

- ¹³ J.G.J. Olivier et al., *Trends in Global CO₂ emissions: 2016...*, op. cit., s. 12 i 42-43.
- ¹⁴ J.G.J. Olivier et al., *Trends in Global CO₂ emissions: 2016...*, op. cit., s. 12, 42-43; J.G.J. Olivier et al., *Trends in Global CO₂ emissions: 2015 Report*, PBL NEAA, The Hague 2015, s. 12-13.
- ¹⁵ J.G.J. Olivier et al., *Trends in Global CO₂ emissions: 2016...*, op. cit., s. 19 oraz J.G.J. Olivier et al., *Trends in Global CO₂ emissions: 2015 Report*, PBL NEAA, The Hague 2015, s. 17-18.
- ¹⁶ J.G.J. Olivier et al., *Trends in Global CO₂ emissions: 2016...*, op. cit., s. 4.
- ¹⁷ Ibidem, s. 50-52.
- ¹⁸ *Developing Countries - Are Responsible for 63 Percent of Current Carbon Emissions*, Center for Global Development, <https://www.cgdev.org/media/developing-countries-are-responsible-63-percent-current-carbon-emissions> [dostęp: 12.02.2017]; P. Ważniewski, *Dążenie do osiągnięcia światowego porozumienia klimatycznego a nowe inicjatywy UE*, „Unia Europejska.pl”, nr 5 (228) 2014.
- ¹⁹ *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, COM(2011) 112, 8.3.2011, s. 11-15.
- ²⁰ P. Ważniewski, *Dążenie do osiągnięcia światowego porozumienia klimatycznego a nowe inicjatywy UE*, „Unia Europejska.pl”, nr 5 (228) 2014.
- ²¹ Adoption of the Paris Agreement, *Proposal by the President Draft decision -/CP.21 United Nations FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1*, Conference of the Parties Twenty-first session Paris, 30 November to 11 December 2015, 12 December 2015, art. 2, <http://www.allpowerlabs.com/wp-content/uploads/2015/12/COP21Agreement.pdf> [dostęp: 20.12.2015].
- ²² *Outcomes of the U.N. Climate Change Conference in Paris*, 21st Session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP 21), 30 November - 12 December 2015, Center for Climate and Energy Solution, December 2015.
- ²³ *COP21 bez jednomyślności, Polska ma czerwone linie*, rp.pl, 11.12.2015, <http://www.rp.pl/Energianews/312119875-COP21-bez-jednomyslności-Polska-ma-czerwone-linie.html> [dostęp: 20.12.2016].
- ²⁴ *Bogaci od 2020 r. zapłacą 100 mld na rzecz klimatu*, biznes.onet.pl, 7.12.2015, <http://biznes.onet.pl/wiadomosci/energetyka/bogaci-od-2020-roku-zaplaca-100-mld-dol-na-rzecz-klimatu/zxdjme> [dostęp: 20.12.2016].
- ²⁵ *Premier podpisała porozumienie klimatyczne*, rp.pl, 22.04.2016, <http://www.rp.pl/Swiat/304229913-Premier-podpisala-porozumienie-klimatyczne.html#ap-1>
- ²⁶ *Podsumowanie szczytu klimatycznego COP22*, chronmyklimat.pl, 19.11.2016, <http://www.chronmyklimat.pl/wiadomosci/polityka-klimatyczna/podsumowanie-szczytu-klimatycznego-cop22.html>
- ²⁷ *The Emission Gap Report 2016*, United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi 2016, s. 16.
- ²⁸ N. Klein, *To zmienia wszystko...*, op. cit., s. 12.
- ²⁹ M.L. Weitzman, *Przekształcanie planety za pomocą geoinżynierii*, [w:] I. Palacios-Huerta (red.), *Gospodarka za sto lat*, Kurhaus, Warszawa 2014, s. 231-233.
- ³⁰ Ibidem, s. 254.
- ³¹ N. Klein, *To zmienia wszystko...*, op. cit., s. 22.
- ³² H. Rogall, *Ekonomia zrównoważonego rozwoju. Teoria i praktyka*, Zysk i S-ka Wydawnictwo, Poznań 2010, s. 63-66.
- ³³ N. Klein, *To zmienia wszystko...*, op. cit., s. 22-25 oraz 85-87.
- ³⁴ Ibidem, s. 58-64.
- ³⁵ Ibidem, s. 14-15 i 58-60.
- ³⁶ Ibidem, s. 32-33.
- ³⁷ Ibidem, s. 12 oraz 481-482.
- ³⁸ J. Rifkin, *Trzecia rewolucja przemysłowa*, Wydawnictwo Sonia Draga, Katowice 2012.
- ³⁹ N. Stern, *Economics of Climate Change*, „American Economic Review”, 2006, vol. 98:2, s. 1-37.
- ⁴⁰ W.D. Nordhouse, *A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change*, „Journal of Economic Literature”, Vol. XLV (September 2007).
- ⁴¹ G. Friedman, *Następna dekada. Gdzie byliśmy i dokąd zmierzamy*, Wydawnictwo Literackie, 2012, s. 291; T. Piketty, *Kapitał w XXI wieku*, Wydawnictwo Krytyki Politycznej, Warszawa 2015, s. 718-721.
- ⁴² M. Popkiewicz, *Świat na rozdrożu...*, op. cit., s. 473-474; J. Stiglitz, *Wizja sprawiedliwej globalizacji. Propozycje usprawnień*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2007, s. 196.
- ⁴³ M. Weitzman, *Przekształcanie planety...*, op. cit., s. 229-250.
- ⁴⁴ *Tysiące fabryk w Chinach pracowało mimo smogowego alertu*, onet.pl, 21.12.2016, <http://biznes.onet.pl/wiadomosci/swiat/tysiac-fabryk-w-chinach-pracowalo-mimo-smogowego-alertu/kz5n4n> [dostęp: 22.12.2016].
- ⁴⁵ WHO: *Powietrze szkodzi 92 proc. mieszkańców Ziemi*, rp.pl, 27.09.2016, <http://www.rp.pl/Ekologia/160929391-WHO-Powietrze-szkodzi-92-proc-mieszkanow-Ziemi.html> [dostęp: 20.12.2016].
- ⁴⁶ R. Fücks, *Zielona rewolucja*, op. cit., s. 110-112.
- ⁴⁷ Ibidem.
- ⁴⁸ Ibidem, s. 88.
- ⁴⁹ Ibidem, s. 90-91 i 144.
- ⁵⁰ W. Szymański, *Kryzys globalny. Pierwsze przybliżenie*, Difin SA, Warszawa 2009, s. 176-177.
- ⁵¹ R. Fücks, *Zielona rewolucja...*, op. cit., s. 145-146.
- ⁵² Ibidem, s. 185.
- ⁵³ Ibidem, s. 186-188.

WPŁYW RYZYKA REGULACYJNEGO NA RYNKACH FINANSOWYCH NA FUNKCJONOWANIE SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO

*Dariusz Michalski, Paweł Hawranek**

Wprowadzenie

Europejskie koncerny elektroenergetyczne stoją przed wyzwaniem wynikającym ze zmiany przepisów regulujących ich działalność na hurtowym rynku energii elektrycznej. Rynki energii charakteryzują powiązania, które można rozpatrywać na trzech płaszczyznach:

- 1) przepływów fizycznych powiązanych z aktywami trwałymi;
- 2) finansowania działalności operacyjnej;

3) przepisów regulujących dopuszczalne zachowania na rynku.

Ogólnie – zdaniem autorów – każda z powyższych płaszczyzn jest wystarczająco przedstawiona w literaturze poświęconej rynkowi energii. Problemem staje się natomiast konieczność koordynowania przepływów finansowych i informacyjnych. Ponadto każda z płaszczyzn zazwyczaj podlega odrębnym przepisom prawnym i jest nadzorowana przez inny organ. Brak spójnych przepisów rodzi z kolei ryzyko wykorzystywania luk prawnych, a w konsekwencji – uzyskiwania korzyści z nieuzasadnionych przewag rynkowych przez uczestników obrotu¹.

Jednocześnie istnieje ryzyko, że regulacje przyjęte dla rynków finansowych mogą wpływać negatywnie na uczestników rynków towarowych, którzy wykorzystują instrumenty finansowe zarówno do spekulacji, jak i zabezpieczenia ryzyka rynkowego i kredytowego. Można zatem mieć obawy, że neutralizowanie ryzyka systemowego doprowadzi do przeregulowania handlu na rynkach towarowych, co negatywnie wpłynie na płynność rynku, dostęp do giełd i instrumentów finansowych oraz doprowadzi do niepożądanego wzrostu kosztów działalności operacyjnej elektroenergetyki.

W artykule rozpatrywane są następujące akty prawne Parlamentu Europejskiego i Rady²:

- ☞ Dyrektywa 2004/39/WE z 21 kwietnia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych (zmieniająca dyrektywę Rady 85/611/EWG i 93/6/EWG i dyrektywę 2000/12/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/22/EWG) (*Markets in Financial Instruments Directive – MiFID lub MiFID I*)³.
- ☞ Dyrektywa 2014/65/UE z 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (wersja przekształcona) (dalej jako MiFID II)⁴.
- ☞ Rozporządzenie (UE) nr 648/2012 z 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji (*European Markets Infrastructure Regulation – EMIR*)⁵.
- ☞ Rozporządzenie (UE) nr 1227/2011 z 25 kwietnia 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency – REMIT*)⁶.
- ☞ Dyrektywa 2013/36/UE z 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE (*Capital Requirements Directive IV – CRD IV*)⁷.
- ☞ Rozporządzenie (UE) nr 596/2014 z 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku oraz uchylające dyrektywę 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady i dyrektywy Komisji 2003/124/WE, 2003/125/WE i 2004/72/WE (*Market Abuse Regulation – MAR*)⁸.

Przywołanie powyższych regulacji rynków ma na celu zobrazowanie, jak skomplikowany prawnie jest obszar hurtowego rynku energii i w jak trudnym regulacyjnie otoczeniu prawnym przychodzi działać koncernom energetycznym.

Nowy system regulacyjny rynków finansowych w Unii Europejskiej a elektroenergetyka

Globalizacja rynków finansowych sprawia, że negatywne zjawiska szybko przenoszą się z jednego rynku na drugi lub z jednej części świata na drugą. Stąd tak często obserwowane jest zjawisko przenoszenia się kryzysów między państwami czy „zarażania” nimi kolejnych rynków. Zatem globalizacja (i połączona z nią liberalizacja) tworzą nowe ryzyka i zagrożenia dla przedsiębiorstw. Przyspieszenie procesu globalizacji rynków finansowych nastąpiło w latach 80. i 90. XX wieku. Liberalizacja krajowych rynków finansowych wyeliminowała ograniczenia w funkcjonowaniu instytucji finansowych, przyczyniając się do zmiany zakresu usług wykonywanych przez banki i ubezpieczycieli oraz zniesienia lub zmniejszenia ograniczeń w dostępie do lokalnych rynków finansowych. Liberalizacja przepływów kapitałowych między państwami oraz zniesienie ograniczeń w bezpośrednich inwestycjach zagranicznych i usługach finansowych jednak nie tylko wspierają globalizację rynków finansowych, ale także zwiększają ryzyko systemowe⁹.

Stąd dążenie Komisji Europejskiej do zwiększenia przejrzystości handlu i poszukiwanie sposobu zmniejszenia ryzyka systemowego. Unia Europejska, po kryzysie instytucji finansowych zapoczątkowanym upadkiem banku *Lehman Brothers*, konsekwentnie dąży do zapewnienia przejrzystości rynków finansowych i wybranych rynków towarowych, najbardziej zbliżonych swoim charakterem do tych pierwszych. Znajduje to wyraz w próbie objęcia jednolitą regulacją unijną poszczególnych obszarów obu rynków. Dla rynku energii elektrycznej i gazu pierwszym takim działaniem ustawodawcy unijnego było przyjęcie rozporządzenia REMIT. Uczestnicy hurtowego obrotu energią elektryczną i gazu¹⁰ stanęli przed koniecznością zapewnienia przejrzystości handlu energią elektryczną i gazem zarówno na regulowanych platformach obrotu, jak i na rynku dwustronnych transakcji pozagiełdowych (*over-the-counter – OTC*)¹¹. Gdy wydawało się, iż koncerny energetyczne sprostają wymogom prawnym wynikającym z REMIT, przed spółkami obrotu pojawiły się nowe wyzwania związane z rozporządzeniem MAR, które weszło w życie w lipcu 2014 roku¹².

Przepisy regulujące handel derywatami towarowymi są jednym z najważniejszych zagadnień dla uczestników rynków finansowych i towarowych w Unii Europejskiej. Najbardziej kontrowersyjne z nich to pakiet regulacji pod nazwą „MiFID II” (zmieniający dyrektywę MiFID) oraz wspomniane rozporządzenia EMIR i MAR. Ponieważ rozporządzenia te w wielu miejscach pokrywają się i istnieją między nimi powiązania, a ponadto różnią się zakresem stosowania, uczestnicy rynku energii napotykają problemy z oceną

wpływu powyższych regulacji na ich działalność operacyjną. Jako przykład można podać kolejny akt prawny regulujący rynki finansowe, czyli dyrektywę CRD IV, której wpływ na działalność koncernów energetycznych będzie mógł zostać oceniony jedynie po stwierdzeniu, że zostaną one objęte (i w jakim zakresie) normami MiFID II. To zaś może nastąpić dopiero po zatwierdzeniu regulacyjnych standardów technicznych (RTS) w zakresie obliczania progów do zwolnień z MiFID II¹³.

Ramka 1

Ryzyko CRD IV

Zarządzanie ryzykiem systemowym w nowym systemie regulacyjnym instrumentów finansowych może doprowadzić do sytuacji, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne mogą zostać objęte wymogiem utrzymania adekwatności kapitałowej, zaprojektowanym dla instytucji finansowych (dyrektywa CRD IV i rozporządzenie CRR)¹⁴. Sytuacja ta wiąże się z koniecznością znacznego zwiększenia kapitału, co może pogorszyć ich płynność finansową oraz zredukować niezbędne inwestycje. Pojawia się zatem pytanie czy zasady dotyczące instytucji finansowych są właściwe dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Wymagania te dla uczestników rynków finansowych nie są czymś nowym, gdyż przed wejściem w życie MAR, podobne obowiązki, chociaż wyłącznie w zakresie nadużyć w handlu instrumentami pochodnymi odbywającym się na rynkach regulowanych (głównie giełdy), określała dyrektywa 2003/6/WE z 28 stycznia 2003 r. w sprawie wykorzystywania poufnych informacji i manipulacji na rynku, czyli tzw. dyrektywa MAD (*Market Abuse Directive*)¹⁵. Rozporządzenie MAR mogłoby zatem wejść w życie niezauważone przez uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej i gazu, gdyby nie oczekujący na wejście w życie pakiet regulacyjny MiFID II. Rozporządzenie MAR rozszerza bowiem wymagania związane z przeciwdziałaniem nadużyciom w handlu instrumentami pochodnymi na wszystkie rynki objęte dyrektywą MiFID II. Stanowi to zasadniczą zmianę w systemie regulacyjnym, a wraz z innymi omówionymi w tekście regulacjami prowadzi do całościowego objęcia hurtowego rynku energii elektrycznej (i gazu) nadzorem mającym zapobiegać nadużyciom i manipulacjom na tym rynku.

Dyrektywa MiFID II

Najważniejszym krokiem ku całościowej i spójnej regulacji rynku finansowego i towarowego hurtowego rynku energii była zmiana dyrektywy MiFID przez przyjęcie dyrektywy MiFID II. Treść propozycji, a zwłaszcza zaproponowane wartości graniczne dla działalności spekulacyjnej, wskazywała, iż Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (*European Securities and Markets Authority*) oraz Komisja Europejska dążą do objęcia przynajmniej największych koncernów elektroenergetycznych, a szczególnie ich spółek tradingowych, przepisami przeznaczonymi dla instytucji finansowych.

Oczywiście ryzyko to nie dotyczy wyłącznie elektroenergetyki, inne wielkie koncerny energetyczne, takie jak np. Royal Dutch Shell czy firmy aktywne na rynku metali, także stoją przed ryzykiem poniesienia kosztów w wysokości setek milionów euro wynikających z konieczności spełnienia wymogów MiFID II. Kontrakty *forward* rozliczane poprzez dostawę będą wyłączone z zakresu obowiązywania MiFID II, dlatego koncerny elektroenergetyczne będą podlegały przepisom rynku finansowego, głównie w zakresie instrumentów finansowych zabezpieczających ich ryzyko rynkowe i kredytowe oraz właśnie praw do emisji gazów cieplarnianych.

Ramka 2

Test zwolnienia dla działalności podstawowej

ESMA wstępnie zaproponowała test zwolnienia dla działalności podstawowej bazujący na kapitale zaangażowanym w działalność tradingową. Po uwagach koncernów elektroenergetycznych konstrukcja testu została zmieniona i bazuje na udziale działalności spekulacyjnej (*prop trading/nie hedging*) w całości działalności handlowej koncernu oraz udziale przedsiębiorstwa w rynku europejskim danego produktu. Zatem systemy regulacyjne MiFID II i EMIR obejmą głównie czołowe, międzynarodowe koncerny elektroenergetyczne.

Ze względu na konieczność dostosowania systemów informatycznych w instytucjach finansowych, wejście w życie MiFID II przesunięto o rok (jest planowane na 3 stycznia 2018 r.). Koncerny elektroenergetyczne mają zatem czas do końca 2017 r., aby przygotować niezbędne rozwiązania pod kątem zgodności ich funkcjonowania z MiFID II, przede wszystkim poprzez:

- ☞ dokonanie wewnętrznej oceny, czy wielkości i specyfika ich działalności tradingowej plasuje je w systemie regulacyjnym MiFID II;
- ☞ opracowanie niezbędnej strategii zapewnienia zgodności funkcjonowania podmiotu z obowiązującym prawodawstwem (*compliance*) na wypadek objęcia go dyrektywą MiFID II;
- ☞ przygotowanie systemów IT lub przynajmniej zgodnej z MiFID II metodyki pomiaru ekspozycji (co najmniej dla oceny możliwości korzystania ze zwolnienia dla działalności pomocniczej);
- ☞ wprowadzenie niezbędnych polityk w celu zapewnienia zgodności z obowiązującym prawodawstwem.

Dokonanie powyższej oceny poprzedzi podjęcie jednej z najważniejszych dla funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych decyzji, a mianowicie potencjalnego ograniczenia działalności tradingowej w celu utrzymania jej na poziomie pozwalającym na pozostanie poza systemem MiFID II¹⁶.

Dla uczestników rynku ważne jest, że problem ten dostrzegła również ESMA w regulacyjnych standardach technicznych z grudnia 2015 r., wskazując na ogrom gromadzonych informacji i konieczność ich przetworzenia,

a co za tym idzie potrzebę współpracy z krajowymi regulatorami w celu należytej weryfikacji osiągania progów granicznych MiFID II przez przedsiębiorstwa energetyczne. Wszystko to wskazuje zatem na bardzo wysokie ryzyko regulacyjne związane z szczegółowymi rozwiązaniami prawnymi zawartymi w MiFID II.

Ramka 3

Przykłady źródeł ryzyka regulacyjnego dla elektroenergetyki

- Wejście w życie standardów technicznych w ostatniej chwili i brak czasu na dostosowanie się do zmian. Przykładowo, rozporządzenie (UE) 2016/1055, regulujące wdrażanie MAR w zakresie sprawozdawczości informacji wrażliwych, opublikowane 29 czerwca 2016 r., weszło w życie już trzy dni później, tj. 3 lipca 2016 r., nie zapewniając uczestnikom rynku czasu niezbędnego na dostosowanie się do nowych wymogów prawa.
- Obszar manipulacji rynkowej. Brak porozumienia między Komisją Europejską i ESMA w sprawie przekazywania informacji wrażliwych z EU ETS przez koncerny elektroenergetyczne i podmioty przemysłowe, już objęte systemem REMIT.
- Wyłączenia z zakresu stosowania MiFID II. Brak porozumienia w 2016 r. między ESMA i Komisją Europejską w zakresie głównego elementu zmienionej dyrektywy MiFID II, tj. testu badającego możliwość zwolnienia z obowiązku stosowania MiFID II podmiotów działających na własny rachunek. Zwiększyło to niepewność co do przyszłych warunków funkcjonowania koncernów elektroenergetycznych, kosztów dostosowania do nowych warunków funkcjonowania oraz czasu dostępnego na dostosowanie się do nowych wymogów (ciągłe opóźnianie potwierdzenia technicznych standardów doprowadziło m. in. do rocznego opóźnienia wejścia w życie MiFID II).

Rozporządzenie EMIR

Rozporządzenie EMIR, które weszło w życie w 2012 r., jest ściśle powiązane z MiFID II. Przedsiębiorstwa objęte MiFID II będą również podlegać EMIR, którego celem jest zwiększenie transparentności rynku OTC poprzez obowiązkową sprawozdawczość transakcji instrumentami finansowymi na rynku pozagiełdowym oraz ich centralne rozliczanie, jeżeli przedsiębiorstwo przekroczy określoną wartość derywatów w swoim portfelu¹⁷. Obowiązek sprawozdawczy wchodzi w życie w grudniu 2018 r. i przedsiębiorstwo, niebędące instytucją finansową, ale przekraczające wskazany wyżej poziom wartości derywatów OTC w portfelu, będzie musiało rozliczyć centralnie nawet transakcje zabezpieczające (*hedging*)¹⁸.

Rozporządzenie EMIR wpłynęło na wzrost liczby raportów przygotowywanych przez przedsiębiorstwa handlujące derywatami oraz przyczyniło się do zwiększenia zakresu ich centralnego rozliczania. Równocześnie wystąpiły zakłócenia we wdrażaniu tej regulacji, wynikające z różnic w definiowaniu instrumentów finansowych przez ustawodawstwo poszczególnych państw członkowskich, będące następstwem niejednolitego wdrożenia postanowień MiFID I do ich

porządków prawnych¹⁹. Zmieni się to dopiero w momencie wejścia w życie MiFID II i związanego z tym jednolitego podejścia do definiowania instrumentów objętych EMIR i MiFID. Zmiany te wywołują obawy elektroenergetyki z powodu możliwego znacznego wzrostu kosztów hedgingu i ograniczenia płynności handlu na rynku terminowym energii elektrycznej. Jeżeli taki mechanizm zadziała, można się spodziewać wyjścia z hurtowego rynku energii części uczestników, dla których ponoszenie wspomnianych kosztów będzie zbyt dużym obciążeniem lub którzy przestaną postrzegać ten rynek jako atrakcyjny inwestycyjnie. Wspomniane ryzyko znajduje wyraz we wzroście kosztów ryzyka regulacyjnego²⁰. Próbując uniknąć konieczności ponoszenia tychże dodatkowych kosztów, a także korzystając z otwartego w 2016 r. przeglądu zawansowania wdrożenia rozporządzenia EMIR, koncerny energetyczne, podejmując działania lobbingowe, dowodzą, że ich kontrakty nie kreują ryzyka systemowego dla światowego systemu finansowego²¹. Co więcej, wskazują one, że rozporządzenie EMIR przyczynia się także do wliczania transakcji realizowanych poza UE do limitu clearingowego, np. w spółkach córkach spółek europejskich działających w USA. Podobne wątpliwości dotyczą rozliczeń w drodze potrącenia (*netting*). ESMA wskazuje, że *netting* (wzajemne rozliczenie) ekspozycji wliczanej do kalkulacji limitu centralnego rozliczenia (limit determinujący uznanie podmiotu za kontrahenta finansowego) może dotyczyć tylko transakcji z tym samym kontrahentem, które dodatkowo mają tę samą charakterystykę rozumianą jako podobny produkt, sposób rozliczenia, czas trwania itp. Jednakże produkty sprzedawane na hurtowym rynku energii elektrycznej właśnie ze względu na swoją specyfikę utrudniają tego typu prostą kwalifikację, pozwalającą na *netting*. Przedsiębiorstwo może kupić produkt z roczną dostawą, który następnie jest sprzedawany dalej na rynku w podziale na produkty kwartalne i miesięczne. Chociaż handel różnymi produktami odbywa się z tym samym kontrahentem i teoretycznie ekspozycja na ryzyko kredytowe nie występuje, gdyż wszystkie produkty można rozliczyć w drodze wzajemnego potrącenia, to zgodnie z wytycznymi ESMA, w tego typu relacjach handlowych pojawi się ekspozycja wliczana do limitu clearingowego, a co za tym idzie przedsiębiorstwo energetyczne może zostać zobowiązane do stosowania centralnego mechanizmu rozliczeń. Nałożenie takiego obowiązku spowoduje wzrost kosztów związanych z działalnością na rynku hurtowym energii.

Innym problemem w energetyce jest zakończenie w marcu 2016 r. okresu przejściowego dla kwalifikacji stosowania gwarancji bankowych jako zabezpieczeń składanych do izb rozliczeniowych. Zgodnie z EMIR, stosowanie jako zabezpieczenia wyłącznie gotówki lub innych, równie płynnych instrumentów finansowych (dopuszcza się także obligacje skarbowe) pozwoli na uniknięcie skutków tej regulacji. A zatem korzystanie z zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych zwiększy ekspozycję wliczaną do kalkulacji limitu centralnego rozliczenia, a tym samym podniesie ryzyko uznania za podmiot finansowy i związane tą okolicznością obowiązki płynące z EMIR.

Ocena przyszłych skutków przepisów rozporządzenia EMIR rodzi pytanie, czy energetyka i handel instrumentami

finansowymi rynku energii elektrycznej generują aż tak wysokie ryzyko systemowe, że należy go tak restrykcyjnie nadzorować²².

Powstają wątpliwości, czy obowiązek centralnego rozliczenia handlu derywatami na rynku pozagiełdowym (OTC) znajduje uzasadnienie. Ponoszenie wysokich kosztów oraz wpływ tego obowiązku na płynność rynku nie są równoważone przez zmniejszenie ryzyka systemowego na rynku finansowym. Ponadto, EMIR powtarza niektóre zapisy MiFID II, szczególnie związane z limitowaniem działalności spekulacyjnej oraz zwolnienia w zakresie tzw. działalności pomocniczej – dwa ograniczenia w handlu w dyrektywie MiFID II oraz jedno w rozporządzeniu EMIR. Jednocześnie

należy wskazać, że ograniczenie obowiązku centralnego rozliczenia transakcji powinno:

- ☞ Pomóc zwiększyć płynność rynku energii elektrycznej w UE i poprawić warunki zabezpieczenia ryzyka rynkowego koncernów elektroenergetycznych oraz ich klientów (np. dużych zakładów przemysłowych).
- ☞ Wesprzeć także rozwój niewielkich, innowacyjnych przedsiębiorstw tradingowych. Przedsiębiorstwa działające na wielu rynkach do rozliczenia poziomu wykorzystania limitu będą musiały wliczyć także transakcje z kontrahentami spoza terenu objętego regulacjami EMIR (np. handel z przedsiębiorstwem tradingowym z USA), co może znacząco zwiększyć ryzyko przekroczenia granicy obowiązku centralnego rozliczania transakcji.

Ramka 4

Ryzyko polityczne dla repozytoriów transakcyjnych

Można zidentyfikować wiele rodzajów ryzyka związanego z przekazywaniem danych o transakcjach do repozytoriów po wyjściu Wielkiej Brytanii z UE. Obecnie brytyjskie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (a warto zaznaczyć, iż siedziby w Wielkiej Brytanii mają także spółki tradingowe koncernów energetycznych pochodzących z innych krajów Europy) podlegają unijnym rozporządzeniom - EMIR i REMIT. Ponadto cztery z sześciu repozytoriów transakcyjnych działających obecnie w UE mają siedzibę w Wielkiej Brytanii. Są to:

- 1) *DTCC Derivatives Repository*, spółka córka *New York-based Depository Trust & Clearing Corporation*;
- 2) *CME Trade Repository*, będące własnością *CME Group* z *Chicago*;
- 3) *Ice Trade Vault Europe*, spółka należąca do *Ice*;
- 4) *UnaVista*, prowadzone przez *London Stock Exchange*.

Pozostałe dwa repozytoria to *Regis* z Luksemburga oraz *KDPW* z Polski. EMIR wymaga, aby repozytorium transakcyjne, będące osobą prawną, miało siedzibę w UE (art. 55 EMIR), co rodzi niepewność dla ich przyszłości po wyjściu Wielkiej Brytanii z UE. Ryzyko dotyczy bowiem nie tylko firm brytyjskich, ale także unijnych, zgłaszających dane o transakcjach poprzez te repozytoria. Pojawia się również ryzyko duplikowania regulacji, jeżeli Wielka Brytania wprowadzi własne przepisy spełniające funkcje dyrektyw MiFID II oraz REMIT i EMIR. Z brexitem wiąże się zatem ryzyko poniesienia nowych kosztów przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, które zainwestowały już znaczne środki w spełnienie wymogów REMIT i EMIR. Jest bardzo prawdopodobne, że przedsiębiorstwa energetyczne, korzystające dotychczas z repozytoriów zlokalizowanych w Wielkiej Brytanii, będą musiały dostosować swe systemy IT do wymogów repozytoriów handlowych zlokalizowanych poza tym krajem. Szansę na uniknięcie powyższego ryzyka należy upatrywać w możliwości uznania przez ESMA przepisów brytyjskich oraz tamtejszych repozytoriów handlowych jako spełniających standardy unijne. Problemem do rozwiązania jest jednak dostęp ESMA do danych w repozytoriach poza UE. Zatem po wyjściu Wielkiej Brytanii z Unii obie strony będą musiały zawrzeć umowy o wzajemnej wymianie danych transakcyjnych w zakresie określonym przez EMIR i MiFID, aby nadal przekazywać dane o transakcjach handlowych. Jednak czy będzie to możliwe w momencie dążenia europejskich instytucji do zniechęcenia innych państw do opuszczenia UE? Rozwiązaniem jest powołanie do życia spółek córki repozytoriów brytyjskich z siedzibą na terenie UE, które będą mogły kontynuować działalność „matek” z Wielkiej Brytanii. Już trzy z matek powyższych repozytoriów (*CME Group*, *DTCC* i *Ice*) przeprowadziły podobny ruch, prowadząc odpowiednik unijnych repozytoriów handlowych w USA (*SDR*), zanim rozpoczęły działalność w UE. Zatem przeniesienie działalności repozytoriów handlowych do np. kontynentalnej części Unii, aby wykorzystać posiadane techniki informatyczne, nie powinno stanowić problemu. Repozytoria z kontynentalnej części Europy są zaś otwarte na nowych klientów.

Ponadto do dziś nie udało się wyeliminować z obowiązku informacyjnego danych niskiej jakości oraz wielu błędów, chociaż obowiązek ten wszedł w życie w lutym 2014 r. Dotyczy to zwłaszcza parowania transakcji. Gdy po wyjściu Wielkiej Brytanii z UE brytyjskie przedsiębiorstwa będą przekazywać dane o transakcjach do lokalnych i unijnych repozytoriów, sytuacja może się jeszcze pogorszyć. Powstaje zatem ryzyko (na dziś jednak niewielkie) różnych standardów sprawozdawczości – brytyjskiej, wprowadzonej przez lokalnego regulatora oraz europejskiej, określonej przez ESMA – każda różnica w standardzie wymaga dostosowania systemów sprawozdawczych do zmienionych wymogów. Na możliwość takiej sytuacji wskazuje przykład *FinfraG* - *Financial Markets Infrastructure Act* w Szwajcarii, odpowiednika amerykańskiej ustawy *Dodda-Franka*. Chociaż ogólnie obowiązki sprawozdawcze są zbliżone do wymogów EMIR, to istnieje kilka różnic. Jedną z nich jest zawężenie obowiązku zgłaszania transakcji do jednej ze stron kontraktu. Z punktu widzenia EMIR jest to uproszczenie, jednak już nałożenie się obowiązków wynikających z transakcji z fizyczną dostawą energii elektrycznej i gazu (*REMIT*) oraz lokalnych przepisów szwajcarskich powodują, iż szwajcarskie przedsiębiorstwa energetyczne muszą prowadzić podwójną sprawozdawczość – dla krajowego regulatora *Elcom* oraz zaakceptowanej przez ACER repozytorium w Słowenii.

Rozporządzenie REMIT

REMIT jest odpowiedzią Komisji Europejskiej na konieczność wykreowania systemu regulacyjnego zapewniającego spójne i przejrzyste zasady handlu energią w Unii Europejskiej, gdzie istnieje wiele różnych standardów i przepisów

ograniczających efektywność. Warto podkreślić, iż rozporządzenie to zunifikowało pojęcia ważne dla regulacji rynku w Unii Europejskiej, zmniejszając różnice w normowaniu rynków krajowych. Powinno to przyczynić się do ujednoczenia systemu regulacyjnego na jednolitym unijnym rynku energii elektrycznej wspierając w ten sposób handel transgraniczny.

Ten rodzaj handlu staje się jedną z podstawowych działalności uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej oraz przyczynia się do integracji unijnego rynku energii elektrycznej. W tym miejscu trzeba zaznaczyć, iż wymogi regulacyjne REMIT pokrywają się częściowo z regulacjami MAR. Rozporządzenie REMIT wprowadzono, aby zwiększyć zaufanie klientów energetyki do hurtowego rynku energii. Jego skuteczne egzekwowanie powinno ograniczyć osiąganie nieuzasadnionych zysków na rynku energii, dzięki dysponowaniu i wykorzystywaniu informacji nieujawnionych innym uczestnikom tego rynku. Transparentność hurtowego rynku energii powinna zapewnić każdemu podmiotowi zawierającemu transakcję taką samą wiedzę o stanie i rozwoju rynku. Oznacza to, że dostępne wszystkim podmiotom informacje zapewniają generowanie właściwych sygnałów rynkowych. W ten sposób transparentność rynku powinna przyczynić się do wzrostu konkurencji na nim. Wymóg dostarczania właściwych informacji staje się zatem korzystnym instrumentem rozwoju handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej i gazu (dzięki wzrostowi zaufania do jego mechanizmów) oraz eliminowania potencjalnych nadużyć.

Ramka 5

Przykład wpływu REMIT na przedsiębiorstwo produkcyjne

Przedsiębiorstwo produkcyjne zużywa rocznie 595 GWh energii. Kierownictwo zakłada, że obowiązki związane z REMIT nie dotyczą przedsiębiorstwa. Istnieje jednak pewne ryzyko braku zgodności²³. *Poziom zużycia energii elektrycznej, który nakazuje zarejestrować przedsiębiorstwo w rejestrze REMIT oraz raportowanie jej poboru, to 600 GWh.* Poziom ten odnosi się jednak nie do rzeczywistego zużycia, ale potencjalnego maksymalnego poboru energii elektrycznej. Na przykład huta zużywająca 400 GWh rocznie, ale potencjalnie mogąca zużywać 605 GWh, powinna się zarejestrować jako objęta REMIT (uczestnik rynku hurtowego) i zgłaszać transakcje realizowane na rynku energii elektrycznej. Ponadto jeżeli maksymalne zużycie energii przekracza poziom graniczny REMIT, przedsiębiorstwo jest zobowiązane informować o tym swoich kontrahentów na rynku energii elektrycznej. Istotne jest zatem weryfikowanie technicznej dokumentacji przedsiębiorstwa w celu ustalenia, czy nie podlega ono obowiązkowi REMIT. Jeżeli przedsiębiorstwo tego nie dopilnuje, naraża się na kary. Należy więc sumować potencjalne zużycie energii wszystkich instalacji na terenie UE podlegających kontroli przedsiębiorstwa. Konieczne jest koncentrowanie się zarówno na sferze techniki (badanie poziomu zużycia energii elektrycznej lub gazu na terenie UE w grupie kapitałowej), jak i ryzyku braku zgodności, w celu wyeliminowania niepożądanych zachowań pracowników (niezbędne jest tworzenie odpowiedniej kultury wśród pracowników). Przedsiębiorstwo działające na rynku energii elektrycznej podlega także regulacjom związanym z manipulacjami rynkowymi i wykorzystywaniem poufnych informacji (tzw. *insider trading*).

Ryzyko obowiązku wypełniania wymogów dyrektywy CRD IV

Przedsiębiorstwa objęte regulacjami MiFID mają obowiązek wypełnienia wymogów dyrektywy CRD IV, co wiąże się z zapewnieniem kapitału regulacyjnego. Ograniczenie

poziomu zwolnień dla elektroenergetyki w MiFID II sprawi, że część przedsiębiorstw energetycznych będzie musiała wypełnić wymogi adekwatności kapitałowej obowiązujące głównie banki i domy maklerskie. Obecnie w systemie MiFID, przedsiębiorstwa tradingowe działające na rynku energii są zwolnione z wymogów CRD IV (wyjątek obowiązujący do grudnia 2017 r., który Komisja Europejska zaproponowała przedłużyć do 2020 r.).

Rozporządzenie MAR

Rozporządzenie w sprawie nadużyć rynkowych (MAR), które weszło w życie w lipcu 2016 r., przenosi zasady nadzoru nad nadużyciami na rynku, dotychczas charakterystyczne dla regulowanych rynków finansowych, na rynki towarowe. Wprowadzenie takich zasad dla rynku energii elektrycznej i gazu powoduje niepewność odnośnie do wzajemnych relacji wymogów zakazu ujawniania informacji poufnych w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych zgodnie z REMIT oraz wymogów związanych z transparentnością handlu nakładanych przez MAR. MAR rozszerza nadzór nad manipulacjami rynkowymi na podmioty handlujące na MTF i OTF. Rozszerzenie sprawia, że regulacje dotyczą także innych rynków niż regulowane, co określało zakres podmiotowy dyrektywy MAD. Dla energetyki istotny jest właśnie obowiązek upubliczniania danych o zawartych transakcjach na rynku instrumentów finansowych. W momencie wejścia w życie MiFID II prawa do emisji gazów cieplarnianych EUA staną się instrumentem finansowym, co pociągnie za sobą obowiązki sprawozdawcze.

Wraz z wejściem w życie rozporządzenia MAR (3 lipca 2016 r.) każdy instrument finansowy, będący przedmiotem handlu w zorganizowanym systemie obrotu (OTF) lub wielostronnym systemie obrotu (MTF), został także objęty regulacjami MAR. W momencie wejścia w życie MiFID II uprawnienia do emisji dwutlenku węgla (EUA, CER) także staną się instrumentem finansowym, objętym MAR. W takiej sytuacji powstaje ryzyko oskarżenia pracowników przedsiębiorstw elektroenergetycznych o przekazywanie danych wrażliwych, co w sytuacji drastycznego wzrostu kar przewidzianych przez MAR rodzi znaczne ryzyko zarówno dla przedsiębiorstw (do 15 mln euro lub 15% skonsolidowanych rocznych przychodów w grupie kapitałowej), jak i pracowników. Wejście w życie rozporządzenia MAR modyfikuje także dotychczasowe podejście do definiowania informacji poufnych oraz zmienia kryteria nakładania na spółki publiczne sankcji administracyjnych za nadużycia.

Powstaje pytanie, czy regulatorzy rynków energii i rynków finansowych są w stanie ocenić dopuszczalność zachowania przedsiębiorstw w systemie REMIT i MAR z punktu widzenia manipulacji rynkowej. Wynika to ze specyfiki działalności tradingowej na rynku energii, nie do końca znanej regulatorom rynków finansowych. Może to jednak sprawić, że urzędy regulacyjne będą badać każde podejrzenie manipulacji rynkowej, co może prowadzić do zbytnej ostrożności traderów i ograniczenia części działalności handlowej, a co za tym idzie transparentności i efektywności rynku, doprowadzając do sytuacji odwrotnej niż pożądana w rezultacie przyjęcia regulacji REMIT i MAR.

Ramka 6

Upublicznienie informacji zgodnie z REMIT oraz MAR

Powstają pewne kontrowersje odnośnie do publikacji poufnych informacji zgodnie z MAR i REMIT. Komisja Europejska i ESMA reprezentują przeciwne stanowiska. Głównym przedmiotem sporu jest rynek emisji gazów cieplarnianych – EU ETS (popularnie zwany rynkiem praw do emisji dwutlenku węgla, ponieważ jest to handel certyfikatami będącymi ekwiwalentem emisji CO₂ dla różnych gazów cieplarnianych). Dotyczy to koncernów elektroenergetycznych, wcześniej objętych regulacjami REMIT, a w momencie, gdy prawa do emisji podlegające MiFID II staną się instrumentami finansowymi (styczeń 2018 r.), zostaną objęte także przez MAR. Istnieje ryzyko, że koncerny będą musiały zdublować składanie informacji wrażliwych (zarówno REMIT, jak i MAR) – także informacji np. o odstąpieniach bloków, które mogą mieć istotny wpływ na rynek finansowy: REMIT dotyczy informacji mających wpływ na rynek energii elektrycznej lub gazu, zaś MAR informacji wpływających na rynek finansowy – tu EU ETS po wejściu w życie MiFID II – co ma chronić inwestorów przed manipulacjami na rynku. Inwestorzy w przyszłości mogą dążyć do inwestycji na EU ETS oraz derywatów z nim powiązanych. Czyli informacja raportowana w systemie REMIT powinna także być opublikowana przez kanały informacyjne MAR. W skali Europy może to dotyczyć co najmniej 35 koncernów elektroenergetycznych. Problemem jest, że systemem REMIT zarządza ACER, który według ESMA nie zapewnia w swym systemie sprawozdawczym niezbędnego zabezpieczenia dostępu do informacji wrażliwych dla inwestorów (zgodnie z mechanizmem OAM wymaganym przez MAR, a także z dyrektywą 2004/109/WE), chociaż MAR nie wymaga raportowania produktów z EU ETS w OAM.

Ponadto ESMA wskazuje, że w przeciwieństwie do REMIT wykorzystanie stron internetowych podmiotu objętego MAR do upublicznienia informacji wewnętrznej nie spełnia, według MAR, warunku prawidłowego upublicznienia tej informacji. ESMA proponuje, aby w takiej sytuacji wykorzystać jeden wspólny kanał przekazywania informacji wewnętrznej na rynek, który by spełniał wymogi obu rozporządzeń

Ryzyko braku zgodności związane z REMIT i MAR sprawia, że koncerny elektroenergetyczne będą musiały gruntownie przeanalizować swą działalność operacyjną i zdiagnozować, czy powstaje ryzyko złamania przepisów powyższych regulacji.

Przykładem, który można uznać za wykorzystanie informacji poufnej, jest uzyskanie przez tradera informacji o awarii bloku elektrowni. W rezultacie zapytania ofertowego trader dowiaduje się, że elektrownia nie może przedstawić oferty, gdyż jeden z jej bloków jest odstawiony awaryjnie i obecnie pokrywa niedobory produkcji z rynku. Następnie trader sprawdza, że informacja ta nie została jeszcze opublikowana. Do momentu opublikowania informacji dany trader nie powinien podejmować działalności na rynku powyżej wcześniej złożonego zapotrzebowania (w formie zapytania ofertowego) do traderów elektrowni (wykorzystywać uzyskanej informacji wewnętrznej).

Inna sytuacja specyficzna dla rynku energii elektrycznej, która może kreować ryzyko z punktu widzenia regulacji REMIT i MAR, to handel na rynku *intraday* na terenie Euro-

py, a mianowicie: trader kupuje energię elektryczną na rynku dnia bieżącego w Niemczech i przykładowo sprzedaje we Francji, wykorzystując połączenie rynków *intraday* (tzw. *market coupling*). Ponieważ jednak nie jest w stanie sprzedać i kupić energii w tym samym czasie dla tego samego produktu – także z powodu ograniczeń na połączeniu systemów obu państw (ograniczenia przesyłowe), będzie musiał wykonać kilka transakcji, także poniżej ceny rynkowej, aby zamknąć pozycję i uniknąć ekspozycji na rynku bilansującym, co zaś może budzić podejrzenia o manipulowanie ceną rynkową. Ogólnie wymagane jest natychmiastowe zamknięcie pozycji w sytuacji ograniczeń w systemie przesyłowym, co jednak związane jest także z wymogiem, aby ceny zamykania pozycji odpowiadały bieżącym warunkom rynkowym.

Ryzyko dla traderów dotyczy także okresu otwarcia i zamknięcia rynku, aby skorzystać z arbitrażu tuż przed realizacją kontraktu. Dzięki modelowaniu różnych produktów traderzy szacują, czy dany produkt jest przeszacowany lub niedowartościowany – np. arbitraż na kontraktach tygodniowych, rynku spot dnia następnego i rynku spot dnia bieżącego). Ogólnie arbitraż jest dopuszczalny, ale może zostać zinterpretowany jako budzący zastrzeżenia, jeżeli będzie np. mieć miejsce na koniec dnia, tuż przed zamknięciem rynku, jeżeli traderzy przestaną kupować, zakładając, że określony produkt jest przewartościowany lub zwiększą zakupy, stwierdzając jego niedowartościowanie. Sytuacja ta natychmiast w warunkach braku możliwości magazynowania energii elektrycznej – jeżeli jest to okres tuż przed realizacją kontraktu – znacząco zmieni ceny danego produktu. Regulator może podejrzewać, że jest ona związana z manipulacją ceną zamknięcia rynku i dążeniem do jej określenia na oczekiwanym poziomie. Trader faktycznie wpłynął na poziom cen, ale dowiedzenie, że ustalił ją na sztucznym poziomie i że była to manipulacja rynkowa, może dopiero ustalić urząd regulacyjny. Zatem stając przed takim ryzykiem traderzy będą starać się minimalizować ryzyko braku zgodności związane z ich działalnością na rynku i możliwością powstania podejrzeń o manipulowanie rynkiem.

Dla oceny, czy dane zdarzenia na rynku powinny być oceniane jako zachowania rynkowe, istotne jest wykazanie, że transakcje nie miały na celu oddziaływania na popyt i podaż dla osiągnięcia nieuzasadnionych korzyści. Oczywiście transakcje tego typu w systemie monitorowania rynku regulatorów nadzorujących rynek energii mogą pojawić się jako podejrzane. Jeżeli jednak trader będzie mógł wykazać, że nie dążył do manipulowania podażą i popytem, jego działanie powinno zostać zaakceptowane. Istotne jest przedstawienie dokumentacji ze strategią tradingową na rynkach, na których przedsiębiorstwo zawiera transakcje.

MAR wymaga ustanowienia systemu zapobiegającego i wykrywającego handel z wykorzystaniem informacji poufnych. Wszystkie podejrzane transakcje powinny być wykrywane niezwłocznie²⁴. Istnieje wiele niedoprecyzowanych obszarów, jednak twórcy MAR nie zamierzają ich wyjaśniać, wskazując, że takie doprecyzowanie może ułatwiać obejście regulacji. Bez wątplenia MAR będzie mieć znaczny

wpływ na strategie tradingowe, szczególnie na przeniesienie handlu z „na telefon” na giełdy i elektroniczne platformy handlowe. Zawieranie transakcji na rynku OTC za pomocą komunikacji głosowej (głównie telefonicznej) jest szczególnie ryzykowne w świetle MAR. Można przygotować niezbędne procedury i nałożyć środki kontrolne na zawieranie transakcji w ten sposób, ale nie można wyeliminować ryzyka nieuprawnionego ujawnienia informacji wewnętrznej w trakcie rozmowy. Ryzyko oskarżenia o nieuprawniony wpływ na cenę może także ograniczyć handel na mniej płynnych rynkach. Wszystko to sprawia, że w niedalekiej przyszłości MAR może mieć znacznie większy wpływ na handel na rynkach towarowych (ich digitalizację) niż MiFID II. Stanowi to obecnie główne zagadnienie dyskutowane przez uczestników rynku energii²⁵.

MAR przewiduje odstępstwo, pozwalające opóźnić upublicznienie informacji, jeżeli mogłoby ono negatywnie wpłynąć na działalność przedsiębiorstwa²⁶. Na przykład producent gazu ziemnego może odnotować nieplanowaną przerwę w działalności kopalni, co wymaga zakupu gazu na rynku, aby wywiązać się z zobowiązań kontraktowych. Jeżeli taka informacja zostanie upubliczniona, ceny na rynku zapewne wzrosną, co może narazić przedsiębiorstwo na straty. Przedsiębiorstwa energetyczne mają zatem nadzieję, że regulator pozwoli uzupełnić niedobory w portfelu przedsiębiorstwa (zneutralizować ryzyko rynkowe) przed upublicznieniem informacji o awarii. Sytuacja taka stwarza jednak ryzyko regulacyjne – możliwość stosowania takiego wyjątku jest obecnie niejasna.

Wpływ nowych regulacji na polską elektroenergetykę

Przedsiębiorstwa funkcjonujące na rynku energii elektrycznej podjęły działania mające zapewnić zgodność ich działalności z wymogami nowego systemu regulacyjnego. Rok 2016 stał się właściwie początkiem kreowania takiej zgodności. Pojawiają się wyzwania związane z koniecznością wypracowania procedur współpracy z regulatorami rynku finansowego i rynku energii (na poziomie europejskim ESMA i ACER, a w Polsce KNF i URE) oraz wewnętrznego monitorowania, realizacji i kontroli ryzyka zgodności. Przykładowo, w przypadku REMIT i MAR, regulatorzy dążą do przeglądu procedur zgodności w przedsiębiorstwach, których działalność nadzorują. Należy zatem zapewnić wysoką efektywność procesu zgodności, włącznie z określeniem roli specjalisty ds. zgodności lub przekazania części obowiązków stronie trzeciej, profesjonalnie przygotowanej do świadczenia usług związanych z nowym systemem regulacyjnym. To drugie rozwiązanie może być stosowane przez przedsiębiorstwa tradingowe, które chcą uniknąć powiększania swych struktur. Ryzyko stwarza także brak precyzyjnego określenia wymagań przez regulatorów rynku energii. Konieczne jest zatem wzmocnienie komórek organizacyjnych odpowiedzialnych za zgodność z prawodawstwem w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych, które powinny podlegać bezpośrednio prezesowi przedsiębiorstwa i raportować do rady nadzorczej. Polega to na włączeniu pracowników tych komórek w proces konsulto-

wania decyzji oraz opiniowania projektów rozwiązań. Służby te powinny stać się także ważnym partnerem dla jednostek realizujących procesy działalności podstawowej. Działalność *compliance* powinna być szczegółowo dokumentowana, aby w przypadku jakiegokolwiek kontroli regulatorów w łatwy sposób przedstawić wypełnianie obowiązków przez nich nałożonych. Zatem w celu przygotowania przedsiębiorstwa elektroenergetycznego do wymogów nowych regulacji należy podjąć i przeprowadzić przynajmniej następujące przedsięwzięcia:

- ☞ wypracować modele podejścia do wdrożenia MiFID II i MAR;
- ☞ powołać specjalistę ds. zgodności odpowiedzialnego za zgodność funkcjonowania przedsiębiorstwa z regulacjami rynku finansowego oraz REMIT;
- ☞ dostosować procesy do wymogów nowych regulacji;
- ☞ dostosować dokumentację i procedury wewnętrzne do wymogów regulacji rynków finansowych.

Konieczne jest m.in. jasne określenie przez osoby odpowiedzialne za *compliance*, kiedy należy uznać daną transakcję za spekulacyjną, a kiedy za zabezpieczającą. Problem ten dotyczy zarówno transakcji mieszanych (czy dopuszczalne jest zawieranie transakcji mogących być w części spekulacją, a w części działaniem asekuracyjnym), jak i możliwości przenoszenia transakcji między portfelami – konieczne jest jednoznaczne uniemożliwienie w opisie procesów handlowych zawierania tego typu transakcji. Podobnie, niedopuszczalne jest, aby portfel transakcji spekulacyjnych zawierał transakcje zabezpieczające. Należy także wskazać, że powstaje ryzyko zaliczenia kontraktu zawieranego na OTC do instrumentów finansowych, jeżeli jego funkcją jest zastąpienie określonego instrumentu finansowego, nawet jeżeli różnią się terminem zapadalności.

Dostosowanie do nowych regulacji można przeprowadzić w dwojaki sposób. Przedsiębiorstwo elektroenergetyczne może prowadzić działalność baz uzyskania licencji, korzystając z dostępnych wyłączeń w MiFID II i nie realizując w wysokim stopniu spekulacji na rynkach finansowych – sytuacja ta dotyczy większości polskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Druga możliwość to uzyskanie licencji instytucji finansowych i rozszerzenie skali działalności. Model pierwszy nie pociąga za sobą kosztów związanych z wypełnianiem wymogów regulatorów rynków finansowych, monitorowaniem rozmiaru działalności objętej włączeniami oraz coroczną notyfikacją spełniania warunków wyłączenia. Podejście drugie, zapewniające potencjał skutecznej reakcji na ryzyko braku zgodności, może być realizowane na dwa sposoby:

- 1) licencja w wersji węższej (*towarowy dom maklerski*) – przedsiębiorstwo ponosi koszty wyższe niż w pierwszym modelu, uzyskując jednak możliwość łatwego dostosowania do powstających ryzyk prawnych oraz elastyczność rozszerzenia działalności regulowanej;
- 2) licencja w wersji szerszej (*dom maklerski*) – największe koszty z dostępnych rozwiązań, ale też największa możliwość unikania ryzyka nowych regulacji oraz pozyskania klientów dla działalności inwestycyjnej. Uzyska-

nie licencji w szerokim zakresie umożliwia przedsiębiorstwu elektroenergetycznemu nie tylko zawieranie transakcji w zakresie towarowych instrumentów pochodnych, praw do emisji oraz derywatów na prawa do emisji w nieograniczonym zakresie, ale także usług inwestycyjnych na rzecz klientów, dostępu do rynku oraz zarządzania portfelem.

Na zastosowanie określonego modelu powinna mieć wpływ analiza działalności przedsiębiorstwa, jego strategiczna perspektywa funkcjonowania oraz ryzyko zgodności związane ze zmianami regulacji rynków finansowych wpływające na status produktów będących przedmiotem obrotu na rynku energii elektrycznej – np. ryzyko zaliczenia kontraktów forward do instrumentów finansowych w regulacjach MiFID II i EMIR.

Rozporządzenie EMIR wprowadza definicję hedgingu stosowaną w kolejnych regulacjach finansowych, także w MiFID II. Na jej podstawie kontrakt zabezpieczający ryzyko kontrahenta niefinansowego powinien ograniczać ryzyko bezpośrednio związane z działalnością gospodarczą spełniając jedno z następujących kryteriów:

- ☞ pokrywać ryzyko rynkowe wynikające z potencjalnej zmiany wartości aktywów, usług, nakładów, produktów, towarów czy zobowiązań, które taki podmiot ma, produkuje, wytwarza, przetwarza, świadczy, nabywa lub którym handluje w toku normalnej działalności;
- ☞ pokrywać ryzyko rynkowe powstające na rynku finansowym i wpływające na wartość aktywów, usług, nakładów, produktów, towarów lub zobowiązań wspomnianych wyżej;
- ☞ kwalifikować się jako umowa zabezpieczenia zgodnie z międzynarodowymi standardami sprawozdawczości finansowej (MSSF).

Stąd też w polskich koncernach elektroenergetycznych należy wdrożyć rozwiązania kwalifikujące prawidłowo poszczególne kontrakty, tak aby kontrakty zabezpieczające właściwie ograniczały ryzyko mające wpływ na wyniki gospodarowania elektroenergetyki. Należy przygotować procedury dzielące portfele hedgingowe według klas aktywów, produktów, horyzontu czasowego, aby ustanowić bezpośrednie powiązania między portfelami hedgingowymi i zabezpieczanym ryzykiem – np. między działalnością handlową na rynku OTC i kontraktami zabezpieczającymi ryzyko na nim powstające. Nie wszystkie zatem kontrakty powinny być zaliczone do zabezpieczających, gdyż nie wszystkie z nich redukują we właściwy sposób ryzyko. Jeżeli więc koncern elektroenergetyczny zarządza swym ryzykiem związanym z emisją dwutlenku węgla (powstające na EU ETS), to jego kontrakty zabezpieczające, zawierane na jednej z giełd europejskich – np. ICE, powinny być powiązane jako zabezpieczające z odpowiednimi ryzykami wynikającymi z obowiązku posiadania odpowiedniej liczby EUA²⁷.

Przedstawione wymogi wynikają ze zmian, które wprowadza MiFID II, a mianowicie z rozszerzenia zakresu instrumentów finansowych w stosunku do zakresu MiFID I, zmiany statusu praw do emisji (EUA) oraz zawężenia wyłączeń spod regulacji MiFID II.

Uwagi końcowe

Celem nowego systemu regulacyjnego rynków finansowych jest harmonizacja usług związanych z rynkiem finansowym we wszystkich państwach członkowskich. Ma ona nie tylko zwiększyć ochronę klientów instytucji finansowych i wyznaczyć jednolity standard działania instytucji finansowych, ale także spowodować skuteczniejsze zarządzanie ryzykiem systemowym. Hurtowy rynek energii, wcześniej stosunkowo atrakcyjny dla jego uczestników, pozwalający dzięki swojej płynności godzić zarówno interesy spekulacyjne, jak i interesy przedsiębiorstw zabezpieczających swoją pozycję na rynku, po wdrożeniu nowych przepisów prawnych staje się rynkiem bardzo wymagającym. Zmiany regulacyjne, pociągają za sobą znaczne koszty, które stają się istotną barierą wejścia na ten rynek. W rezultacie wypychają z tego rynku podmioty słabsze kapitałowo, ale równocześnie skłonniejsze do podejmowania ryzyka. Rynek energii – rynek towarowy staje się powoli równie przejrzysty jak rynki finansowe, równocześnie z powodu wzrostu ryzyka regulacyjnego i braku zgodności mniej atrakcyjny dla jego uczestników, co absolutnie nie sprzyja rozwojowi konkurencji. Nasuwa się zatem pytanie, czy regulacje unijne osiągają zamierzony skutek i czy tak ukształtowany system, neutralizując ryzyko systemowe, nie zmieni jego formy w ryzyko rynkowe, będące wynikiem ograniczenia działalności zabezpieczającej to ryzyko. Potencjalny wzrost koncentracji przedsiębiorstw na hurtowym rynku energii elektrycznej będzie wpływał na konkurencję na całym rynku energii elektrycznej oraz na jakość zaspokojenia potrzeb klientów elektroenergetyki. Istotne jest zatem znalezienie odpowiedzi, czy rzeczywiście rynek energii elektrycznej stwarza aż tak wysokie ryzyko systemowe dla rynku finansowego, że należy go, a w szczególności instrumenty finansowe będące na nim przedmiotem obrotu, podporządkować regulacjom, kreującym wysokie ryzyko braku zgodności oraz koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne i ich klientów.

* Dr hab. Dariusz Michalski, prof. Akademii Techniczno-Humanistycznej w Bielsku Białej. E-mail: michalskidariusz@o2.pl; Radca prawny Paweł Hawranek, HAWRANEK Kancelaria Prawnicza. E-mail: pawel.hawranek@hawranek.pl.

¹ Fragmentaryczna regulacja uniemożliwia skuteczną prewencję nadużyć i manipulacji na tak skonstruowanym rynku. Zatem pewna unifikacja regulacji rynku energii i jej harmonizacja z systemem rynku finansowego może być odpowiedzią na wspomniane ryzyka.

² Omówienie aktów prawnych przedstawionych w artykule Czytelnik znajdzie m.in. w D. Michalski i A. Lis, *Wpływ antykrzysowych regulacji rynku finansowego na funkcjonowanie europejskiej elektroenergetyki*, „Unia Europejska.pl”, 2014, nr 5(228), s. 17-28.

³ DzUrz UE L 145 z 30.04.2004.

⁴ DzUrz UE L 173 z 12.06.2014.

⁵ DzUrz UE L 201 z 27.07.2012.

⁶ DzUrz UE L 326 z 8.12.2011.

⁷ DzUrz UE L 176 z 27.06.2013.

⁸ DzUrz UE L 173 z 12.06.2014.

⁹ Ryzyko systemowe – ryzyko zakłócenia w funkcjonowaniu systemu finansowego, które w razie jego materializacji zaburza działanie systemu finansowego i gospodarki narodowej jako całości. Szerzej patrz *Metodyka badania i oceny nadzorczcej banków komercyjnych, zrzeszających oraz spółdzielczych (Metodyka BION)*, Urząd Komisji Nadzoru Finansowego, 22 kwietnia 2016, s. 61. Nie- wywiązanie się z zobowiązań przez jedno z przedsiębiorstw lub instytucję finansową może wywołać efekt domina upadłości przedsiębiorstw na rynku. Więcej: J.C. Hull, *Zarządzanie ryzykiem instytucji finansowych*, Wydawnictwo Profesjonalne PWN, Warszawa 2011, s. 295-297, 668.

¹⁰ W Polsce do uczestników obrotu hurtowego rynku energii elektrycznej oraz gazu zaliczamy przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną (OEE) lub obrót paliwami gazowymi (OPG) - dlatego w artykule ta grupa uczestników rynku jest wspólnie nazywana spółkami obrotu.

¹¹ OTC– rynek transakcji dwustronnych poza regulowanymi platformami obrotu. Zgodnie zaś z MiFID II (art. 4 ust. 1 pkt 14) „rynek regulowany” oznacza wielostronny system realizowany i/ lub zarządzany przez podmiot gospodarczy, który kojarzy lub ułatwia kojarzenie wielu transakcji kupna i sprzedaży instrumentów finansowych przy zastosowaniu kryteriów obiektywnych.

¹² W niniejszym artykule ryzyko regulacyjne ma charakter mikroekonomiczny i jest rozumiane jako ryzyko zmiany prawnych warunków prowadzenia działalności. Zob. *BION w bankach – mapa klas ryzyka i ich definicje*, Urząd Komisji Nadzoru Finansowego, https://www.knf.gov.pl/Images/banki_mapa_ryzyk_tcm75-25314.pdf [dostęp: 15.12.2016]. Przedsiębiorstwo może ponieść stratę w wyniku niekorzystnych decyzji urzędu regulacyjnego lub wydania nowych przepisów prawnych. W ujęciu makroekonomicznym lub mezoekonomicznym ryzyko regulacyjne określa, w jakim stopniu oczekiwane (zamierzone) cele regulacji zostaną osiągnięte przez regulatora. Por. S. Kasiewicz, *Ryzyko regulacyjne projektu unii bankowej. Polska perspektywa*, „Kwartalnik Kolegium Ekonomiczno-Społecznego Studia i Prace”, Szkoła Główna Handlowa, 2015, nr 3, t. 1, s. 228.

¹³ W marcu 2016 r. Komisja Europejska poinformowała Parlament Europejski o przekazaniu do poprawy do ESMA projektów regulacyjnych standardów technicznych do MiFID II, w sprawie przejrzystości *non-equity* oraz wyjątku w zakresie działalności dodatkowej i limitów pozycji. Zwiększyło to jeszcze niepewność concernów energetycznych w zakresie możliwości objęcia systemem MiFID II. Por. Portal MIFID.pl, *MIFID II – KE zwraca projekty RTS do ESMA*, 21.03.2016, <http://mifid.pl/mifid-ii-ke-zwraca-projekty-rts-do-esma/> [dostęp: 31.10.2016].

¹⁴ Rozporządzenie CRR czyli Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 575/2013 z 26 czerwca 2013 r. w sprawie wymogów ostrożnościowych dla instytucji kredytowych i firm inwestycyjnych, zmieniające rozporządzenie (UE) nr 648/2012 (Capital Requirements Regulation - CRR). Rozporządzenie CRR wraz z dyrektywą CRD IV tworzą tzw. pakiet CRD IV/CRR, który 1 stycznia 2014 r. zastąpił dyrektywę 2006/48/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 14 czerwca 2006 r. w sprawie podejmowania i prowadzenia działalności przez instytucje kredytowe oraz dyrektywę 2006/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 14 czerwca 2006 r. w sprawie adekwatności kapitałowej firm inwestycyjnych i instytucji kredytowych.

¹⁵ DzUrz UE L 96 z 12.04.2003.

¹⁶ Utrzymanie działalności tradingowej na poziomie pozwalającym na uznanie jej za działalność dodatkową lub na poziomie

pozwalającym na uznanie spółek tradingowych za podmioty niefinansowe w rozumieniu EMIR.

¹⁷ Dla derywatów towarowych wartość graniczna wynosi 3 mld euro (wartość nominalna).

¹⁸ Przez centralne rozliczenia rozumieć należy rozliczenia transakcji za pośrednictwem izb rozliczeniowych zgodnie z wymogami rozporządzenia EMIR.

¹⁹ EMIR jako rozporządzenie nie wymaga transpozycji do prawa krajowego i jest stosowany bezpośrednio przez państwa członkowskie, jednak aparat pojęciowy został zaczerpnięty z MiFID, która – jako dyrektywa – wymagała takiej transpozycji i stąd różnice w porządkach prawnych państw członkowskich.

²⁰ Także w zakresie transakcji zawieranych przez tzw. *treasury* – operacje związane z zarządzaniem finansowaniem przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

²¹ Koncerny elektroenergetyczne zazwyczaj mają wyspecjalizowaną jednostkę organizacyjną, która realizuje całość działalności operacyjnej na rynku hurtowym (w tym na rynku finansowym) zarówno na własny rachunek – spekulacja (tzw. *prop trading*), jak i zabezpieczających – zarządzanie portfelem, *portfolio management (hedging)*. Sprawia to, że wiele transakcji jest realizowanych wielokrotnie wewnątrz grupy, co może zwiększyć wykorzystanie limitu clearingowego (*clearing threshold*).

²² ESMA ocenia to zagadnienie jednak odmiennie i proponuje objęcie regulacją EMIR transakcji zabezpieczających poprzez usunięcie dotychczas funkcjonującego wyjątku w postaci zwolnienia tych transakcji z kalkulacji ekspozycji do limitu clearingowego, wskazując przy tym na problem identyfikacji transakcji zabezpieczających oraz oddzielenia tego typu transakcji od transakcji spekulacyjnych. Propozycja ESMA zwiększa zatem ryzyko objęcia concernów elektroenergetycznych obowiązkiem centralnego rozliczania.

²³ *Ryzyko braku zgodności - skutki nieprzebrzegania przepisów prawa, regulacji wewnętrznych oraz standardów rynkowych*. Zob.: *Metodyka BION*, op. cit., s. 58.

²⁴ Dowodem na wypełnienie obowiązku MAR jest także szkolenie personelu w zakresie wykorzystania i niedozwolonej wymiany informacji wrażliwych.

²⁵ MAR nakłada obowiązek upublicznienia informacji wewnętrznych przed zawarciem transakcji – zakaz dotyczy także usuwania zleceń (jednak podobne regulacje na rynku energii wprowadziło rozporządzenie REMIT). Przekazanie osobie trzeciej informacji wewnętrznej do wykorzystania jest także traktowane jako złamanie prawa. Wszelkie podejrzanym transakcje powinny być raportowane do regulatora rynku finansowego.

²⁶ Dla zabezpieczenia interesów uczestników rynku handlu uprawnieniami do emisji, w rozporządzeniu MAR zapisano możliwość opóźnienia upublicznienia informacji poufnej, gdy zostaną spełnione łącznie trzy następujące warunki:

- „a) niezwłoczne ujawnienie informacji mogłoby naruszyć prawnie uzasadnione interesy emitenta lub uczestnika rynku handlu uprawnieniami do emisji;
- b) opóźnienie podania do wiadomości informacji prawdopodobnie nie wprowadzi w błąd opinii publicznej;
- c) emitent lub uczestnik rynku uprawnieniami do emisji jest w stanie zapewnić poufność takich informacji.”

²⁷ Kontrakty pochodne będące przedmiotem obrotu na giełdzie, będącej rynkiem o statusie prawnym rynku regulowanego, są instrumentami finansowymi.