

RAPORT TOE

Analiza płynności rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego

**Raport przyjęty na posiedzeniu Rady Zarządzającej TOE
w dniu 21 czerwca 2017 r. uchwałą nr TOE RZ 2/06/2017**

Warszawa, 21 czerwca 2017 r.

SPIS TREŚCI:

I. Wprowadzenie, cele Raportu	3
II. Analiza wolumenów/płynności na rynku energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego	4
1. Analiza wolumenu obrotu na rynku terminowym RTT oraz na rynku SPOT na TGE	4
2. Płynność rynków energii elektrycznej w wybranych krajach	10
3. Zmiana KDT a wolumen obrotu na TGE.....	11
III. Analiza przyczyn spadków ilości energii elektrycznej notowanej na rynku giełdowym	14
IV. Propozycje działań poprawiających sytuację.....	16
V. Zastosowane skróty i oznaczenia.....	18
VI. Materiały źródłowe	19
VII. Rada Zarządzająca TOE XIV kadencji.....	20
VIII. Zespół ds. opracowania Raportu	20

I. WPROWADZENIE, CELE RAPORTU

Raport „**Analiza płynności rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego**”, zwany dalej Raportem, powstał po przeprowadzonej w ramach Towarzystwa Obrotu Energią (TOE, Stowarzyszenie) dyskusji wewnętrznej nt. spadku płynności rynku energii elektrycznej w Polsce, szczególnie w segmencie giełdowym Towarowej Giełdy Energii S.A. (TGE). Rada Zarządzająca TOE w dniu 19 kwietnia 2017 r. w ramach działającego w strukturze wewnętrznej Zespołu TOE ds. Rynku Hurtowego powołała nową Grupę ds. Płynności Rynku, której celami były między innymi:

- analiza wolumenów/płynności na rynku energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego;
- analiza przyczyn spadków ilości energii elektrycznej notowanej na rynku giełdowym;
- zaproponowanie działań poprawiających sytuację;
- przygotowanie Raportu dot. ww. zagadnień dla Rady Zarządzającej.

Pierwsze trzy cele są jednocześnie poszczególnymi rozdziałami Raportu.

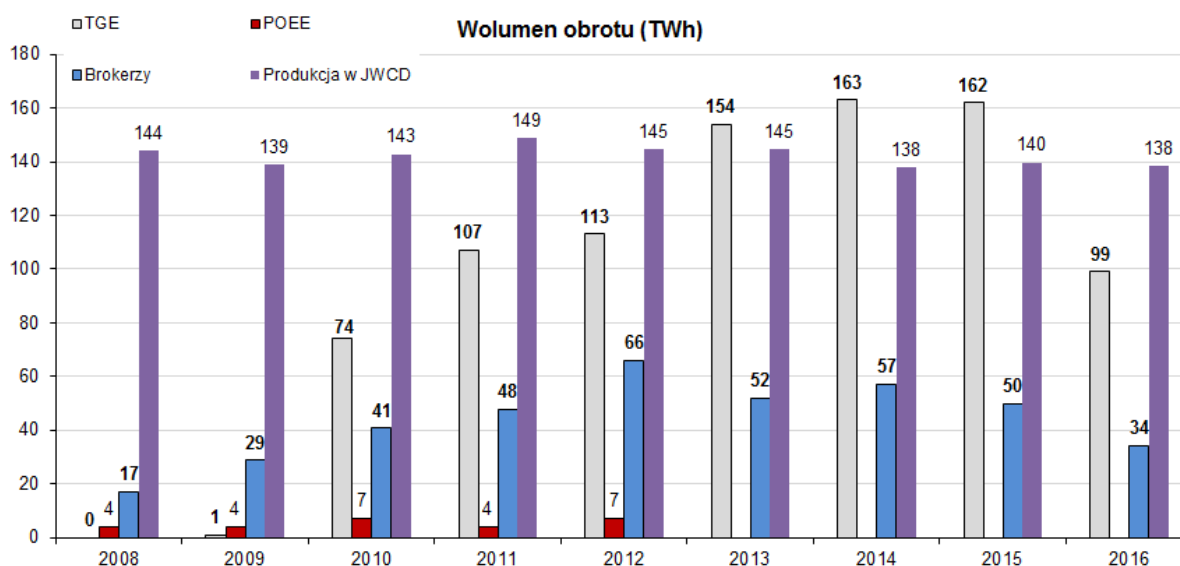
W ramach spotkań wewnętrznych oraz wymiany korespondencji mailowej szerzej omówiono ww. cele prac Grupy, ale przede wszystkim szczegółowe obszary zagadnień do opracowania, mając na uwadze realia funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce, doświadczenia poszczególnych Spółek w handlu na giełdowym rynku energii (TGE), jak również na innych zorganizowanych (głównie brokerskich) platformach obrotu oraz tzw. rynku OTC. W ramach prac uwzględniono także zróżnicowane podejście poszczególnych Spółek/Grup do obowiązkowej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców (tzw. obligo giełdowe), uniemożliwiająca jednoznaczne określenie wielkości obowiązku. Członkowie TOE zgodzili się, że głównymi **przyczynami spadku ilości energii elektrycznej handlowanej na rynku giełdowym były spadek obligo giełdowego oraz bierność i pasywna postawa TGE wraz z IRGiT w kreowaniu rozwiązań zachęcających uczestników do aktywności na rynku**. Zaproponowano także działania poprawiające sytuację. Wskazano, że **wprowadzenie kolejnego obligo/zwiększenie obecnego obowiązku bez działań towarzyszących nie uatrakcyjni w sposób trwały giełdowego rynku energii** jako miejsca zawierania transakcji na rynku hurtowym i będzie kolejną ingerencją na drodze regulacji. W dalszym ciągu może to być jednak okres „trwania” TGE/IRGiT w stagnacji rozwojowej jak to miało miejsce dotychczas. **Rozwiązania tego typu powinny być niejako warunkowe i w ograniczonym czasie dawać „wsparcie” dla organizatorów rynku hurtowego (w szczególności TGE) w celu wdrożenia innowacyjnych rozwiązań i działań służących znacznej poprawie atrakcyjności giełdy** energii jako głównego miejsca zawierania transakcji na rynku hurtowym.

Raport został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego na dzień 31 maja 2017 r.

II. ANALIZA WOLUMENÓW / PŁYNNOŚCI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ, ZE SZCZEGÓLNYM UWZGLĘDNIENIEM RYNKU GIEŁDOWEGO

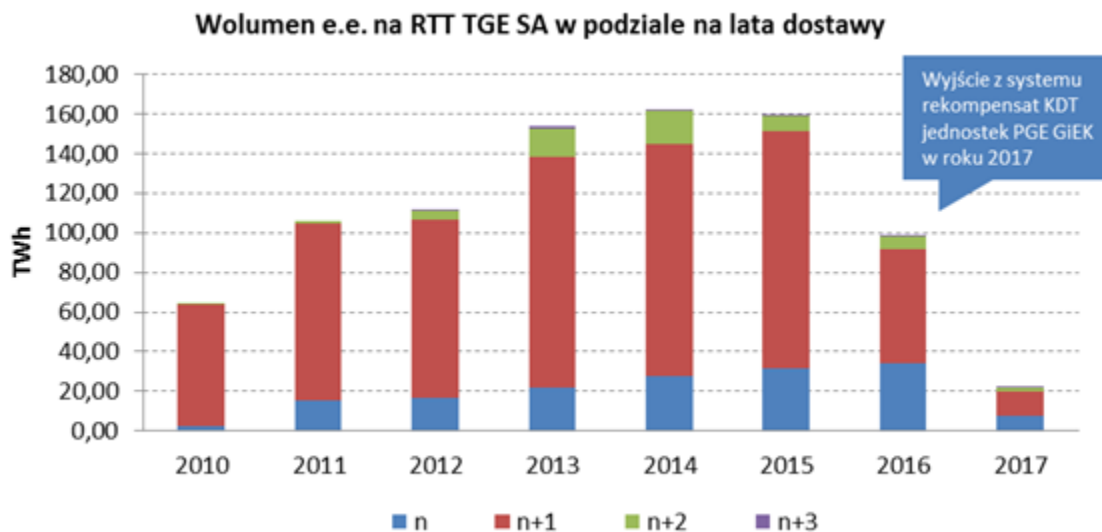
1. Analiza wolumenu obrotu na rynku terminowym RTT oraz na rynku SPOT na TGE

W 2016 roku nastąpił znaczący spadek obrotów na rynku terminowym TGE. Obrót energią elektryczną wyniósł 99 TWh i był niższy w porównaniu do 162 TWh w 2015 oraz 163 TWh w 2014. Natomiast wolumen obrotu na platformach brokerskich w 2016 roku wyniósł 34 TWh. Kształtowanie się wolumenów obrotu na RTT TGE przedstawiono na rysunku 1. Na rysunku tym oprócz obrotów na TGE, POEE (do roku 2012, w którym zakończono obroty) oraz platform brokerskich, zestawiono ww. obroty z generacją w tzw. Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) ciepłych, aby zobrazować, że pomimo wzrostu generacji wiatrowej oraz zmiany salda wymiany transgranicznej, generacja w elektrowniach zawodowych nie uległa znaczącej zmianie na przestrzeni lat.



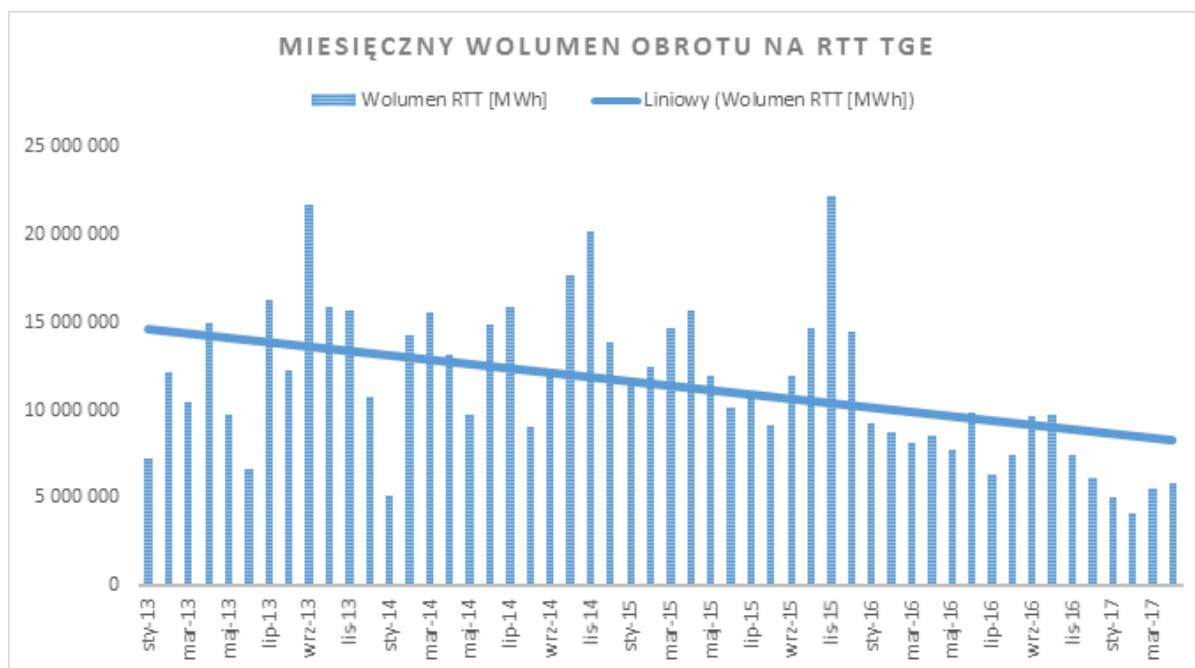
Rys. 1. Wolumen obrotu na polskim rynku energii elektrycznej (wybrane rynki, platformy)

Na rysunku 2 przedstawiono wolumen obrotu energią elektryczną na RTT TGE w podziale na lata dostawy (gdzie: n oznacza rok dostawy – np. w roku 2016, $n+1$ oznacza kontrakty z dostawą w roku 2017). Jak wynika z rysunku zmniejszył się wolumen energii elektrycznej obracanej na RTT TGE od momentu „równania” obligacji giełdowych do 15% (patrz też dalej).



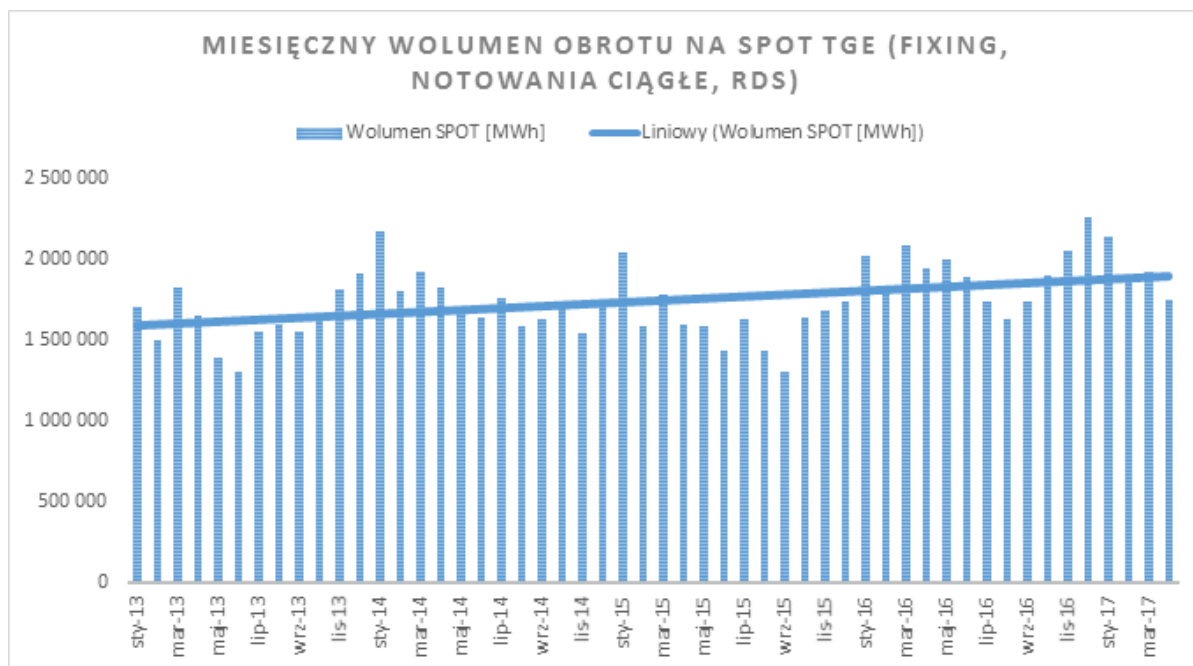
Rys. 2. Wolumen obrotu energią elektryczną na RTT TGE w podziale na lata dostawy (gdzie: n oznacza rok dostawy – np. w roku 2016, n+1 oznacza kontrakty z dostawą w roku 2017)

Analizując miesięczny wolumen obrotu na RTT TGE (rysunek 3) można jednoznacznie stwierdzić, że wolumen ten maleje (mamy tzw. trend malejący). Ponadto można zauważyć, że w ostatnich miesiącach lat 2013-2015 wzrastał wolumen obrotu – najpewniej z powodu zwiększonej kontraktacji na produkt roczny n+1 (patrz dalej). Taka sytuacja nie miała już miejsca pod koniec roku 2016, gdzie najprawdopodobniej nie kontraktowano już produktu rocznego z dostawą w 2017 roku, co też znajduje potwierdzenie na rysunku 2.



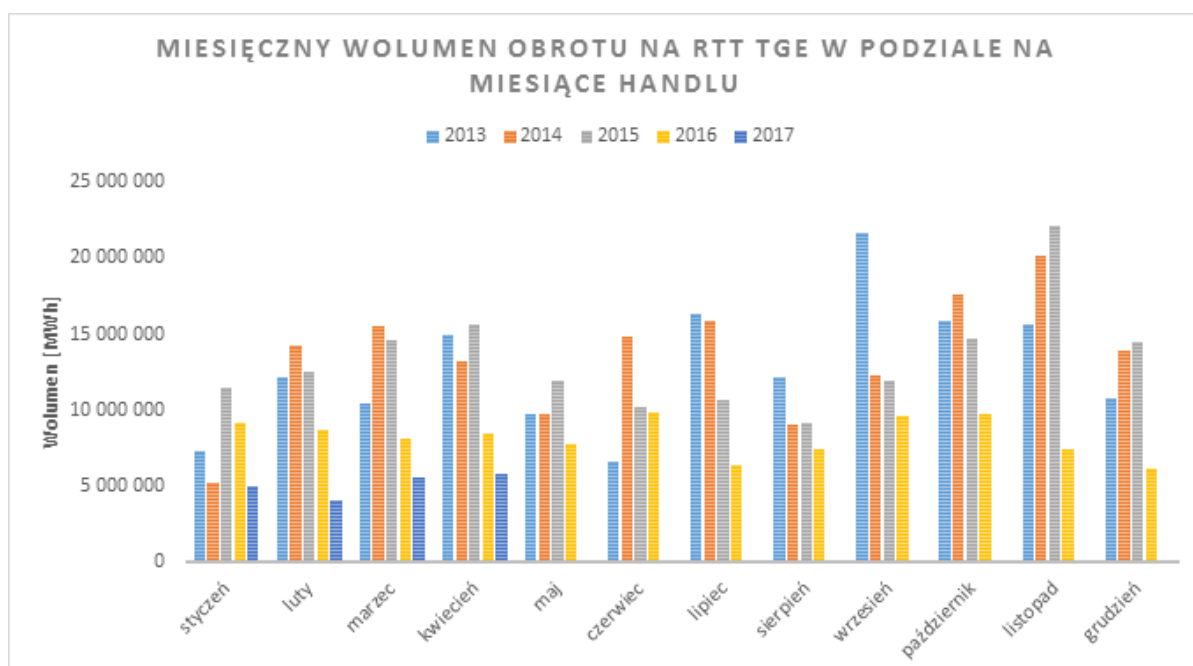
Rys. 3. Miesięczny wolumen obrotu na RTT TGE

Mimo zmniejszającego się wolumenu obrotu na rynku terminowym, tego trendu nie widać na rynku SPOT, gdzie wolumen obrotu jest wzrostowy, co przedstawia rysunek 4.



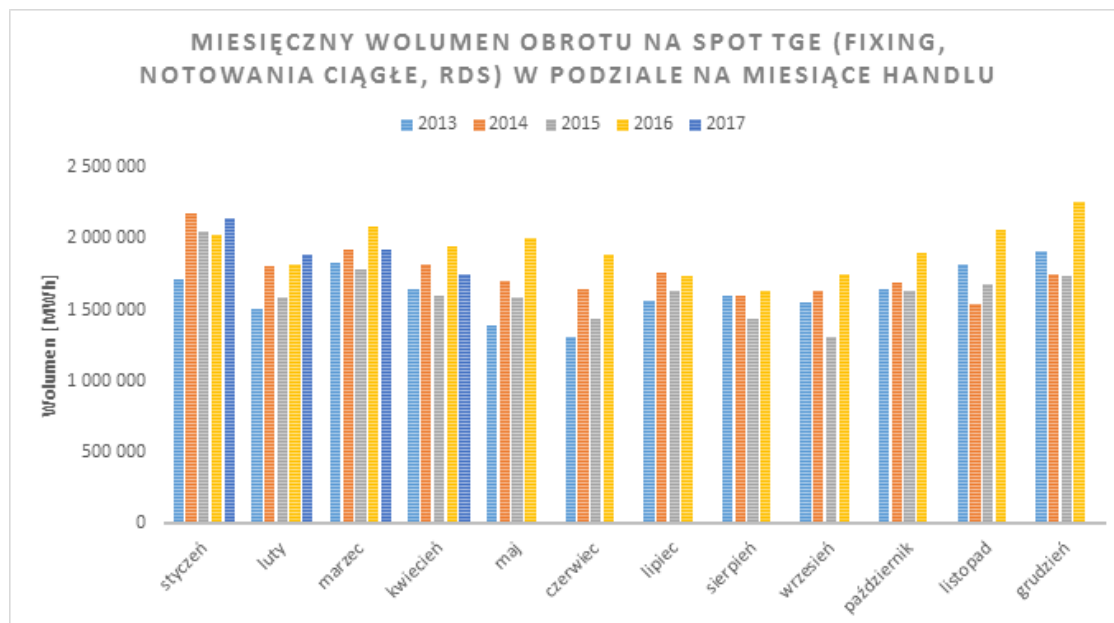
Rys. 4. Miesięczny wolumen obrotu na rynku SPOT TGE

Na rysunku 5 możemy zaobserwować, że miesięczne wolumeny obrotu również w poszczególnych latach maleją.



Rys. 5. Miesięczny wolumen obrotu na rynku RTT TGE w podziale na miesiące handlu

Na rysunku 6 trudno jednak jednoznacznie określić trend na rynku SPOT. Wydaje się, że ten segment rynku działa niezależnie od trendów wolumenowych na RTT i może też w oderwaniu od obliża.



Rys. 6. Miesięczny wolumen obrotu na rynku SPOT TGE w podziale na miesiące handlu

Analizę wolumenu pojedynczych transakcji przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Średni wolumen pojedynczych transakcji na RTT TGE, w MW

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Y BL	xx	3,75	2,83	2,71	2,30	1,88
Y PL	xx	3,63	3,43	3,10	2,65	2,38
Q1 BL	xx	4,64	4,36	3,61	2,96	xx
Q2 BL	4,88	4,43	3,99	3,43	2,97	xx
Q3 BL	4,63	4,36	3,63	3,51	2,98	xx
Q4 BL	4,87	4,28	3,96	3,10	2,80	xx

Szczegółową strukturę wolumenów pojedynczych transakcji na TGE dla kontraktów rocznych pasmowych dla lat 2012-2020 przedstawiono w tabeli 2. Możemy zaobserwować, że już w kontraktach z dostawą na 2015 rok większą „popularnością” cieszyły się transakcje o niskim wolumenie. „Degradacja” wolumenu dla pojedynczej transakcji ma miejsce również w kontraktach na lata następne.

Tabela 2. Wolumeny pojedynczych transakcji na RTT TGE dla kontraktów rocznych pasmowych dla lat 2012-2020

Wol pojedynczej transakcji	MW														liczba transakcji	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20			
Produkt																
BASE_Y-12		1			65					32						98
		1,0%			66,3%					32,7%						
BASE_Y-13	108	59	51	50	1 163	2	3			3	86		3			1 528
	7,1%	3,9%	3,3%	3,3%	76,1%	0,1%	0,2%			0,2%	5,6%		0,2%			
BASE_Y-14	566	416	283	111	1 698	5	1	1	1	16			1	1		3 100
	18,3%	13,4%	9,1%	3,6%	54,8%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%			0,0%	0,0%		
BASE_Y-15	1 806	1 097	507	167	1 202	1	2	1		18						4 801
	37,6%	22,8%	10,6%	3,5%	25,0%	0,0%	0,0%	0,0%		0,4%						
BASE_Y-16	1 952	1 487	623	177	1 044	6	1	4		9	1			2		5 306
	36,8%	28,0%	11,7%	3,3%	19,7%	0,1%	0,0%	0,1%		0,2%	0,0%			0,0%		
BASE_Y-17	1 590	703	236	66	364	1	2	1	1	5						2 969
	53,6%	23,7%	7,9%	2,2%	12,3%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,2%						
BASE_Y-18	619	283	97	18	63			1								1 081
	57,3%	26,2%	9,0%	1,7%	5,8%			0,1%								
BASE_Y-19	48	58	17	3	13					1						140
	34,3%	41,4%	12,1%	2,1%	9,3%					0,7%						
BASE_Y-20	10	1														11
	90,9%	9,1%														

Na rynkach prowadzonych przez brokerów (TFS, GFI, POEE) najchętniej obracany produktem dla transakcji rocznych jest wolumen 5 MW. Wolumeny pojedynczych transakcji na platformach brokerskich dla kontraktów rocznych pasmowych dla lat 2012-2020 przedstawiono w tabeli 3.

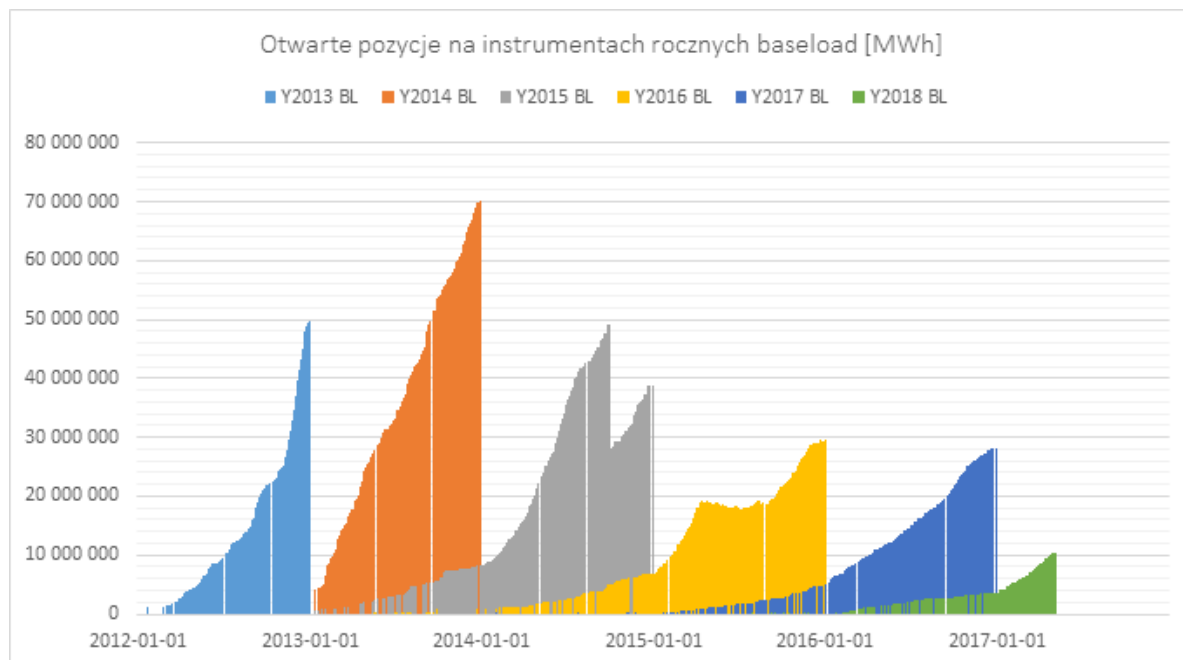
Tabela 3. Wolumeny pojedynczych transakcji na platformach brokerskich dla kontraktów rocznych pasmowych dla lat 2012-2020

Brokerzy	Wol pojedynczej transakcji	MW																	liczba transakcji							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	20	24	25	30		40	50	55	100			
Produkt																										
BASE_Y-12				466						57				4	1		1									529
				88,1%						10,8%				0,8%	0,2%		0,2%									
BASE_Y-13	1	1		726						77			3	6	3	2										819
	0,1%	0,1%		88,6%						9,4%			0,4%	0,7%	0,4%	0,2%										
BASE_Y-14		1	2	623	3					115			6	10	4		1				2					767
		0,1%	0,3%	81,2%	0,4%					15,0%			0,8%	1,3%	0,5%		0,1%				0,3%					
BASE_Y-15	1	1	1	585	3	1				78			5	5	1	10					1					692
	0,1%	0,1%	0,1%	84,5%	0,4%	0,1%				11,3%			0,7%	0,7%	0,1%	1,4%					0,1%					
BASE_Y-16		2		516					1	51		1	5	2	13										1	592
		0,3%		87,2%					0,2%	8,6%		0,2%	0,8%	0,3%	2,2%										0,2%	
BASE_Y-17	14	7	6	345		1				63	1		4		9	1				2						453
	3,1%	1,5%	1,3%	76,2%		0,2%				13,9%	0,2%		0,9%		2,0%	0,2%				0,4%						
BASE_Y-18	16	4	6	108	3			1		7			1	3	2											154
	10,4%	2,6%	3,9%	70,1%	1,9%			0,6%		4,5%			0,6%	1,9%	1,3%											
BASE_Y-19		2	1	1	4			1																		9
		22,2%	11,1%	11,1%	44,4%			11,1%																		

Z powyższych tabel możemy wywnioskować generalną zasadę spadku wolumenów w pojedynczej transakcji, która potwierdza się dla każdego produktu.

Na rysunku 7 z kolei przedstawiono analizę wolumenu i otwartych pozycji na rynku terminowym TGE. Otwarte pozycje wynikają z pozycji zajętych przez spółki, które zabezpieczały wolumen w celach realizacji sprzedaży energii z aktywów wytwórczych lub

zakupu energii w celu zabezpieczenia wolumenu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców obsługiwanych przez spółkę. Spadek liczby otwartych pozycji na CAL2015 BL spowodowany jest nettowaniem pozycji DM PGE (zmiana w sposobie raportowania).



Rys. 7. Otwarte pozycje na instrumentach rocznych baseload

W tabeli 4 przedstawiono zmienność cen na podstawie kontraktów rocznych na TGE.

Tabela. 4. Zmienność cen na podstawie kontraktów rocznych na TGE

		Cal 12	Cal 13	Cal 14	Cal 15	Cal 16	Cal 17
Cena minimalna	zł/MWh	191,00	166,93	145,35	149,78	153,95	150,99
cena maksymalna	zł/MWh	205,54	262,50	232,85	213,50	190,00	192,00
zmienność	%	0,15%	0,33%	0,50%	0,43%	0,39%	0,39%
200 dni	%	0,14%	0,34%	0,52%	0,37%	0,38%	0,38%
100 dni	%	0,08%	0,38%	0,52%	0,38%	0,34%	0,36%
150 dni	%	0,05%	0,40%	0,61%	0,36%	0,37%	0,31%
50 dni	%	0,06%	0,40%	0,40%	0,29%	0,42%	0,23%
obroty	MWh	98 899 056	106 845 720	142 446 360	145 783 920	145 770 480	76 290 840

W ostatnich trzech latach zmienność cen liczona jako LN stóp zwrotu z dziennych kursów rozliczeniowych nie różni się istotnie od siebie. Większą zmiennością charakteryzowały się lata, gdzie następowały długotrwałe głębokie trendy wzrostowe lub spadkowe (np. Cal 14).

2. Płynność rynków energii elektrycznej w wybranych krajach

Płynność rynku 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. Uznaje się, że zwiększająca się liczba uczestników rynku (hedgerzy, spekulanci i arbitrażyści) pozytywnie wpływa na płynność rynku przez dekoncentrację handlowego wolumenu. W polskich warunkach można teoretycznie mówić o wystarczającej liczbie uczestników rynku, natomiast większość obrotu skoncentrowana jest w kilku podmiotach.

W tabeli 5 przedstawiono **relacje pomiędzy wolumenem obrotu a zużyciem energii na wybranych rynkach energii elektrycznej** (dane za 2016).

Tabela 5. Wolumen obrotu a zużycie energii na wybranych rynkach energii elektrycznej

2016	Całkowita wielkość obrotu [MWh]	Stosunek obrotu całkowitego do zużycia (<i>turn</i>)	Giełda [MWh]	OTC* [MWh]	Udział wolumenu giełdowego	Udział wolumenu OTC	Konsumpcja energii elektrycznej [MWh]
Niemcy	7 473 060 000	1370%	1 955 177 200	5 517 882 800	26%	74%	545 590 589
Francja	1 521 120 000	319%	326 659 468	1 194 460 532	21%	79%	476 646 161
Nordic	1 774 640 000	460%	1 465 955 725	308 684 275	83%	17%	386 064 550
UK	1 521 120 000	461%	184 053 870	1 337 066 130	12%	88%	329 870 775
Włochy	760 560 000	271%	183 605 431	576 954 569	24%	76%	281 038 292
Hiszpania	253 520 000	101%	91 929 498	161 590 502	36%	64%	250 073 206
Polska(2015)	245 600 000	149%	186 700 000	58 900 000	76%	24%	164 381 451

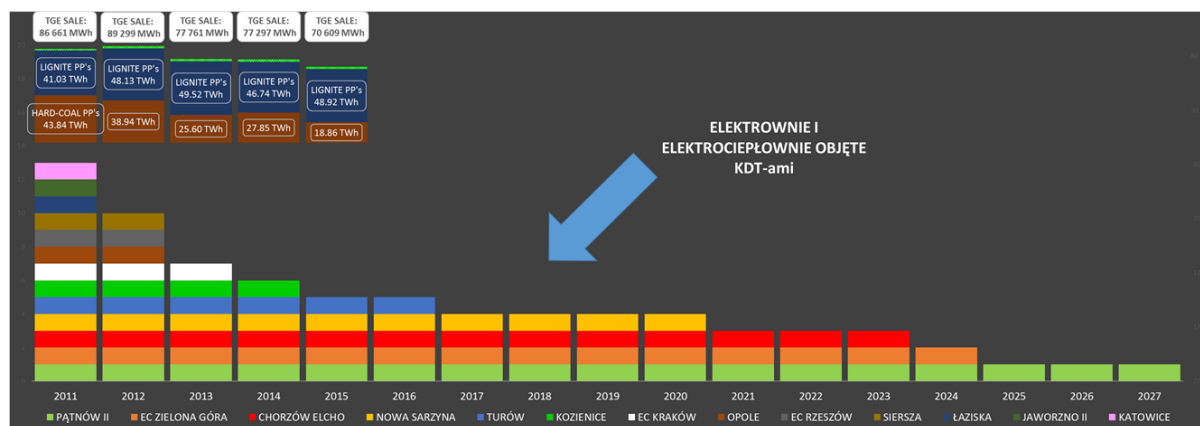
Na podstawie tabeli widać między innymi, że:

- **Nie ma obecnie rynku w Europie, na którym obowiązywałoby obligo giełdowe.** Dawne obowiązki funkcjonujące w Rumunii i we Włoszech zostały zniesione.
- **Relacja obrotu giełdowego do całkowitego obrotu na danym rynku mieści się w zakresie 12%-83%** w zależności od dojrzałości rynku i genezy jego powstania. Polska zajmuje drugie miejsce po tradycyjnie zmonopolizowanym Nordpoolu.
- **Krotność obrotu (*turn*), czyli stosunek całkowitego obrotu do zużycia energii na danym rynku, waha się od 1,01 do 13,7.** Tutaj najsilniejsze są Niemcy, a Polska zajmuje jedno z końcowych miejsc, chociaż nie ostatnie.

3. Zmiana KDT a wolumen obrotu na TGE

Analizując **poziom sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni na TGE**, wolumen tej sprzedaży **stopniowo maleje** z poziomu **86,6 TWh** w **2011** roku do **70,6 TWh** w **2015** roku – spadek o **16,6 TWh**.

Wyraźny spadek sprzedaży energii elektrycznej w latach 2011 - 2015 na TGE nastąpił wśród grupy elektrowni opalanych węglem kamiennym (- **24,98 TWh**, kolor brązowy na rysunku poniżej). W tym samym okresie wzrost sprzedaży na TGE natomiast miał miejsce wśród elektrowni opalanych węglem brunatnym (+**7,88 TWh**, kolor granatowy). Sprzedaż elektrociepłowni ma niewielkie znaczenie (kolor zielony). W ww. okresie kończą się kolejne umowy w ramach tzw. kontraktów długoterminowych (KDT) wytwórców, co przedstawiono na rysunku 8: m.in. dla Elektrowni Kozienic (2014), Elektrociepłowni Kraków (2013), czy Elektrowni Opolo (2012).



Rys. 8. Kontrakty długoterminowe elektrowni i elektrociepłowni a sprzedaż energii elektrycznej na TGE

W 2016 upłynął czas obowiązywania KDT dla Elektrowni Turów, co przekłada się na spadek obliża około **7 TWh**. Począwszy od 2017 roku PGE obowiązuje więc 15% obliża. Wszystko wskazuje jednak, że nie tylko produkcja Turowa sprzedawana była dotychczas jako wypełnienie obowiązku publicznej sprzedaży. Z raportu rocznego PGE wynika, iż „energia elektryczna produkowana przez JWCD sprzedawana była w ramach tzw. obliża giełdowego za pośrednictwem TGE” (...) „Z uwagi na obowiązujące w roku 2016 tzw. obliża giełdowe podstawowym kierunkiem sprzedaży energii była Towarowa Giełda Energii. Sprzedaż odbywała się na rynku terminowym oraz na rynku spot gdzie następowało dobilansowanie pozycji kontraktowej.”

Powyższe znajduje potwierdzenie w wolumenie energii sprzedawanej na TGE, który kolejno wynosił - 2012: 53.5 TWh, 2013: 54,73 TWh, 2014: 56,54 TWh, 2015: 57,71 TWh, 2016: 53,15 TWh. Wszystko wskazuje zatem na to, że wraz z upływem obowiązywania KDT dla Elektrowni Turów w 2016 roku, Grupa PGE zmieniła kierunek sprzedaży wytwarzanej energii elektrycznej. Pozostałe grupy energetyczne nie podają jednoznacznie wolumenu energii

sprzedawanej na giełdzie. ENERGA w 2016 roku sprzedała o **5,4 TWh** mniej energii rozumianej jako pozostała sprzedaż hurtowa (zatem niekoniecznie TGE).

Do wytwórców energii elektrycznej w dalszym ciągu objętych KDT należą: EC Zielona Góra, Pątnów II, Chorzów Elcho i Nowa Sarzyna. Teoretycznie są one zobligowane do sprzedaży 100% wyprodukowanej energii na giełdzie (pomniejszonej o energię wyprodukowaną z OZE, czy zużytą na potrzeby własne). Teoretycznie, ponieważ w przypadku EC Zielona Góra jest to w praktyce około **70%**, a Pątnów II jest zwolniony z obowiązku publicznej sprzedaży w stosunku do **60%** wytwarzanej energii do końca 2019 roku.

Obowiązek giełdowy związany z rekompensatami w związku z przedterminowym rozwiązaniem KDT w odniesieniu do dużych krajowych grup energetycznych wygasł odpowiednio: Grupa Tauron – 2012, Grupa Enea 2014, Grupa PGE 2016, co przedstawiono w tabeli 6.

Tabela 6. Kontrakty długoterminowe elektrowni i elektrociepłowni

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
BOT Elektrownia Opole S.A																						
BOT Elektrownia Turów S.A																						
Południowy Koncern Energetyczny S.A.																						
Elektrownia Kozienice S.A.																						
Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.																						
ZE PAK - Pątnów II																						
Elektrociepłownia Rzeszów S.A.																						
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.																						
Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o.																						
Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.																						
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.																						
Elektrociepłownia Gorzów S.A.																						

Zmiana kierunku sprzedaży wytwarzanej energii elektrycznej począwszy od 2017 roku (rozumianego jako okres dostawy) znajduje potwierdzenie w raportach publikowanych przez Prezesa URE. Wytwórcy objęci obligiem są zobowiązani na podstawie art. 49a ust. 9 do przekazywania Prezesowi URE informacji w terminie do dnia 31 marca roku następnego sprawozdania „z wykonania obliga”. Zgodnie z art. 49a ust. 7 przekazują również Prezesowi URE informacje o zawartych umowach, na podstawie których sprzedają wytworzoną energię na zasadach innych niż określone w art. 49 a ust. 1 i 2. W ujęciu kwartalnym (w oparciu o raporty otrzymane od wytwórców) URE publikuje średnie kwortalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne oraz odpowiadający mu wolumen. Są to więc ceny i odpowiadające im wolumeny energii elektrycznej sprzedanej poza giełdą – umowy sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawarte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii w sposób określony w art. 49a ust 1 i 2. Dla ostatnich lat wolumen energii sprzedanej w ten sposób był następujący (w ujęciu kwartalnym pomiędzy 9 – 15 TWh):

2013	2014	2015	2016
52,74 TWh	40,45 TWh	54,67 TWh	49,5 TWh

W tym czasie wolumen energii sprzedanej przez wytwórców na TGE był następujący:

2013	2014	2015	2016
77,76 TWh	77,3 TWh	70,6 TWh	65,8 TWh

Razem daje to odpowiednio:

2013	2014	2015	2016
130,5 TWh	117,75 TWh	125,27 TWh	115,3 TWh

Sytuacja ulega zmianie z początkiem 2017 roku – w pierwszym kwartale 2017 – **Q1/17** wolumen energii sprzedanej **poza giełdą** wyniósł **22,89 TWh**, czyli widać znaczący wzrost w porównaniu do wcześniejszych lat. Jeśli ta tendencja się utrzyma to w ujęciu rocznym można go szacować na **87 – 88 TWh**, co daje **wzrost sprzedaży poza TGE** o blisko **40 TWh**.

Czasowo na poziom obrotów na TGE mogła również wpłynąć jeszcze jedna kwestia formalno – prawna. Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii (ustawa o OZE) z dniem 4 maja 2015 r. dokonała zmiany m.in. art. 49a ust. 5 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne, zgodnie z którym obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej nie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii. Zgodnie z ustawą o OZE, instalację odnawialnego źródła energii stanowi również m.in. instalacja spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt 15 ustawy o OZE), w której energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z biomasy (tj. w ramach tzw. współspalania), biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalanych wspólnie z innymi paliwami. Stosując wykładnię przepisów ustawy - Prawo energetyczne dotyczących obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, uwzględniając definicje instalacji odnawialnego źródła energii oraz instalacji spalania wielopaliwowego, przedsiębiorstwa energetyczne objęte obowiązkiem publicznej sprzedaży energii elektrycznej i dysponujące instalacjami spalania wielopaliwowego, 4 maja 2015 r., na mocy art. 49a ust. 5 pkt 2 ustawy, uzyskały bezwarunkowe (nieograniczone) uprawnienie do skutecznego wyłączenia spod obowiązku publicznej sprzedaży całego wolumenu energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji spalania wielopaliwowego, niezależnie od tego czy energia ta pochodzi z odnawialnych źródeł energii czy z paliw kopalnych. Natomiast przed wejściem w życie nowelizacji powołanego przepisu, tylko wolumen energii elektrycznej uznanej za wytworzoną w odnawialnym źródle energii (tj. potwierdzony odpowiednią ilością świadectw pochodzenia) mógł pomniejszyć ilość energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży. Wraz z początkiem 2017 roku zapis art. 49 a ust. 5 pkt 2 został zmieniony i odnosi się obecnie do energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii. Trudno jednak jednoznacznie stwierdzić czy wytwórcy rzeczywiście skorzystali w jakimś stopniu z ww. „luki” w prawie.

III. ANALIZA PRZYCZYŃ SPADKÓW ILOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ NOTOWANEJ NA RYNKU GIEŁDOWYM

Spadek obliża giełdowego oraz bierność i pasywna postawa TGE oraz IRGiT w kreowaniu rozwiązań zachęcających uczestników do aktywności na rynku są głównymi przyczynami spadku ilości energii elektrycznej handlowanej na rynku giełdowym.

Obligo giełdowe znacząco zwiększyło wolumen obrotów/płynność rynku hurtowego energii elektrycznej w latach 2010 – 2015. Obecnie obligo nadal obowiązuje i wynosi 15% dla wszystkich wytwórców energii elektrycznej z wyłączeniem źródeł kogeneracyjnych i OZE. **Wzrost obrotów na TGE był katalizatorem dodatkowego obrotu wtórnego**, wygenerował dodatkową aktywność/obroty ponad wolumeny wynikające wyłącznie z wielkości obliża (15%/100% dla wybranych wytwórców energii elektrycznej). Zwiększała się skłonność do zawierania transakcji u pozostałych uczestników rynku nie objętych tym obowiązkiem. Dodatkowe wolumeny na TGE wykreowały wzrost wolumenów także na rynku OTC, w tym na platformach brokerskich (efekt „kuli śnieżnej”). Wykreowanie wiarygodnych indeksów cenowych na rynku zorganizowanym, służących całemu rynkowi energii elektrycznej, poza możliwością transparentnego rozliczenia historycznych kontraktów długoterminowych KDT, pozwoliło na zbudowanie „benchmarków” cenowych służących zarówno sprzedawcom jak i odbiorcom końcowym. Dłuższy horyzont kontraktacji, choć nie musiał być skutkiem obowiązującego obliża, pomagał sprzedawcom energii elektrycznej w konstruowaniu ofert wieloletnich ze stałą ceną, ofert indeksowanych do notowań giełdowych, itp. Największym beneficjentem wzrostu obrotów na TGE, poza uczestnikami rynku dla których powyższe czynniki poprawiły jakość funkcjonowania była sama Giełda Energii. Umożliwienie wywiązania się z obliża giełdowego w praktyce jedynie za pośrednictwem jednej platformy (TGE), stworzyło naturalny monopol nie stymulujący do zwiększenia aktywności przez tą platformę.

Bierność w skutecznym rozwijaniu oferty produktowej i pasywna postawa TGE oraz IRGiT wobec uczestników rynku wynikająca między innymi z wykorzystywania posiadanego monopolu na rynku energii (jedna giełda towarowa, jeden podmiot prowadzący rejestr świadectw pochodzenia i obrót prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia, istniejące stosunkowo wysokie obligo giełdowe dla gazu), **przejawia się następującymi elementami:**

- brak wystarczającej liczby animatorów, niechęć TGE w nawiązywaniu i rozszerzaniu współpracy z animatorami na warunkach animacji bardziej interesujących uczestników niż standardowe;

- brak pełnego i ogólnego wdrożenia przez TGE nettowania wymaganych zabezpieczeń dla różnych produktów i towarów (tzw. cross-commodity netting);
- brak pełnego i ogólnego wdrożenia przez TGE nettowania wymaganych zabezpieczeń spółek należących do tej samej grupy kapitałowej;
- fiasko wdrożenia terminowego rynku finansowego, w tym konstrukcja produktu nieatrakcyjna dla wytwórców, konieczność korzystania z banku clearingowego, nieatrakcyjne opłaty giełdowe;
- brak reakcji na zgłaszane propozycje zmian, w tym zmian funkcjonalności systemu informatycznego;
- korekty podatku VAT z tytułu opłat giełdowych naruszające zaufanie do TGE jako profesjonalnej instytucji zaufania publicznego;
- brak aktywności w zakresie dostosowania regulacji giełdowych do propozycji uczestników rynku.

Kolejną przyczyną spadku obrotów giełdowych, która była jednak czynnikiem zewnętrznym, było zmniejszenie się liczby aktywnych „graczy giełdowych” z sektora energetycznego i finansowego, na skutek ograniczenia przez firmy zagraniczne działalności w Polsce oraz wycofania się instytucji finansowych z sektora commodities.

Do innych przyczyn spadku ilości energii notowanej na rynku giełdowym można zaliczyć:

- niepewność co do kształtu/modelu nowego rynku terminowego po wejściu w życie przepisów dyrektywy MiFID II;
- niepewność co do poziomów cenowych po wprowadzeniu zmian na rynku bilansującym, zmian w ORM, rynku mocy;
- coraz większe obowiązki raportowania, szczególnie uciążliwe organizacyjnie i finansowo dla „mniejszych graczy”;
- spodziewane zmiany zasad zabezpieczeń finansowych na IRGiT po wdrożeniu dyrektywy MiFID II (wyłącznie gotówka, bez gwarancji bankowych i zastawu na PM).

Możliwe skutki spadku ilości energii elektrycznej notowanej na rynku giełdowym:

- zmniejszenie wiarygodności sygnałów cenowych;
- zwiększone ryzyko wolumenu związane z trudnością zabezpieczenia portfeli wytwórczych oraz sprzedaży do odbiorców końcowych energii elektrycznej, powodujące zwiększenia ryzyka systemowego na hurtowym rynku energii;
- ograniczona możliwość konstruowania innowacyjnych, długoterminowych ofert dla odbiorców.

IV. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ POPRAWIAJĄCYCH SYTUACJĘ

Proponujemy następujące **działania poprawiające sytuację**:

- umożliwienie praktycznego wywiązania się obowiązku sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców na większej niż jedna liczbie platform, co powinno uruchomić konkurencję cenową, zmniejszając finansowe obciążenia związane z transakcjami i zwiększyć atrakcyjność tego segmentu rynku;
- możliwość realizacji obliwa giełdowego dla wszystkich spółek grupy kapitałowej przez wskazaną, dowolną spółkę w grupie kapitałowej;
- wprowadzenie stawek progresywnych dla opłat giełdowych;
- uatrakcyjnienie zachęt dla animatorów, zwiększenie ich liczby, zmiana zasad animacji;
- rozwój alternatywnych form zabezpieczeń - depozytów, nettowanie zabezpieczeń, analiza krzywych ryzyka/algorytmów ustanawiania depozytów;
- analiza krzywych ryzyka pod kątem adekwatności i bezpieczeństwa, porównanie do innych rynków (EEX, NordPool);
- analiza długości sesji giełdowej na poszczególnych rynkach dostosowana do potrzeb uczestników rynku;
- dopuszczenie do powstania konkurencyjnej towarowej giełdy energii (może w formie klastra/spółdzielni uczestników rynku), co powinno poprawić innowacyjność i wywołać presję na efektywność kosztową;
- wdrożenie innowacyjnych produktów, w tym dobrze znanych z innych branż/usług, np. „happy hours” - obniżona stawka za transakcje w wybranych godzinach;
- wprowadzenie promocji/specjalnych ofert dla nowych członków – po poniesieniu wysiłku organizacyjnego i finansowego nowy członek będzie bardziej skłonny do pozostania i aktywności na giełdzie.

Dodatkowo pragniemy zauważyć, że ewentualne zwiększenie wysokości obowiązkowej sprzedaży energii elektrycznej może poprawić płynność na hurtowym rynku energii elektrycznej, ale zwiększy jednak poziom obciążenia finansowego podmiotów zobowiązanych¹. Wprowadzenie kolejnego obliwa/zwiększenie obecnego obowiązku bez działań towarzyszących nie uatrakcyjni w sposób trwały giełdowego rynku energii jako miejsca zawierania transakcji na rynku hurtowym i będzie kolejną ingerencją na drodze regulacji, lecz w dalszym ciągu będzie to okres trwania TGE/IRGiT w stagnacji rozwojowej,

¹ Według szacunków TOE, w roku 2016 wolumen energii objęty obowiązkiem sprzedaży na giełdzie wynosił ok. 30 TWh, co przekłada się na wartość wymaganych depozytów zabezpieczających (pieniężnych i niepieniężnych) w wysokości ok. 370 mln PLN. Hipotetyczne podwojenie obliwa giełdowego z 15% do 30% oznaczałoby dla tego samego 2016 roku odpowiednio wolumen objęty obowiązkiem ok. 51 TWh (tj. wzrost o 21 TWh) oraz wartość wymaganych zabezpieczeń w wysokości ok. 628 mln PLN (tj. wzrost o 270 mln PLN). Koszty wnoszenia i utrzymywania depozytów zabezpieczających są zależne od wielu czynników, w tym rodzaju zabezpieczenia (gotówka, gwarancje bankowe, zastawy na prawach majątkowych itp.), stóp procentowych, sytuacji ekonomicznej konkretnego członka giełdy; szacuje się, że zabezpieczenie handlu na giełdzie kosztuje średnio ok. 0,70 PLN/MWh.

jak miało to miejsce dotychczas. Istnieje uzasadnione ryzyko, że po wygaśnięciu/zmniejszeniu ewentualnego wyższego obowiązku ponad obecne 15%, płynność rynku giełdowego ponownie drastycznie spadnie. Rozwiązania tego typu powinny być zatem poprzedzone głęboką i rzetelną analizą, być niejako warunkowe oraz w ograniczonym czasie dawać „wsparcie” dla organizatorów rynku hurtowego (w szczególności TGE) w celu wdrożenia innowacyjnych rozwiązań i działań służących znacznej poprawie atrakcyjności giełdy energii jako głównego miejsca zawierania transakcji na rynku hurtowym.

V. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

DM	- Dom Maklerski
EEX	- The European Energy Exchange
IRGiT	- Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych
JWCD	- Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
KDT	- kontrakty długoterminowe
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LN	- logarytmiczna stopa zwrotu
ME	- Ministerstwo Energii
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
OZE	- odnawialne źródła energii
ORM	- operacyjna rezerwa mocy
OTC	- over-the-counter
POEE	- Platforma Obrót Energiją Elektryczną
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 Obrót Energiją
URE	- Urząd Regulacji Energetyki

VI. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

Ustawodawstwo unijne

- [1] 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
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie nr 1228/2003
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE

Ustawodawstwo polskie

- [5] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. (Dz. U. poz. 478 z późn. zmianami)
- [6] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn. zmianami)

Materiały źródłowe (pozostałe)

- [7] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2017 r. Raport TOE. Warszawa, 20 kwietnia 2017 r.
- [8] Statystyka elektroenergetyki polskiej. ARE SA, 2016
- [9] Dane dostarczone przez spółki obrotu - członków wspierających TOE, 2016/2017

Strony internetowe

- [10] www.cire.pl
- [11] www.pse.pl
- [12] www.ure.gov.pl
- [13] www.toe.pl
- [14] www.tge.pl

VII. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XIV KADENCJI

Skład Rady Zarządzającej TOE XIV kadencji (na dzień 21 czerwca 2017 r.):

- kol. Piotr Adamczak - Prezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Krzysztof Bonk - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Bolesław Jankowski - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Marek Krzysteczko - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Tomasz Lender - Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Krzysztof Borowiec
- kol. Piotr Hawliczek
- kol. Dawid Klimczak
- kol. Jacek Komolka
- kol. Błażej Krawczyszyn
- kol. Grzegorz Lot
- kol. Janusz Moroz
- kol. Robert Rutowicz
- kol. Krzysztof Salamon
- kol. Iwona Ustach

VIII. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU

Skład osobowy Zespołu TOE ds. opracowania Raportu:

- kol. Paweł Dominik - ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Maciej Flakowicz - PKP Energetyka S.A.
- kol. Kamil Kondracki - ELEKTRIX S.A.
- kol. Marek Król - PGE Dom Maklerski S.A.
- kol. Michał Kukurba - Polenergia Obrót S.A.
- kol. Marek Kulesa - TOE
- kol. Aleksandra Naczyńska - Gortat - EDF Polska S.A.
- kol. Andrzej Pająk - ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Marcin Sikorski - ENERGA Obrót SA
- kol. Adam Szczęsny - PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Piotr Wąsik - Enteneo Energy Trading Sp. z o.o.
- kol. Adam Wędrychowski - Alpiq Energy SE Spółka europejska Oddział w Polsce
- kol. Arkadiusz Wronka - TAURON Polska Energia S.A.