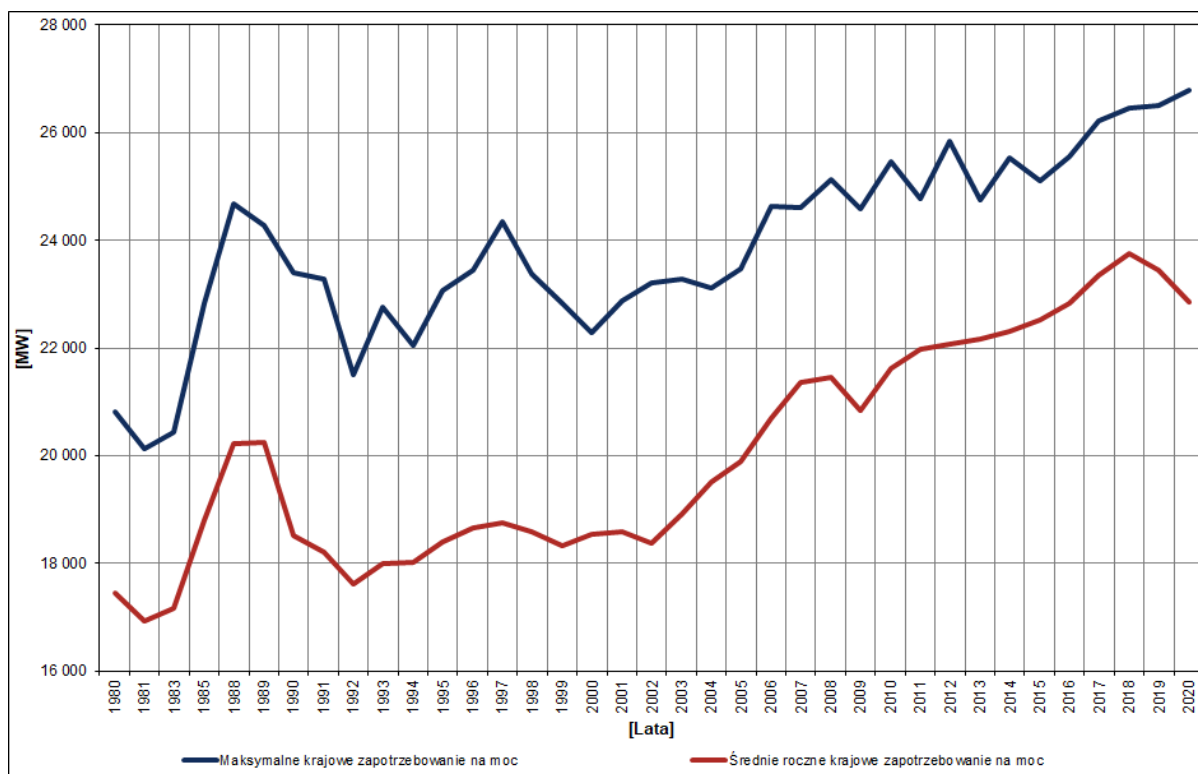
4. Czy istniejące produkty lub połączenia produktów stanowią odpowiednie zabezpieczenie przed zmiennością cen na rynku dnia następnego? Proszę uzasadnić odpowiedź.
5. Czy istniejące produkty lub połączenia produktów są skuteczne biorąc pod uwagę:
 - i. horyzont czasowy obrotu;
 - ii. różnicę pomiędzy ceną ofertową kupna a ceną sprzedaży (ang. bid-ask spread);
 - iii. stosunek wolumenów będących przedmiotem obrotu do fizycznego zużycia energii elektrycznej;
 - iv. stosunek otwartych pozycji do fizycznego zużycia energii elektrycznej.

W drugiej turze konsultacji żaden uczestnik rynku nie zdecydował się na przedstawienie swoich odpowiedzi na pytania Prezesa URE. W tej sytuacji niniejsza analiza stanowi podstawę oceny możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem w przesyłach międzyobszarowych, o którym mowa w art. 30 ust. 3 rozporządzenia KE 2016/2019. Ze względu na to, że, jak wspomniano, Departament Rynku i Spraw Konsumenckich URE przygotował taką analizę na potrzeby poprzedniej decyzji (opublikowaną w Biuletynie URE nr 64(2287) z 18 maja 2017) w tym dokumencie skupiono się na zmianach okoliczności, jakie mogłyby mieć wpływ na zmianę decyzji Prezesa URE z roku 2017.

OBRÓT ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ I PODSTAWOWE ZMIANY JAKIE ZASZŁY NA RYNKU W LATACH 2017-2021

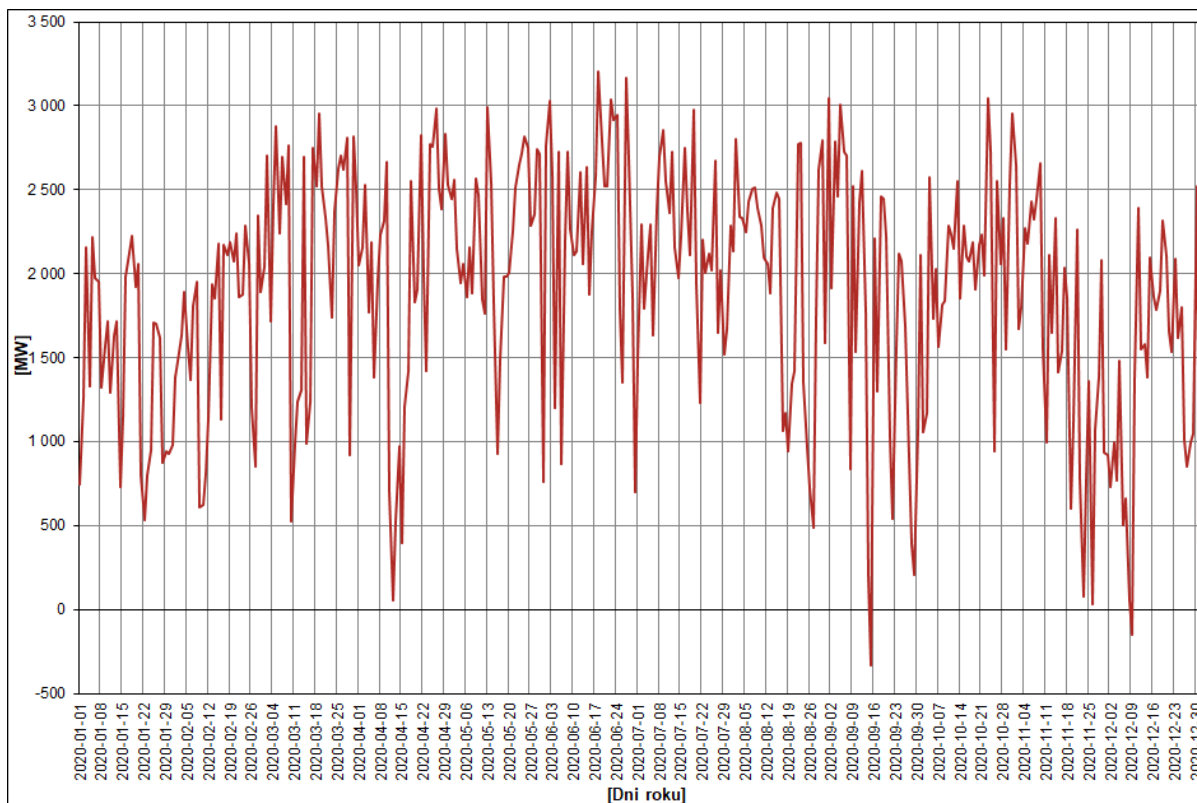
Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc oraz zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych w latach 1980÷2020 wg PSE kształtowało się następująco:

Wykres 1.



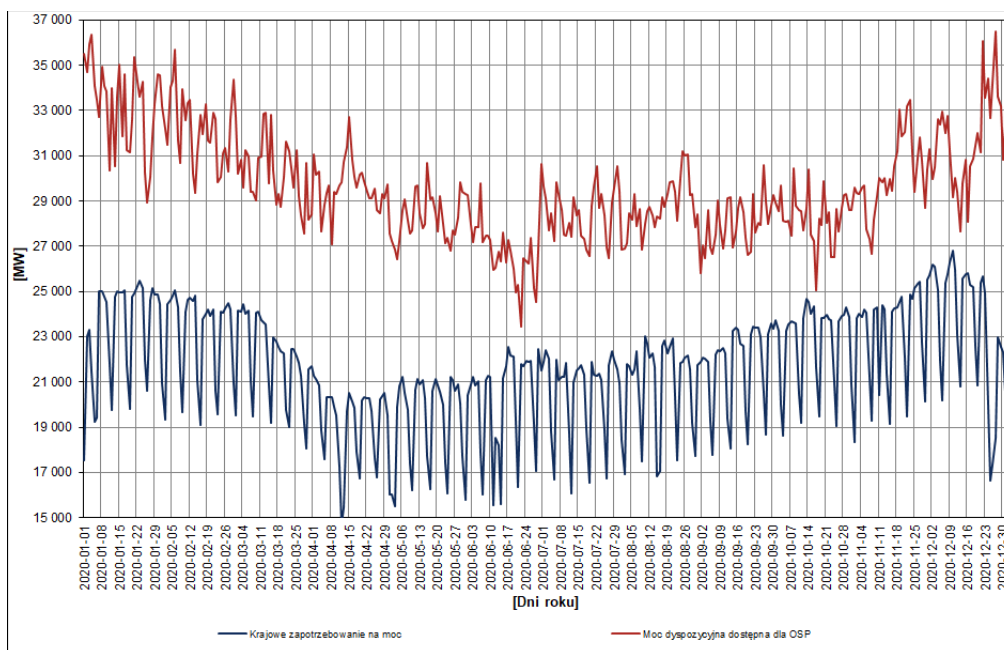
Ogólne saldo wymiany transgranicznej w dobowym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc w poszczególnych dniach 2020 roku było następujące (źródło PSE S.A.):

Wykres 2.



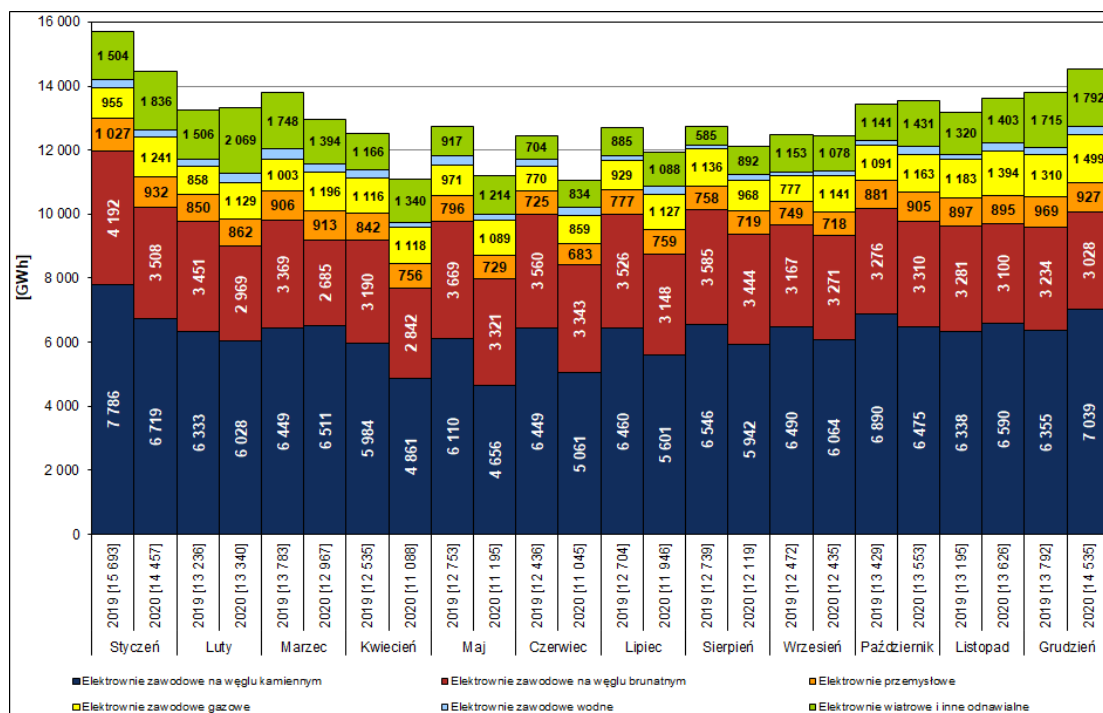
Krajowe zapotrzebowanie na moc oraz moc dyspozycyjna dostępna dla OSP w szczytach dobowych krajowego zapotrzebowania na moc w 2020 roku natomiast:

Wykres 3.



W podziale na technologie wytwarzania produkcja energii w latach 2019-2020 wyglądała następująco (źródło: PSE):

Wykres 4.



Natomiast procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2020 roku był następujący:

Wykres 5.

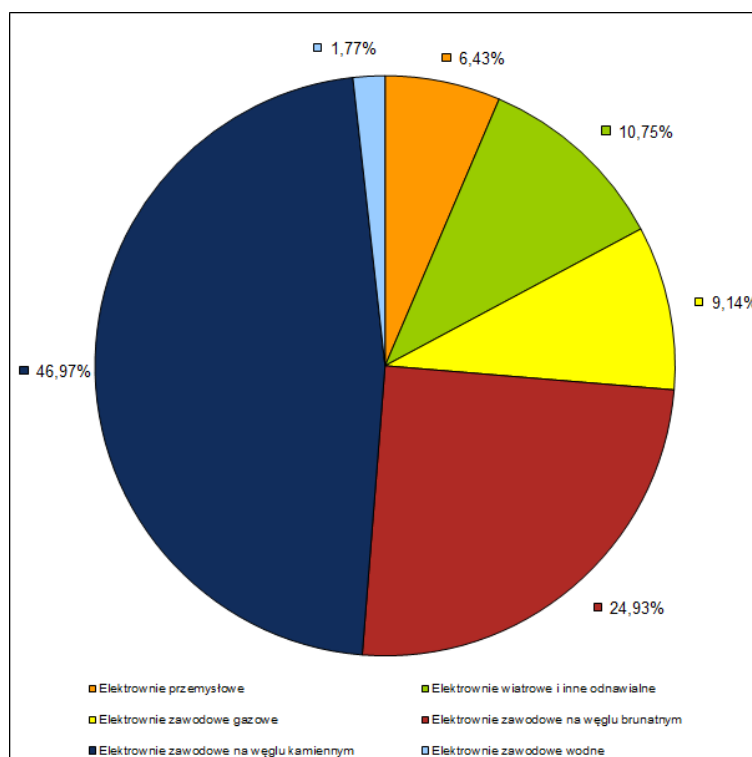


Tabela 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z zagranicą i krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2018÷2020 [GWh].

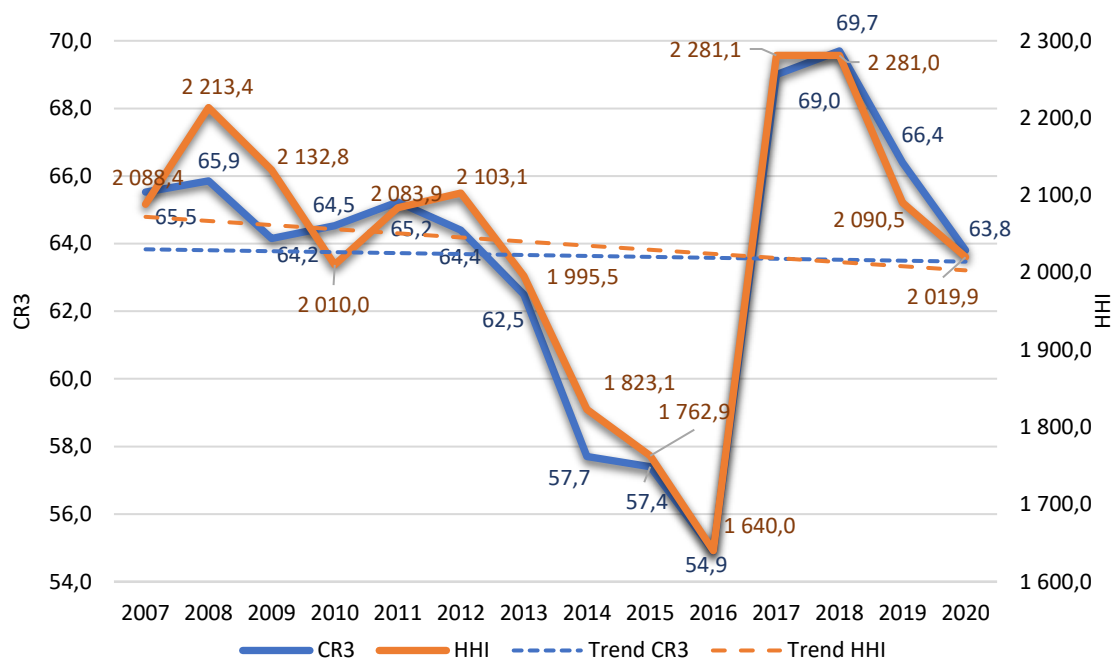
Lp.	Wyszczególnienie	2018	2019	Dynamika [(b-a)/a*100] [%]	2020	Dynamika [(d-b)/b*100] [%]
		[a]	[b]	[c]	[d]	[e]
1.	Produkcja ogółem (1.1+1.2+1.3+1.4)	165 214	158 767	-3,9	152 308	-4,07
1.1	Elektrownie zawodowe	143 234	134 245	-6,28	126 137	-6,04
1.1.1	El. zawodowe wodne	2 197	2 454	11,7	2 698	9,96
1.1.2	El. zawodowe ciepłne	141 037	131 791	-6,56	123 439	-6,34
1.1.2.1	na węglu kamiennym	82 375	78 190	-5,08	71 546	-8,5
1.1.2.2	na węglu brunatnym	49 072	41 502	-15,43	37 969	-8,51
1.1.2.3	gazowe	9 590	12 099	26,16	13 924	15,09
1.2	El. wiatrowe i inne odnawialne	11 958	14 344	19,96	16 372	14,14
1.3	Elektrownie przemysłowe	10 022	10 178	1,56	9 799	-3,73
2.	Saldo wymiany zagranicznej	5 718	10 624	85,8	13 224	24,48

Jak widać dynamicznie rośnie udział w strukturze produkcji źródeł odnawialnych natomiast maleje udział elektrowni na węglu brunatnym oraz kamiennym. Spośród źródeł odnawialnych na szczególną uwagę zasługuje fotowoltaika, której moc wzrosła z 1500 MW na koniec 2019 roku do 4000 MW w grudniu 2020. Najbliższe lata to przewidywany dalszy dynamiczny wzrost offshore i energetyki odnawialnej na lądzie. Dla potrzeb niniejszej analizy jest on istotny w głównie dlatego, że przenosi się on na wzrost płynności na krótkookresowych rynkach energii elektrycznej poprzez omówiony poniżej mechanizm aukcji CFD i ogólny charakter krótkoterminowej przewidywalności wielkości generacji z tych źródeł.

Wskaźniki koncentracji w podsektorze wytwarzania, na rynku energii elektrycznej w roku 2020 uległy obniżeniu, lecz w dalszym ciągu pozostają wysokie w zestawieniu ze stanem w roku 2016. Ma to związek z nabyciem przez grupy PGE i Enea aktywów wytwórczych EDF i ENGIE. Natomiast spadek, jaki

zanotowano w roku 2020 związany jest z rozwojem sektora energetyki odnawialnej i aktywnością prywatnych inwestorów w tym obszarze rynku.

Wykres 6. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2020.



Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce odbiegają, w szczególności, od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w ostatnich latach w większości innych państw UE uznanych za rynki konkurencyjne, pomimo że dyrektywy UE w tym zakresie nie są wdrażane z większymi opóźnieniami, niż dzieje się to w wielu innych krajach. Handel energią elektryczną jest prowadzony w Polsce na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. i inne platformy dopuszczone do działania w ramach mechanizmu multi-NEMO (EPEX SPOT, Nord Pool), a także w ramach kontraktów bilateralnych i platform brokerskich. W tym sensie, podobnie jak na rynkach sąsiednich uczestnicy mają szeroki dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji rynkowych dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana jest energia na rynku hurtowym.

Tabela 2. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh].

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2019**	55,0	82,9	10,7	0,0	2,0	1,8
2020	30,7	106,3	9,9	0,4	1,8	2,6

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 3. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2019-2020 [TWh].

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2019**	122,71	103,5	7,4	2,4	127,2	17,8
2020	110,51	96,5	7,4	1,5	127,0	28,0

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

W porównaniu z latami 2013-2016 zwiększyła się sprzedaż wytwórców poprzez rynki regulowane osiągając 70% w całkowitej sprzedaży wytwórców. Natomiast przedsiębiorstwa obrotu kierowały swoją sprzedaż głównie do innych firm obrotu, do odbiorców końcowych i na giełdę.

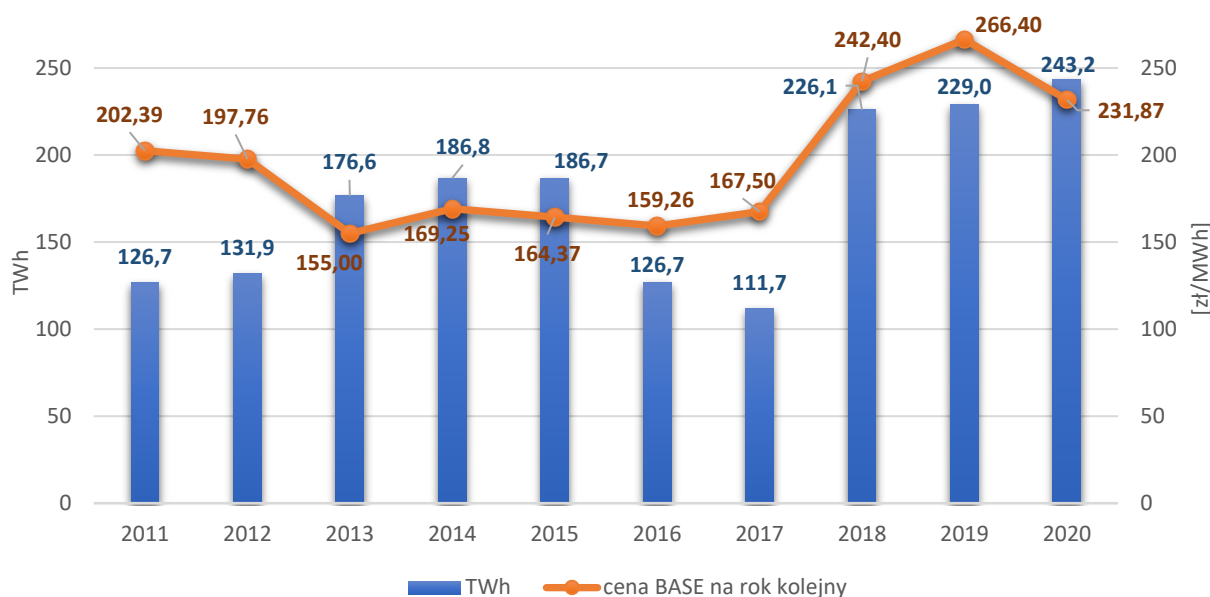
GIEŁDOWY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Spośród regulowanych rynków energii elektrycznej w Polsce w dalszym ciągu centralną rolę odgrywa Towarowa Giełda Energii S.A., jednak od 9.02.2021 rozpoczęły swoją działalność w Polsce także dwie inne giełdy nominowane w mechanizmie Multi-NEMO – EPEX SPOT i Nord Pool.

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest przez całą dobę przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF) mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków odpowiednio RTG i OTF (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Na wykresie poniżej przedstawiono wolumen obrotu oraz średnioważone ceny energii elektrycznej dla kontraktu rocznego w dostawie pasmowej (kontrakt typu BASE) w latach 2011-2020.

Wykres 7. Średnioważona wolumenem cena energii elektrycznej dla kontraktu rocznego BASE na rok następny oraz całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A.



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2020 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 243,2 TWh, co oznacza wzrost o 6,2% w stosunku do 2019 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 229 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej w 2020 r. wyniosła 224,4 TWh, co stanowiło 147,3%¹⁾ produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r.

W roku sprawozdawczym TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB) – w modelu XBID, Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz, w zakresie rynku instrumentów terminowych, Rynek Terminowy Towarowy (RTT), w tym również w systemie aukcji) od 1.05.2020 r. przekształcony w Rynek Terminowy Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF). Na koniec 2020 r. status członka RTG TGE S.A. posiadało 76 podmiotów, w tym 46 podmiotów posiadało jednocześnie status członka OTF, przy czym 45 z nich aktywnie uczestniczyło w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

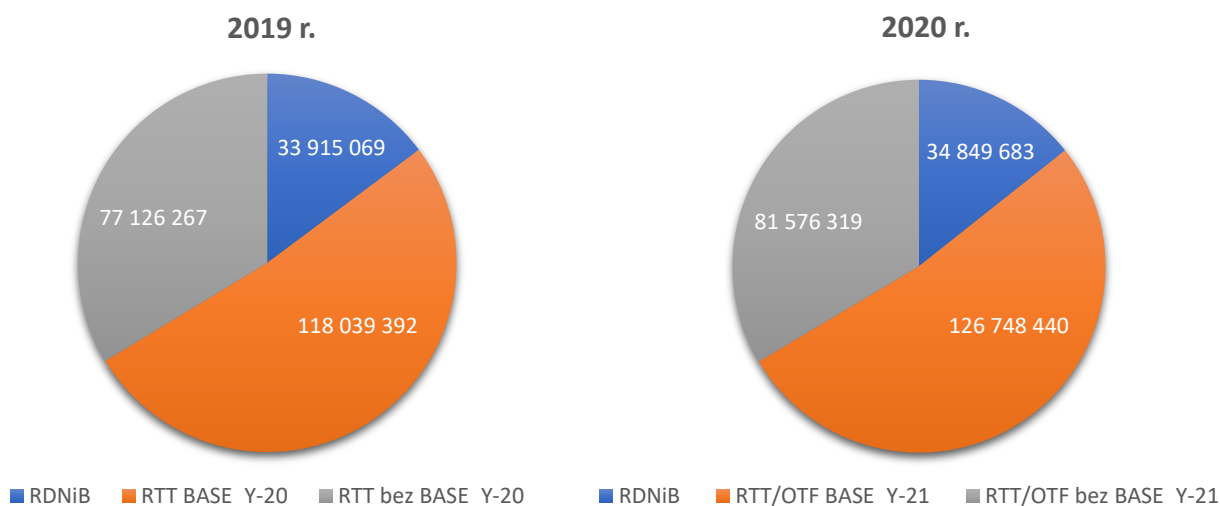
Największy wolumen obrotu realizowany był na RTT/RTPE OTF. W 2020 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 44 855 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 208,3 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2020 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2021 r. (BASE_Y-21). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2020 r. wyniósł 126,7 TWh – stanowi to 60,8% łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTT w 2020 r.

W 2020 r. na RDN zawarto 1 258 324 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 32,7 TWh, co oznacza spadek o ok.

¹⁾ W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2020 r. według danych PSE S.A.

3% w stosunku do roku poprzedniego. Na RDB zawarto 417 356 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 2,1 TWh.

Wykres 8. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2019-2020 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. [MWh].

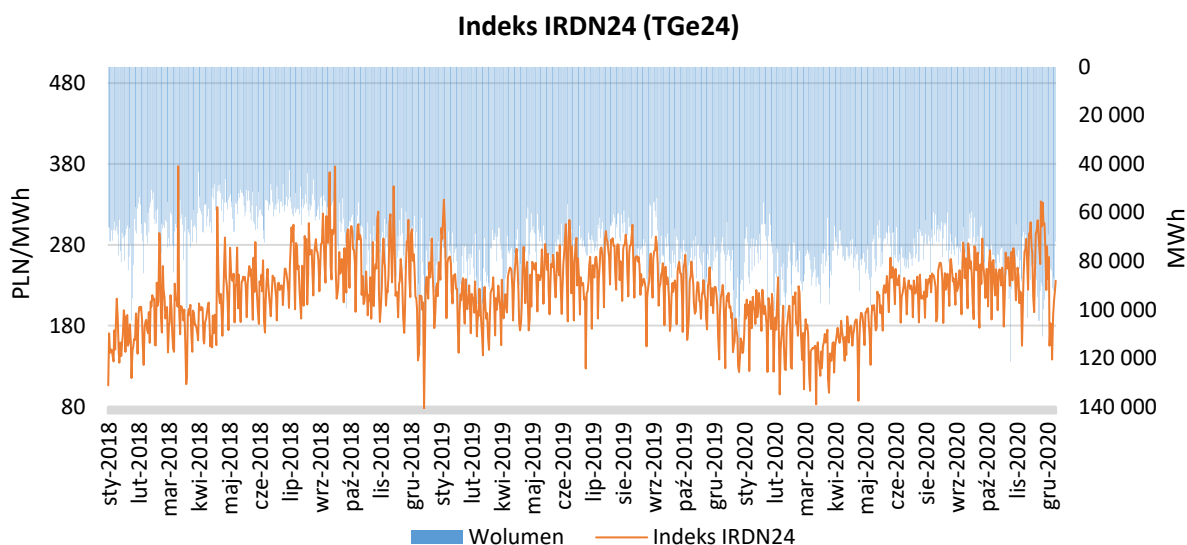


Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

CENY NA RYNKU GIEŁDOWYM

Na rysunku poniżej przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego RDN (rynek SPOT) prowadzonym przez TGE S.A., mierzone indeksem IRDN24 (TGe24). Indeks ten przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji, za wyjątkiem kontraktów blokowych, na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Rysunek 1. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2018-2020



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2020 r. wyniosła 210,11 zł/MWh i była niższa względem 2019 r. o 19,51 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 229,62 zł/MWh.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDAWANEJ W 2020 R. NA TGE S.A.

W 2020 r. odnotowano spadek cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest spadek cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-21 w całym 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 zł/MWh, podczas gdy w 2019 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-20 wyniosła 266,40 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-21 zawieranych w grudniu 2020 r. wyniosła 235,30 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o ok. 3%.

CHARAKTERYSTYKA POLSKIEGO RYNKU GIEŁDOWEGO

Produkty notowane na rynkach TGE różnią się dość zasadniczo od produktów na giełdach europejskich, zarówno spotowych (EPEX SPOT, Nord Pool) jak i terminowych (Nasdaq, EEX). Po pierwsze na Rynku Dnia Następnego (RDN) mamy do czynienia z dwoma fixingami, przy czym w pierwszym (o 10.30) uczestniczą tylko zlecenia z rynku polskiego, a drugi jest realizowany w ramach procedury market coupling, czyli jest wspólnym mechanizmem ustalania ceny poprzez multi-NEMO i na kurs na tym fixingu mają wpływ zlecenia z obszarów cenowych objętych analizą czyli Szwecji i Litwy (a pośrednio i z innych). Podobne zjawisko występuje tylko w przypadku giełdy austriackiej EXAA. W ramach analizy porównamy średnie kursy kształtujące się na tych fixingach.

Rynek terminowy, natomiast, w przypadku TGE jest rynkiem kontraktów dostawnych (z dostawą fizyczną), których wartość nie zmienia się w okresie rozliczania, nie są one zatem mechanizmem hedgingu (zabezpieczenia) ceny SPOT.

Nowym elementem rynku natomiast jest rynek dnia bieżącego SIDC uruchomiony przez TGE w dniu 19.11.2019 roku TGE uruchomiła Europejski Rynek Dnia Bieżącego Energii Elektrycznej SIDC w modelu XBID. Działa on w ramach Unii Europejskiej (obecnie łączy 21 krajów) i umożliwia transgraniczny handel energią elektryczną pomiędzy podmiotami na terenie większości krajów UE.

Handel na SIDC odbywa się w formule notowań ciągłych przez 24 godziny na dobę. Notowane są instrumenty z dostawą w kolejnym dniu, których notowania rozpoczynają się o godzinie 14:00 na dzień przed dostawą i stopniowo wygasają z rynku na godzinę przed rozpoczęciem dostawy. Transakcje na tym rynku są zawierane w Euro, a rozliczenia pomiędzy Giełdą a uczestnikami polskiego rynku będą prowadzone przez IRGiT w PLN. Wypracowany przez IRGiT model rozliczeń i rozrachunku Rynku Dnia Bieżącego, dostosowany odpowiednio do wymagań modelu XBID, pozwolił zoptymalizować koszty

zabezpieczeń wnoszonych przez Członków Izby. Model XBID (Cross Border Intraday Coupling) rynku dnia bieżącego został uruchomiony w 2018 r., jako wspólna inicjatywa giełd energii i operatorów systemów przesyłowych (OSP) z 14 krajów, mająca na celu stworzenie zintegrowanego, transgranicznego rynku dnia bieżącego. Handel możliwy jest dzięki platformie opracowanej przez Deutsche Boerse AG. Rozwiązanie SIDC-XBID opiera się na wspólnym systemie informatycznym, posiadającym jedną, wspólną księżkę zleceń (Shared Order Book – SOB), moduł zarządzania zdolnościami przesyłowymi (Capacity Management Module – CMM) oraz moduł rozliczeń technicznych i finansowych (Shipping Module – SM), który jest centralnie zarządzany przez Deutsche Boerse AG.

NOWE ELEMENTY RYNKU ENERGII – RYNEK MOCY I AUKCJE CFD

Analizując możliwości, jakie stwarza polski rynek energii elektrycznej nie sposób nie wspomnieć o dwóch rynkach, które zaistniały, podobnie jak XBID, po 2017 roku i mają aktualnie znaczny wpływ na możliwości zabezpieczania cen energii – są to rynek mocy i aukcje dla wytwórców energii elektrycznej oparte na konstrukcji CFD, czyli kontraktu różnicowego.

SCHEMAT RYNKU MOCY

Ustawa o rynku mocy została uchwalona w Sejmie 8 grudnia 2017 r. i weszła w życie po notyfikacji Komisji Europejskiej.

Celem wprowadzenia rynku mocy jest zapewnienie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców energii elektrycznej w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminujący i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. System zdefiniowany w uchwalonej przez Sejm ustawie o rynku mocy zapewnia wystarczające dyspozycyjne moce mocy głównie w perspektywie 5-letniej i tylko częściowo zachęca do inwestycji w nowe jednostki wytwórcze. Ustawa o rynku mocy wprowadza opłaty za udostępnienie mocy elektrycznej lub zmniejszenie poboru mocy w prognozowanych przez OSP okresach zagrożenia w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego. Jednostki wytwórcze i jednostki redukcji popytu konkurują o płatności za moc w systemie aukcyjnym typu holenderskiego (jeden, cena rozliczeniowa dla wszystkich zwycięzców aukcji).

W rynku mocy mogą uczestniczyć następujące jednostki krajowe i zagraniczne:

- Istniejące i planowane fizyczne jednostki wytwórcze o dostępnej mocy nie mniejszej niż 2 MWe,
- Istniejące i planowane bloki redukcji zapotrzebowania z dostępną redukcją zapotrzebowania na moc nie mniejszą niż 2 MWe.

Jednostki wytwarzania i redukcji zapotrzebowania na rynku mocy mogą składać się z jednego bloku lub zespołu jednostek o łącznej mocy dostępnej większej niż 2 MWe i mniejszej niż 50 MWe.

Główne zasady polskiego rynku mocy:

1. Jednolity rynek nabywców
2. Certyfikacja OSP uczestniczących jednostek
3. Jednostki zagraniczne mogą brać udział
4. Płatności są korygowane o inne wsparcie publiczne (zarówno operacyjne, jak i inwestycyjne)
5. Rygorystyczne zasady wykonywania zobowiązań
6. Rynek wtórny bez ingerencji OSP (jeżeli transakcje odbywają się między certyfikowanymi jednostkami)
7. Płatności za moc przyznane z pieniędzy zebranych od konsumentów końcowych w drodze dedykowanej płatności
8. Premie i kary za przekroczenie / niedostarczenie zdolności przewozowej w określonych okresach
9. Aukcje holenderskie z jednolitą ceną zamknięcia Pierwsze aukcje przeprowadzone w 2018 roku, z dostawą w latach 2021-2023. Kolejne aukcje zaplanowano na 5 lat przed dostawą.

Kontrakty mocowe na okres 1 roku do maksymalnego okresu 5 lub 15 lat dla modernizowanego wytwarzania i / lub nowych jednostek. Jednostki redukcji popytu certyfikowane przez OSP. Całkowite lub częściowe wykluczenie jednostek otrzymujących wsparcie z innych źródeł. Odbyły się już cztery roczne aukcje. Ostatnią aukcją Rynku Mocy była aukcja na rok 2023 z ceną zamknięcia 202 zł / kW / rok. Około 50% zwycięskich bitów stanowiło roczny okres dostawy, a pozostałe 50% od 5 do 15 lat. Począwszy od roku 2025 nie będzie już możliwe uczestniczenie w rynku mocy dla jednostek o emisyjności powyżej 550 kg CO₂ na MWh produkcji, czyli węglowych. Wsparciem rynku mocy pozostaną objęte do 2035 roku jedynie 4 GW mocy z najnowszych bloków w elektrowniach węglowych.

AUKCJE OZE

Aukcje OZE prowadzi Urząd Regulacji Energetyki, a za rozliczanie ich wyników odpowiedzialny jest Zarządca Rozliczeń. Aukcje prowadzone są w kilku kategoriach dla różnych wielkości i technologii, a ich zwycięzcy (oferujący najniższe ceny rozliczeniowe) mają gwarancję wyrównania ceny do wylicytowanej w aukcji, przy czym ceną, do której się rozlicza jest cena rynku RDN na TGE (kontrakt różnicowy). Taka konstrukcja rozliczenia powoduje, że, w istocie właśnie te aukcje oferują jedyny na rynku instrument zabezpieczenia przed zmiennością cen na RDN i wzmacnia płynność RDN.

WYMIANA MIĘDZYSYSTEMOWA (TRANSGRANICZNA)

Wymiana międzyobszarowa energii elektrycznej na przekroju synchronicznym (granice ze Słowacją, Czechami, Niemcami) odbywa się w trybie aukcji jawnych typu explicit, przy czym, ze względu na występowanie dużych przepływów niezaplanowanych nie przydzielano, w ostatnim czasie, LTTR, zatem większość tej wymiany odbywa się poprzez udzielanie praw krótkoterminowych i na XBID. Wszystko wskazuje na to, że począwszy od czerwca 2021 uda się wdrożyć porozumienie OSP i NEMO obejmujące 7 krajów (Polska, Niemcy, Austria, Czechy, Słowacja, Węgry, Rumunia) i sześć granic (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT) przewidujące wdrożenie, także na tych granicach mechanizmu market coupling (Interim Market Coupling) jako wstępu dla Flow BASEd Market Coupling, dla regionu Core (1) będącego modelem docelowym.

Na połączeniach niesynchronicznych ze Szwecją i Litwą jest prowadzona wymiana w ramach market coupling i nie przydziela się (stosownie do przywołanej decyzji PURE) długoterminowych praw przesyłowych.

Tabela 4. Przepływy rzeczywiste z poszczególnymi krajami w 2020 roku [GWh] (źródło PSE).

Lp.	Wyszczególnienie	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Białoruś	0,0	0,0	0,0
2.	Czechy	1 674,1	3 649,7	-1 975,6
3.	Litwa	2 158,7	380,7	1 778,0
4.	Niemcy	11 235,2	12,1	11 223,1
5.	Słowacja	92,5	3 154,6	-3 062,1
6.	Szwecja	3 788,9	12,6	3 776,3
7.	Ukraina	1 484,1	0,0	1 484,1
8.	Razem	20 433,7	7 209,7	13 224,0

Jak widać import energii elektrycznej stanowił w 2020 roku istotny element zaopatrzenia w energię polskich konsumentów.

ANALIZA I WYNIKI ANALIZY

ZAŁOŻENIA DO ANALIZY

Zgodnie z art. 30 ust. 4 **li. AO** analiza polega na zbadaniu funkcjonowania rynków hurtowych energii elektrycznej i musi być oparta na przejrzystych kryteriach, które obejmują m.in. analizę, czy na oferowane na rynkach terminowych produkty lub połączenia produktów stanowią zabezpieczenie przed zmiennością cen na rynku dnia następnego danego obszaru rynkowego, jeżeli cena na rynku dnia następnego jest wystarczająco skorelowana z ceną bazową stanowiącą podstawę rozliczenia za produkt lub połączenie produktów.

Rynki i produkty oferowane przez TGE S.A., pozostałe rynki multi-NEMO mogą być adekwatne dla zabezpieczenia zmienności na RDN, przy czym jednak sposób osiągnięcia tego „zabezpieczenia” jest inny, niż w przypadku rynków połączonych z polskim.

Analizie poddane zostały następujące rynki:

1. Rynek Dnia Następnego (RDN) prowadzony przez TGE z dwoma fixingami i dwukrotnym określaniem kursu
2. RDN prowadzony przez pozostałe multi-NEMO tożsamy, co do cen, z drugim fixingiem na TGE.
3. Rynek Terminowy Towarowy przekształcony w Rynek Terminowy Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF) na TGE.
4. Rynki Terminowe oferowane przez inne giełdy terminowe (Nasdaq, EEX), z których jedna prowadzi notowania dla rynków Szwecji i Litwy (produkty Markt to Market zabezpieczające cenę systemową i produkty zabezpieczające różnice pomiędzy ceną systemową Nord Pool i cenami poszczególnych obszarów cenowych Szwecji i Litwy (EPAD) – Nasdaq), a druga kontrakty finansowe na energię polskiego obszaru cenowego zabezpieczające ryzyko cenowe rynku multi-NEMO czyli fixingu II na TGE – EEX.

W analizie zostały wzięte pod uwagę dane z okresu nie objętego poprzednią analizą – czyli lata 2017-2020.

DANE DO ANALIZY

W analizie zostały wykorzystane dane publikowane na stronach PSE S.A. i TGE S.A. oraz dane pozyskane poprzez URE od TGE S.A.

WYNIKI ANALIZY

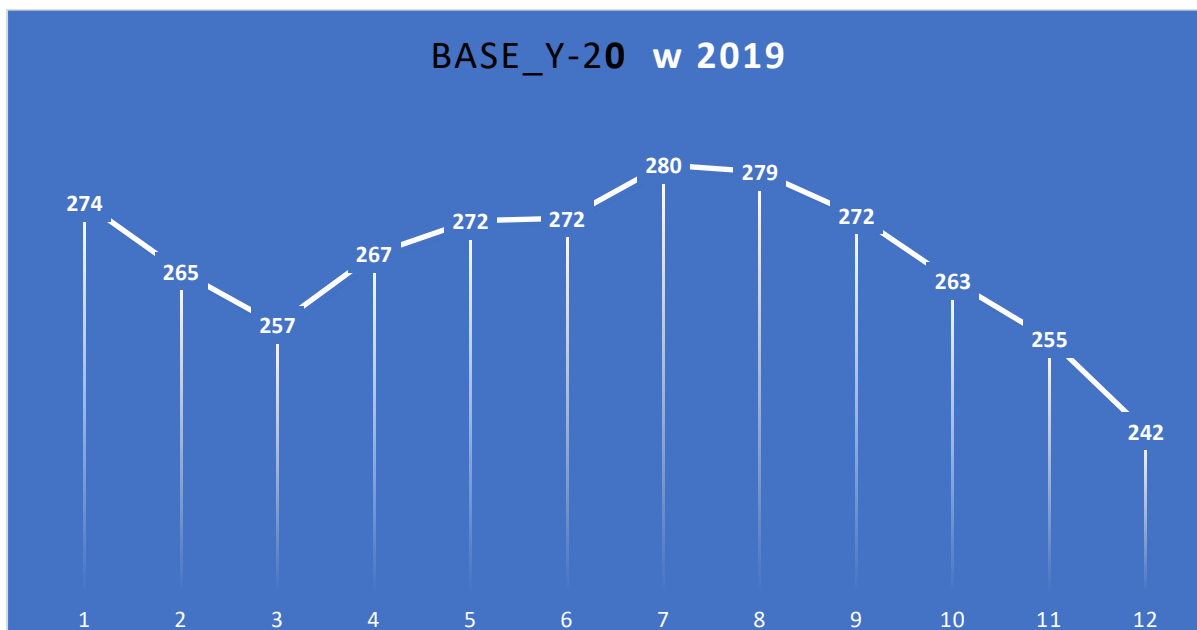
Obrót na rynku terminowym organizowanym przez TGE odbywa się z wyprzedzeniem zależnym od produktów oferowanych w danych okresach czasowych, czyli do 3 lat na kontrakt roczny, 9 miesięcy na miesięczny, 6 tygodni dla tygodniowych itd. Dostępne są kontrakty bazowe (BASE), produkty szczytowe (peak) i pozaszczytowe (offpeak)

Ze względu na charakter kontraktów (dostawny ze stałą ceną) zawierać go mogą tylko uczestnicy rynku energii posiadający jednostkę grafikową i w zasadzie nie istnieje pojęcie zamknięcia pozycji. Sprzedaż wcześniej kupionego kontraktu powoduje jego „zamknięcie” pod względem zobowiązań dostawy, lecz w izbie rozliczeniowej stale pozostaje rozliczenie obu transakcji – kupna i sprzedaży. Kontrakt nie jest także, w klasycznym sensie, zabezpieczeniem zmienności na

RDN lecz po prostu uniknięciem ryzyka RDN poprzez zakup kontraktu o stałej cenie na cały objęty nim wolumen. Taka konstrukcja rynku powoduje, że nie ma jednej ceny odniesienia dla energii fizycznej dostarczonej w danym momencie. Można za nią przyjąć zarówno cenę najbardziej płynnego kontraktu BASE rocznego, cenę ustaloną na i fixingu, na ii fixingu, jak i kombinację tych produktów związaną z profilem zapotrzebowania danego uczestnika rynku.

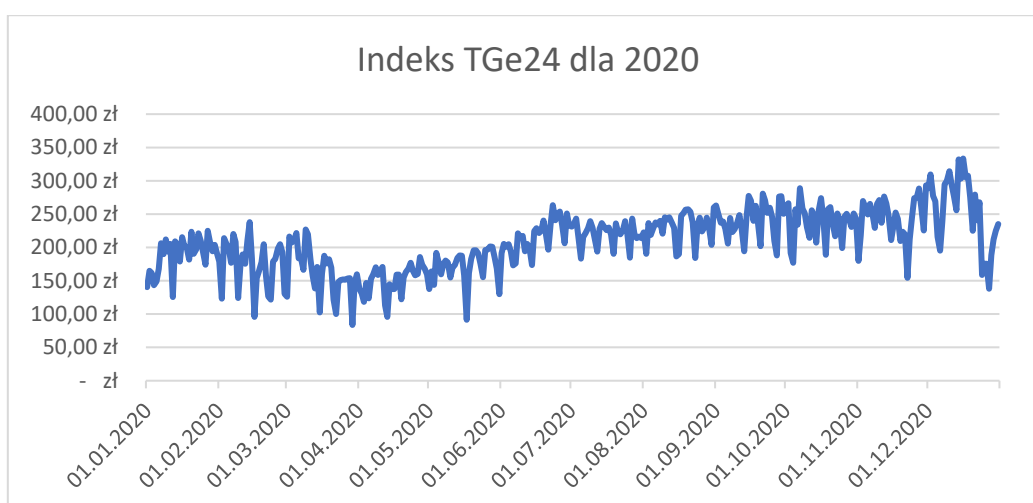
Warto prześledzić notowania dla kontraktu BASE na rok 2020 w roku 2019 (średnie ceny miesięczne kontraktu)

Rysunek 2.



i porównać z cenami na rynku dnia następnego dla roku 2020.

Rysunek 3.

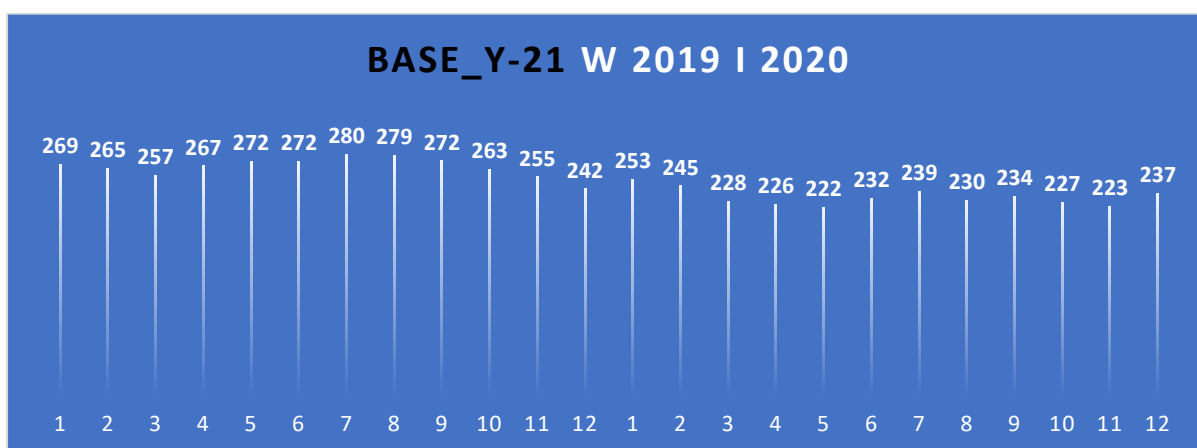


Jak widać cenę BASE 2020 cechowała duża zmienność, na którą wpływ miały m.in. Prognozy popytu na rok 2020, ceny uprawnień do emisji EU ETS, a także rynek mocy. Natomiast cenę na RDN dyktują nieco inne czynniki jakimi są pogoda (i wynikający z niej wolumen energii z OZE

oferowany na RDN), krótkoterminowa prognoza popytu, awarie, wyłączenia i odstawienia. Ma na nią również wpływ przewidywany kierunek, jaki obierze XBID, poprzez który, w ostatnim czasie rynek niemiecki, a także inne rynki sąsiedzkie poszukują poprzez XBID krótkoterminowej elastyczności pozwalającej na bilansowanie nadwyżek lub niedoborów energii OZE.

Do ciekawych wniosków prowadzić może również analiza cen na kontrakt BASE na rok 2021, który warto pokazać z perspektywy dwóch lat notowań – 2019 i 2020. W tym wypadku również mieliśmy do czynienia z dużą zmiennością przy czym można przypuszczać, że na cenę, obok innych czynników, wpływ miały 2 fale pandemii covid19 natomiast dość interesujące jest, że gwałtownie wzrastające ceny uprawnień EU ETS nie przyczyniły się do wzrostu kursu BASE_y-21 w ostatnich tygodniach 2020. Aktualne notowania RDN są znacznie wyższe, (TGE24 z 14.04 2021 wyniosło dla przykładu 299 zł). W tym wypadku można zakładać, że oferty sprzedaży tego kontraktu były zabezpieczone niskim kursem uprawnień EU ETS z wiosny 2020.

Rysunek 4 i 5.



Analiza zmienności cen RDN i cen najbardziej płynnych kontraktów BASE_Y i PEAK5 nie wskazuje na daleko idącą ich korelację ze względu na to, że czynniki fundamentalne wpływające na kursy RDN i rynku terminowego są, w dużej części, różne. Jednak kontrakcja w ramach rynku terminowego

pozwała na uwolnienie się od ryzyka zmienności na RDN i w tym znaczeniu rynek polski wyczerpuje kryterium możliwości zabezpieczania przed zmiennością cen na rynkach SPOT. W najbliższej przyszłości należy zakładać, że zwiększający się wolumen transakcji na RDN wynikający chociażby w udostępnienia market coupling także na połączeniach synchronicznych i ze wzrostu wolumenów energii OZE objętych kontraktami CFD (także offshore) może być również przedmiotem zabezpieczenia zarówno przez uczestników rynku jak i instytucji finansowych kredytujących np. inwestycje w OZE, poprzez upowszechnienie finansowych instrumentów markt to market na EEX (na razie ich niska płynność nie pozwala na wzięcie ich pod uwagę w analizie).

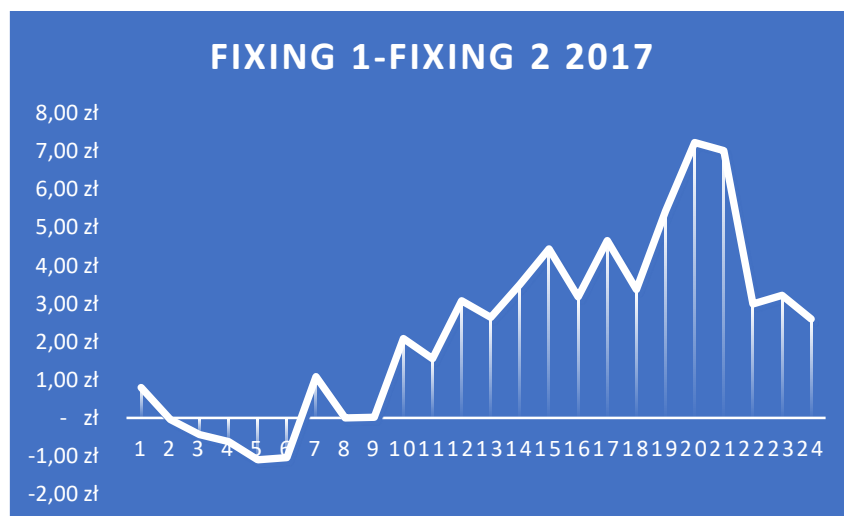
WOLUMEN OBROTU MIĘDZYSTREFOWEGO W PROPORCJI DO CAŁKOWITEGO WOLUMENU OBROTU ENERGIĄ

Niniejsza analiza dotyczy możliwości zabezpieczenia przed ryzykiem w przesyłach międzyobszarowym realizowanym w połączeniach transgranicznych ze Szwecją i Litwą. Jak pokazano w rozdziale dotyczącym wymiany międzynarodowej w 2020 roku zanotowano w przypadku Szwecji import o wolumenie ok. 3800 GWh, eksport 12 GWh, w przypadku Litwy odpowiednio 2100 GWh import i 380 eksport, czyli w sumie 5900 GWh importu i 392 GWh importu.

Tymczasem wolumeny energii na Fixingu I i Fixingu II TGE w roku 2020 wynosiły odpowiednio 14436 GWh oraz 6685 GWh (według danych TGE), czyli wpływ importu na ceny na Fixingu II TGE był bardzo znaczny (zakładając nawet, że część importu nie była realizowana poprzez MC, ale w ramach wymiany międzyoperatorskiej, a część energii ze Szwecji mogła zostać wyeksportowana na Litwę w ramach MC). Ten wpływ mógłby być zmitygowany tylko poprzez integrację całego RDN do jednego fixingu, jak to ma miejsce na niemal wszystkich rynkach energii w UE.

Wpływ energii z importu i jej eksport widoczny jest także w różnicach cenowych pomiędzy Fixingiem 1 i Fixingiem 2 uśrednionym dla poszczególnych godzin obrotu. Oto jak wyglądały te różnice w roku 2017 i w roku 2020:

Rysunek 6 i 7.





Jak widać, import energii miał znaczenie dla redukcji ceny w godzinach szczytowych i dla możliwości jej zbycia w godzinach pozaszczytowych przy założeniu arbitrażu między dwoma fixingami. Oczywiście w poszczególnych dniach i porach roku te proporcje wyglądały inaczej, ale tendencja z roku 2017 została, w zasadzie, utrzymana także w roku 2020. Można się zastanawiać na ile tendencja ta pogłębiałaby się, gdyby wraz z wprowadzeniem mechanizmu MC na połączeniach synchronicznych jednocześnie nie wprowadzić jednego fixingu na RDN. W przeciwnym razie, w istocie to sytuacja na rynkach ościennych i korelacja cen obszaru Core 1 i skandynawskiego miałyby większy wpływ na cenę na polskim RDN niż rodzima generacja i popyt. Taka tendencja mogłaby się pogłębić także po zniesieniu tzw. obliga giełdowego i przeniesieniu większości kontraktów terminowych do obszaru OTC. Ograniczyłyby to również możliwości mitygacji ryzyka ceny kontraktów spotowych poprzez RTPE.

Tabela 5 i 6. Relacja pomiędzy kontraktami terminowymi a kontraktami SPOT dla lat 2019 i 2020.

Relacja pomiędzy wolumenem obrotu w kontraktach BASE z dostawą w latach 2019-2020 zawieranych na RTT/OTF i wolumenem obrotu na RDN					
Rok dostawy	Długość kontraktu	RDN/Fixing1 2019	RDN/Fixing2 2019	RDN/Fixing1 2020	RDN/Fixing2 2020
2019	BASE_Y	773%	1657%	787%	1574%
2019	BASE_Q	112%	240%	101%	201%
2019	BASE_M	67%	143%	39%	77%
2019	BASE_W	13%	28%	6%	12%

Relacja pomiędzy wolumenem obrotu w kontraktach PEAK z dostawą w latach 2019-2020 zawieranych na RTT/OTF i wolumenem obrotu na RDN					
Rok dostawy	Długość kontraktu	RDN/Fixing1 2019	RDN/Fixing2 2019	RDN/Fixing1 2020	RDN/Fixing2 2020
2019	PEAK5_Y	100%	214%	109%	219%
2019	PEAK5_Q	14%	29%	9%	19%
2019	PEAK5_M	7%	15%	3%	5%
2019	PEAK5_W	1%	3%	0.3%	0.7%

WNIOSKI

Szczegółowe wyniki przeprowadzonej analizy zawarte są we wstępie (EXECUTIVE SUMMARY – WNIOSKI). Jakkolwiek na rynku polskim brak jest produktów (za wyjątkiem CFD w aukcjach) mogących służyć jako idealne zabezpieczenie przed zmianami cen na rynku dedykowanym transgranicznej wymianie energii elektrycznej płynność i wolumen transakcji z wykorzystaniem rynku OTF jest wystarczająca do ograniczenia tego ryzyka i adekwatna do ilości energii podlegającej wymianie. Jednakże w miarę rozszerzania mechanizmu market coupling byłoby wskazane włączenie do katalogu produktów rynkowych dostępnych w Polsce kontraktów market to market opartych na ujednoliconym na jednym fixingu kursie RDN.