

27 czerwca 2017 r.

Ryzyka prawne związane z rynkiem mocy w Polsce

Spis treści

1	Wprowadzenie.....	3
2	Wnioski.....	4
3	Projekt ustawy o rynku mocy a pomoc państwa	4
3.1	Mechanizmy mocy a prawo Unii Europejskiej.....	4
3.2	Rynek mocy jako pomoc państwa	5
3.3	Ocena zgodności projektu ustawy o rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE.....	6
	Uwagi wprowadzające	6
	Udział mocy zagranicznych.....	7
	Uczestnictwo minimalnej liczby wytwórców.....	8
	Możliwość przyznawania dotacji szkodliwych dla środowiska	9
4	Projekt ustawy o rynku mocy a Pakiet Zimowy	11
5	Ryzyko powstania kosztów osieroconych	12
	Koszty osierocone wynikające z rozwiązania KDT	12
6	Pokrywanie kosztów osieroconych w elektroenergetyce w prawie UE	14
7	Możliwości usunięcia ryzyka kosztów osieroconych	15

1 Wprowadzenie

W dniu 24 czerwca 2017 r. na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany nowy projekt ustawy o rynku mocy (dalej jako: „Projekt”)¹.

Celem projektowanej ustawy ma być zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju². Pierwsza wersja projektu ustawy z dnia 30 listopada 2016 r.³ została oceniona w raporcie ClientEarth: „Projekt ustawy o rynku mocy a prawo Unii Europejskiej”⁴.

W debacie publicznej dotyczącej rynku mocy nie rozważa się zagrożenia powstania kosztów osieroconych. Celem niniejszego opracowania jest wypełnienie tej luki. Ryzyko takie powstaje w związku z możliwymi zmianami prawa Unii Europejskiej. Komisja Europejska opublikowała bowiem 30 listopada 2016 r. pakiet projektów nowych aktów prawa energetycznego UE: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. Pakiet Zimowy)⁵, którego jednym z elementów jest projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (dalej jako: „Projekt rozporządzenia UE”)⁶.

Z Projektu rozporządzenia UE wynika, że w rynkach mocy nie będą mogły uczestniczyć jednostki wytwórcze emitujące 550 lub więcej gram CO₂/kWh wytwarzanej energii elektrycznej. Stwarza to ryzyko prawne konieczności rozwiązania umów mocowych z dostawcami mocy z takich jednostek na podobnych zasadach, jak w przypadku umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (tzw. kontraktów długoterminowych, KDT)⁷, które Komisja Europejska uznała za pomoc państwa niezgodną z rynkiem wewnętrznym UE. W konsekwencji, powoduje to ryzyko konieczności wypłacania dostawcom mocy z takich jednostek wynagrodzenia na pokrycie tzw. kosztów osieroconych, bez możliwości wyegzekwowania od tych dostawców obowiązku mocowego.

Aby ocenić to ryzyko, w niniejszym opracowaniu zestawiono treść Projektu kolejno z:

- unijnymi regulacjami dotyczącymi pomocy państwa (pomocy publicznej);
- postanowieniami Pakietu Zimowego; oraz
- regulacjami dotyczącymi pokrywania kosztów osieroconych w elektroenergetyce.

W końcowej części opracowania zawarte zostały także propozycje w zakresie możliwości usunięcia ryzyka powstania kosztów osieroconych w związku z wprowadzeniem rynku mocy.

¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12292758/katalog/12396049#12396049> (dostęp 27.06.2017 r.).

² Projekt, art. 1 ust. 2.

³ <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12292758/12396022/12396023/dokument260368.pdf> (dostęp 11.12.2016 r.).

⁴ W. Kukula, M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o rynku mocy a prawo Unii Europejskiej, ClientEarth Prawnicy dla Ziemi, Warszawa, 15.12.2016. Opracowanie dostępne pod adresem: <http://www.documents.clientearth.org/library/download-info/projekt-ustawy-o-rynku-mocy-a-prawo-unii-europejskiej> (dostęp 27.05.2017 r.).

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition> (dostęp 12.06.2017 r.).

⁶ http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0008.02/DOC_1&format=PDF (dostęp 11.12.2016 r.).

⁷ Problematykę tę reguluje ustawa o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2017 r., poz. 569).

2 Wnioski

- Ustawa o rynku mocy w kształcie przewidzianym w Projekcie z 24 czerwca 2017 r. będzie generowała pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.
- O zgodności lub niezgodności rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE zadecyduje Komisja Europejska. Obecnie jeden z podstawowych problemów, skutkujących potencjalną niezgodnością tego mechanizmu z prawem UE, stanowi możliwość dotowania wysokoemisyjnych jednostek węglowych.
- W związku z prawdopodobnym wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, zawierającego warunek 550 g CO₂/kWh, istnieje ryzyko powstania kosztów osieroconych, które mogą zostać przerzucone na odbiorców. Projekt z 24 czerwca 2017 r. nie niweluje tego ryzyka.
- Projekt z 24 czerwca 2017 r. nie zawiera zabezpieczeń przed powstaniem kosztów osieroconych. W szczególności art. 98 ust. 2 mówi, że umowy mocowe podlegają wykonaniu. Tymczasem projekt rozporządzenia UE wymaga wyłączenia z rynku mocy określonych jednostek. Po drugie, przepis ten nie dotyczy sytuacji rozwiązania zawartych wcześniej umów z uwagi na zmiany prawa UE, tylko w przypadku zniesienia rynku mocy w całości, na podstawie oceny funkcjonowania rynku mocy przez Radę Ministrów.
- Jako potencjalne rozwiązania analizowanego problemu możnaby rozważyć dostosowanie Projektu do przyszłych norm unijnych, w tym do wymagania dotyczącego wyłączenia w przyszłości z rynku mocy jednostek, które emitują 550 lub więcej gram CO₂/kWh.

3 Projekt ustawy o rynku mocy a pomoc państwa

3.1 Mechanizmy mocy a prawo Unii Europejskiej

Wprowadzanie w Państwach Członkowskich UE mechanizmów zapewniających wystarczalność mocy wytwórczych (mechanizmów mocy) należy oceniać w kontekście prawa i polityki Unii w dziedzinie energii. Zgodnie z art. 194 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (dalej jako: „TFUE”)⁸, polityka ta ma na celu m.in.:

- zapewnienie funkcjonowania rynku energii; oraz
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w UE.

Na obecnym etapie rozwoju prawa UE niezawodność systemów energetycznych oraz bezpieczeństwo dostaw energii nie jest już wyłącznym przedmiotem zainteresowania Państw Członkowskich, co oznacza przeniesienie problemu wystarczalności mocy wytwórczych z poziomu czysto krajowego także na poziom UE⁹. Prawo pierwotne UE wyraźnie stanowi, że dziedzina „energia” należy do kompetencji dzielonych między Unią a Państwami Członkowskimi¹⁰. Z kolei ustanawianie reguł konkurencji niezbędnych do funkcjonowania rynku

⁸ Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w brzmieniu ustalonym przez Traktat z Lizbony, zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, sporządzony w Lizbonie dnia 13 grudnia 2007 r. (Dz. U. z 2004 r., nr 90, poz. 864/2, z późn. zm.).

⁹ Ph. Nicolaides, M. Kleis, A Critical Analysis of Environmental Tax Reductions and Generation Adequacy Provisions in the EEAG 2014-2020, EStAL 4/2014, s. 647.

¹⁰ Zob. art. 4 ust. 2 lit. i TFUE.

wewnętrznego (w tym w obszarze pomocy państwa) stanowi wyłączną kompetencję Unii¹¹. Podobnie, kompetencje wykonawcze z zakresu pomocy państwa (w tym, w szczególności, w zakresie nadzorowania przyznawania tej pomocy) należą wyłącznie do instytucji UE¹².

O ile więc wprowadzanie przez Państwa Członkowskie mechanizmów mocy podlega kompetencji dzielonej, to wyrażanie zgody na przyznanie pomocy państwa w ramach tego typu mechanizmów jest wyłączną kompetencją instytucji unijnych, w szczególności Komisji Europejskiej¹³. W praktyce oznacza to, że według obecnie obowiązujących przepisów prawa UE wprowadzanie mechanizmów mocy (w tym rynków mocy) należy do kompetencji Państw Członkowskich, ale jeżeli mechanizmy te stanowią pomoc państwa, to zgodę na ich wprowadzenie musi udzielić Komisja Europejska. Ocenia ona środki pomocowe w obszarze energii i środowiska na podstawie warunków określonych – przez samą Komisję¹⁴ – w „Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” (dalej jako: „Wytyczne”)¹⁵.

Na przyjmowanie przez Państwa Członkowskie mechanizmów mocy zasadniczy wpływ będzie miało wejście w życie nowelizacji rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, którego projekt stanowi jeden z elementów Pakietu Zimowego. Rozporządzenie to w znacznym stopniu ograniczy swobodę Państw Członkowskich w zakresie wprowadzania mechanizmów mocy¹⁶. Regulacje dotyczące kontroli pomocy państwa w ramach mechanizmów mocy nadal pozostaną w wyłącznej kompetencji instytucji UE.

Ocena projektu polskiego rynku mocy z punktu widzenia przepisów o pomocy państwa ma kluczowe znaczenie, ponieważ zgodnie zarówno z obecnie obowiązującymi, jak i projektowanymi regulacjami unijnymi, zgodę na wejście w życie rynku mocy, który stanowi pomoc państwa w rozumieniu TFUE, może wyrazić jedynie Komisja Europejska. Komisja może także zażądać zmiany lub zlikwidowania rynku mocy, który przyznaje pomoc państwa, gdy mechanizm ten nie będzie zgodny z regułami rynku wewnętrznego.

3.2 Rynek mocy jako pomoc państwa

Mechanizmy mocy mogą stanowić pomoc państwa w rozumieniu TFUE¹⁷. Mechanizmy takie stanowią pomoc państwa, jeżeli spełniają one łącznie wszystkie konstytutywne cechy określone w art. 107 ust. 1 TFUE. Są to następujące cechy:

- musi istnieć interwencja państwa lub przy użyciu zasobów państwowych;
- interwencja ta musi być w stanie wpłynąć na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi;
- dany mechanizm musi przyznawać beneficjentowi korzyść poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów;

¹¹ Zob. art. 3 ust. 1 lit. b TFUE.

¹² Por. art. 108 TFUE.

¹³ Zob. M. Stoczkiewicz, *Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej*, Warszawa 2011, ss. 383-385.

¹⁴ Zgodnie z utrwalonym orzecznictwem sądów unijnych, Komisja jest związana wydanymi przez siebie wytycznymi. Zob. wyroki Trybunału Sprawiedliwości UE (TSUE) w sprawach: C-313/90, CIRFS p. Komisji (OTS z 1993 r., s. I-1125), pkt 36; C-351/98, Hiszpania p. Komisji (OTS z 2002 r., s. I-031), pkt 53; oraz C-409/00, Hiszpania p. Komisji (OTS z 2003 r., s. I-1487), pkt 95.

¹⁵ Dz. U. UE C z 2014 r., nr 200, s. 1.

¹⁶ Zob. szerzej w pkt 3 niniejszego opracowania.

¹⁷ Commission Decision of 29.4.2015 initiating an inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector pursuant to Article 20a of Council Regulation (EC) No 650/1999 of 22 March 1999, C(2015) 2814 final, motyw 5.

- mechanizm musi zakłócać lub grozić zakłóceniem konkurencji¹⁸.

Scentralizowane mechanizmy mocy, a do takich należy rynek mocy przewidziany w Projekcie ustawy, najczęściej spełniają wszystkie cechy pomocy państwa¹⁹.

Wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego, o którym mowa w Projekcie, stanowi pomoc państwa w rozumieniu prawa UE, ponieważ spełnia ono łącznie wszystkie przesłanki określone w art. 107 ust. 1 TFUE. Proponowany w Projekcie środek:

- jest przyznawany przedsiębiorstwom (dostawcom mocy);
- jest przyznawany przez państwo lub przy użyciu zasobów państwa, w jakiegokolwiek formie, ponieważ:
 - środki na wypłatę wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego pochodzą z nałożonej przez państwo na wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej opłaty mocowej,
 - środki te pozostają pod kontrolą i są wypłacane przedsiębiorstwom przez kontrolowanego przez państwo Zarządcę Rozliczeń, na podstawie przyjętego przez państwo mechanizmu redystrybucji, oraz
 - wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego jest przyznawane na wykreowanym przez państwo rynku, który jest wtórny względem samego rynku energii;
- przyznaje tzw. selektywną korzyść, ponieważ:
 - mechanizm ten przyznaje korzyść wyłącznie niektórym przedsiębiorstwom, w tym, w szczególności, niektórym przedsiębiorstwom energetycznym, oraz
 - wynagrodzenie za realizację obowiązku mocowego otrzymują wyłącznie niektórzy, a nie wszyscy konkurenci na rynku energii;
- zakłóca konkurencję lub grozi zakłóceniem konkurencji oraz wpływa na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi UE, ponieważ:
 - zarówno energia elektryczna, jak i obowiązek mocowy może być przedmiotem obrotu na rynku wewnętrznym UE;
 - rynek energetyczny w UE jest zliberalizowany i otwarty na konkurencję²⁰.

3.3 Ocena zgodności projektu ustawy o rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE

Uwagi wprowadzające

Pierwszy projekt ustawy o rynku mocy z 30 listopada 2016 r. został przeanalizowany przez ClientEarth z punktu widzenia oceny jego zgodności z rynkiem wewnętrznym UE, jako pomocy państwa przyznawanej na podstawie art. 107 ust. 3 TFUE. W opracowaniu: „Projekt ustawy o

¹⁸ Wyrok TSUE w sprawie C-280/00, Altmark Trans (OTS z 2003 r., s. I-7747), pkt 75. Zob. szerzej w: M. Stoczkiewicz, Pomoc państwa dla przedsiębiorstw energetycznych w prawie Unii Europejskiej, Warszawa 2011.

¹⁹ Zob. na ten temat M. Stoczkiewicz, Capacity mechanisms in the electricity sector in the context of State aid, European Energy Journal, Vol. 5(4), November 2015, ss. 29-50.

²⁰ W. Kukuła, M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o rynku mocy, op. cit., s. 6-7.

rynku mocy a prawo Unii Europejskiej” proponowany rynek mocy został oceniony jako niezgodny z rynkiem wewnętrznym UE w zakresie:

- nieuwzględnienia możliwości świadczenia obowiązku mocowego przez moce transgraniczne;
- niezapewnienia uczestnictwa wystarczającej liczby wytwórców do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej w przypadku poszczególnych aukcji głównych, kończących się odrębnie dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy;
- ustanawiania nowego mechanizmu, który umożliwi przyznawanie dotacji szkodliwych dla środowiska²¹.

Nowy projekt ustawy z 24 czerwca 2017 r. został istotnie zmieniony w stosunku do projektu z 30 listopada 2016 r., w związku z czym należy przeanalizować, czy ww. niezgodności zostały wyeliminowane.

Udział mocy zagranicznych

Podstawową wadą projektu ustawy w brzmieniu z 30 listopada 2016 r. było niedopuszczenie do uczestnictwa w tym mechanizmie mocy zagranicznych. ClientEarth wskazywała, że aby zapewnić zgodność proponowanego rynku mocy z rynkiem wewnętrznym UE, konieczne jest dodanie do projektu ustawy przepisów umożliwiających udział w aukcjach mocy dostawcom z jednostek zlokalizowanych w innych Państwach Członkowskich UE²². Jest to twardy wymóg, wynikający bezpośrednio z Wytocznych Komisji²³. Ponadto, w ramach oceny zgodności danego środka mającego przyznawać pomoc państwa, Komisja Europejska analizuje zgodność notyfikowanego mechanizmu z art. 30 oraz art. 110 TFUE. Z dotyczącego tych przepisów orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości UE (TSUE) wynika zakaz stosowania dyskryminacyjnych restrykcji w zakresie importu produktów (jakimi są również energia elektryczna i moc elektryczna) lub zakaz protekcyjnego traktowania krajowych produktów na rynku wewnętrznym²⁴.

Wskazana powyżej wada projektu została wyeliminowana. Projekt z 24 czerwca 2017 r. zawiera rozdział: „Udział mocy zagranicznych w rynku mocy”. Udział mocy zagranicznych został przewidziany według francuskiego modelu rynku mocy, tj. w oparciu o tzw. aukcje biletowe. Są to aukcje praw do oferowania obowiązku mocowego w krajowych aukcjach mocy²⁵. W aukcjach biletowych mogłyby uczestniczyć nie tylko jednostki wytwórcze, ale także jednostki redukcji zapotrzebowania na moc (ang. *Demand Side Response*, DSR).

Aukcje biletowe mają być przeprowadzane odrębnie dla poszczególnych systemów przesyłowych Państw Członkowskich UE, które są bezpośrednio połączone z polskim systemem elektroenergetycznym²⁶. Aukcje te przeprowadza się w odniesieniu do roku dostaw następującego sześć lat po roku aukcji biletowej²⁷. Proponowane wielkości podaży na aukcjach biletowych wyznacza się na podstawie historycznych i prognozowanych zdolności przesyłowych

²¹ Ibidem, s. 3.

²² Ibidem.

²³ Por. Wytoczne, pkt 232 lit. b, a także pkt 233 lit. a-b.

²⁴ Wyrok TSUE w sprawie C-213/96 Outokumpu Oy (OTS z 1998 r., s. I-1777), pkt 30.

²⁵ Projekt, art. 6 ust. 1.

²⁶ Projekt, art. 6 ust. 2.

²⁷ Projekt, art. 6 ust. 3.

na połączeniach transgranicznych²⁸. Pierwsza aukcja biletowa ma zostać przeprowadzona w roku 2019²⁹. Z projektowanych przepisów wynika zatem, że pierwszy okres dostawy mocy z jednostek zlokalizowanych poza terytorium RP przypada na rok 2025.

Podsumowując, wydaje się, że w zakresie dopuszczenia do udziału w rynku mocy jednostek zlokalizowanych za granicą, obecny Projekt jest zgodny z TFUE oraz Wytocznymi Komisji.

Uczestnictwo minimalnej liczby wytwórców

Drugą istotną wadą projektu z 30 listopada 2016 r. było, zdaniem ClientEarth, niezapewnienie uczestnictwa liczby wytwórców wystarczającej do ustalenia konkurencyjnej ceny zdolności wytwórczej w przypadku poszczególnych aukcji głównych, kończących się odrębnie dla nowych lub modernizowanych jednostek rynku mocy. ClientEarth wskazywała, że przyznanie Ministrowi Energii kompetencji do arbitralnego wydziałania określonej transzy zamawianych mocy dla nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych może przekształcić rynek mocy w mechanizm przyznawania selektywnej pomocy znanym wcześniej podmiotom. Jeżeli Minister Energii wydzieliłby bowiem odrębną transzę dla nowych mocy w ramach pierwszej aukcji głównej, to z uwagi na fakt, że obecnie realizowane są 4 nowe jednostki wytwórcze (Jaworzno, Kozienice, Opole i Turów), to – niezależnie od wielkości zamawianego wolumenu – jedynymi dostawcami będą podmioty realizujące te jednostki, tj. ENEA, PGE i Tauron. Wynika to z faktu, że przygotowanie, zakontraktowanie i wykonanie jakiegokolwiek bloku wytwórczego zajmuje od 7 do 9 lat. W efekcie nie byłaby to aukcja, a administracyjne przyznanie wysokich 15-letnich kontraktów, o z góry określonej cenie.

ClientEarth wskazywała, że możliwość wydziałania transz dla nowo budowanych bloków jest zaprzeczeniem samej idei rynku, rozumianego jako zbioru reguł konkurencji, które są stabilne w dłuższym horyzoncie czasu i umożliwiają rywalizację pomiędzy dostawcami mocy na równych prawach³⁰. Taki skutek rynku mocy stanowiłby negatywny wpływ na konkurencję i handel, wobec czego rynek mocy mógłby nie zostać uznany przez Komisję Europejską za środek zgodny z rynkiem wewnętrznym. Z drugiej jednak strony ClientEarth zauważała, że przewidziana w Projekcie możliwość rozstrzygnięcia aukcji więcej niż jedną ceną zamknięcia (tj. odrębną ceną dla nowych, modernizowanych lub pozostałych jednostek rynku mocy) pozwala na znaczne obniżenie łącznego kosztu pieniężnego rynku mocy.

Projekt z 24 czerwca 2017 r. nie rozwiązuje powyższego problemu. Projekt wyraźnie przewiduje, że jeżeli jest to uzasadnione realizacją polityki energetycznej państwa³¹, dopuszcza się ustalenie odrębnych zasad rozstrzygnięcia aukcji głównej dla:

- nowych jednostek oferujących maksymalnie 15-letni obowiązek mocowy; lub
- nowych i modernizowanych jednostek oferujących maksymalnie 5-letni obowiązek mocowy³².

Oznacza to, że projektodawca w dalszym ciągu dopuszcza możliwość odrębnego rozstrzygnięcia aukcji dla nowych jednostek, których operatorzy mogą ubiegać się o 15-letnie umowy mocowe. Nadmiernego, negatywnego wpływu na handel i konkurencję możliwych

²⁸ Projekt, art. 7 ust. 1.

²⁹ Projekt, art. 91.

³⁰ W. Kukuła, M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o rynku mocy, op. cit., s. 14.

³¹ Warto zauważyć, że w chwili obecnej nie ma aktualnej polityki energetycznej w rozumieniu dokumentu strategicznego, przyjmowanego na podstawie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r., poz. 220, z późn. zm.).

³² Projekt, art. 32 ust. 4.

15-letnich umów mocowych, zawieranych ze z góry znanymi podmiotami nie łagodzi nawet możliwość pewnego rodzaju „mieszania” w ramach jednego koszyka niektórych nowych i modernizowanych jednostek, uprawnionych do oferowania maksymalnie 5-letniego obowiązku mocowego. W tym zakresie, Projekt należy uznać za niezgodny z rynkiem wewnętrznym, a w konsekwencji za niezgodny z prawem Unii Europejskiej.

Możliwość przyznawania dotacji szkodliwych dla środowiska

Trzecią podniesioną przez ClientEarth niezgodnością projektu z 30 listopada 2016 r. z prawem UE było ustanawianie mechanizmu, który umożliwia przyznawanie nowych dotacji szkodliwych dla środowiska. Wytyczne Komisji już dzisiaj wyraźnie wymagają, aby mechanizmy mocowe były otwarte dla wszystkim technologii, jednakże w granicach podjętych zobowiązań i celów klimatycznych. Wytyczne wprost stanowią, że pomoc na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych może być sprzeczna z celem dotyczącym stopniowego wycofania dotacji szkodliwych dla środowiska, w tym dotacji na paliwa kopalne³³.

Projekt ustawy z 30 listopada 2016 r. przewidywał możliwość ograniczenia neutralności technologicznej ze względu na wymogi środowiskowe. Mogłoby to nastąpić poprzez odpowiednie określenie tzw. atrybutów, które stanowią jeden z obligatoryjnych parametrów każdej aukcji głównej. Atrybuty te mają być określone w rozporządzeniu Ministra Energii i mogą być różne w przypadku kolejnych aukcji głównych. W związku z powyższym, ClientEarth wskazywała, że zgodność proponowanego rynku mocy z Wytycznymi Komisji zależy w istocie od treści odpowiednich rozporządzeń określających parametry poszczególnych aukcji, a w szczególności od przyjętych wartości wskaźników jednostkowej emisyjności dwutlenku węgla oraz innych substancji szkodliwych dla środowiska. Dodatkowo, zdaniem ClientEarth, możliwość wspierania w ramach rynku mocy nowych jednostek wytwórczych mających emitować średnio 700 lub więcej gram CO₂/kWh należy uznać za potencjalną niezgodność z zawartym w samych Wytycznych celem Unii w postaci stopniowego wycofywania dotacji szkodliwych dla środowiska³⁴.

Projekt z 24 czerwca 2017 r. nie tylko nie usuwa, ale nawet pogłębia tę wadę prawną proponowanego rynku mocy. Projekt nadal przewiduje możliwość ograniczenia neutralności technologicznej ze względu na wymogi środowiskowe. Może to nastąpić poprzez odpowiednie określenie tzw. atrybutów, które stanowią jeden z obligatoryjnych parametrów każdej aukcji głównej. Projekt (w art. 32 ust. 1 pkt 4) stwierdza, że parametrami aukcji głównej są m.in. określone dla poszczególnych grup technologii parametry techniczno-ekonomiczne (atrybuty), warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy wytwórczej jako:

- nowej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw w aukcji głównej;
- nowej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej;
- modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej.

Projekt dalej stanowi jednak, że atrybuty obejmują co najmniej jeden z pięciu parametrów, w tym m.in. wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla albo wielkość zmiany jego jednostkowej

³³ Wytyczne, pkt 220.

³⁴ W. Kukuła, M. Stoczkiewicz, Projekt ustawy o rynku mocy, op. cit., s. 7.

emisji lub wskaźnik jednostkowej emisji tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłu albo wielkości zmian ich jednostkowej emisji – wyznaczone odrębnie dla poszczególnych grup technologii, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 Projektu³⁵. Z punktu widzenia wymagań środowiskowych Projekt stanowi zatem istotny krok wstecz w stosunku do projektu z 30 listopada 2016 r., ponieważ na podstawie tamtego projektu Minister Energii był zobligowany do każdorazowego określenia atrybutu dotyczącego jednostkowej emisji dwutlenku węgla, podczas gdy zgodnie z brzmieniem nowego Projektu jednostkowa emisyjność jednostki wytwórczej – poprzez konsekwentne zastosowanie w treści art. 32 ust. 2 spójnika „lub” – w ogóle nie musi być już parametrem aukcji. Tytułem przykładu wystarczające będzie, jeżeli Minister określi wyłącznie jednostkowy poziom nakładów finansowych (art. 32 ust. 2 pkt 1), nie określając pozostałych atrybutów, o których mowa w art. 32 ust. 2 pkt 2-5 projektu.

Dalej Projekt stanowi, że parametry najbliższej aukcji głównej będą określane w drodze rozporządzenia Ministra Energii, najpóźniej na 25 tygodni przed rozstrzygnięciem tej aukcji. Określając te parametry Minister Energii zasięga uprzednio opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), a także ma na uwadze politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy³⁶.

Z projektowanych przepisów wynika więc, że parametry aukcji, a w tym atrybuty, nie zostaną określone generalnie, ale będą określane *ad hoc* na potrzeby poszczególnych aukcji głównych. Co więcej, jak wykazano powyżej, takim atrybutem nie musi być już wskaźnik jednostkowej emisji dwutlenku węgla³⁷.

Powyższe oznacza w szczególności, że obecnie nie da się stwierdzić, czy w ogóle, a jeżeli tak, to jakie wskaźniki emisyjności dwutlenku węgla (oraz, odpowiednio, innych zanieczyszczeń) zostaną określone przez Ministra Energii. Ponadto, wskaźniki te mogą się znacząco różnić w odniesieniu do poszczególnych aukcji, a nawet w stosunku do poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Co ciekawe, **z Projektu wynika także, iż wymagania ochrony środowiska nie będą brane pod uwagę przy określaniu parametrów aukcji, gdyż wymagania te nie zostały zawarte w treści proponowanej delegacji ustawowej do wydania odpowiedniego rozporządzenia (rozporządzeń) Ministra Energii³⁸.**

W praktyce zatem emisyjność jednostek rynku mocy może, ale nie musi być parametrem ograniczającym możliwość udziału w aukcji. Projekt nie wprowadza więc żadnej gwarancji, że polski rynek mocy nie będzie generował dotacji do odznaczających się wysoką emisyjnością dwutlenku węgla, paliw kopalnych. Ta wada Projektu jest o tyle istotna, że polski system elektroenergetyczny charakteryzuje się bardzo wysokim średnim wskaźnikiem emisji CO₂. Średnia emisyjność polskiego systemu elektroenergetycznego (wliczając w to inne technologie niż węglowe, w tym zwłaszcza odnawialne źródła energii oraz straty sieciowe) wynosi obecnie ok. 800 g CO₂/kWh³⁹. Średnia emisyjność wszystkich budowanych obecnie bloków węglowych (Jaworzno, Koźienice, Opole, Turów) będzie natomiast przewyższać 700 g CO₂/kWh.

Warto zaznaczyć, że w dwóch Państwach Członkowskich UE, w których funkcjonują obecnie zaakceptowane przez Komisję Europejską rynki mocy (Wielka Brytania, Francja), średnia

³⁵ Projekt, art. 27 ust. 2.

³⁶ Projekt, art. 34 ust. 1 i 2.

³⁷ Tę samą uwagę można odnieść do atrybutu dotyczącego jednostkowej emisji tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłu. Por. Projekt, art. 32 ust. 2 pkt 4.

³⁸ Por. Projekt, art. 34 ust. 1.

³⁹ Por. http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskaźniki_emisyjnosci/160616_WSKAZNIKI_CO2.pdf (dostęp 12.06.2017 r.)

emisyjność systemu elektroenergetycznego jest znacznie niższa – dzisiaj wynosi ona ok. 300 g CO₂/kWh w Wielkiej Brytanii i mniej niż 100 g CO₂/kWh we Francji.

Mając na uwadze powyższe, jest wysoce prawdopodobne, iż polski rynek mocy będzie generował dotacje do wysokoemisyjnej energetyki węglowej. Możliwość wspierania w ramach rynku mocy jednostek wytwórczych mających emitować średnio 700 lub więcej gram CO₂/kWh stanowi potencjalną niezgodność tego środka z celem w postaci stopniowego wycofywania dotacji do paliw kopalnych, a w konsekwencji niedopuszczalność pomocy państwa.

4 Projekt ustawy o rynku mocy a Pakiet Zimowy

Wysoka średnia emisyjność polskiego systemu elektroenergetycznego jest istotnym problemem z punktu widzenia planowanych regulacji UE w zakresie mechanizmów zdolności wytwórczych (mechanizmów mocy). W dniu 30 listopada 2016 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet projektów aktów prawnych z zakresu energetyki (tzw. Pakiet Zimowy). W ramach Pakietu Zimowego Komisja przedstawiła w szczególności ww. projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („Projekt rozporządzenia UE”). Akt prawny w formie rozporządzenia jest bezpośrednio skuteczny i nie podlega transpozycji do krajowych porządków prawnych⁴⁰.

Projekt rozporządzenia UE, uwzględniając zobowiązania prawno-międzynarodowe Unii (Porozumienie paryskie⁴¹) oraz politykę klimatyczną wyznaczoną przez konkluzje Rady Europejskiej z dnia 23 i 24 października 2014 r.⁴², wprowadza do regulacji dotyczących rynku energii nowe wymagania związane z ograniczeniem wpływu unijnego sektora elektroenergetycznego na równowagę klimatyczną.

Projekt rozporządzenia UE wprowadza szereg nowych wymagań w zakresie wprowadzania mechanizmów mocy przez Państwa Członkowskie. W szczególności, Projekt rozporządzenia UE zawiera postanowienia, które mogą wykluczyć z uczestnictwa w krajowych rynkach mocy elektrownie emitujące średnio 550 lub więcej g CO₂/kWh wytwarzanej energii elektrycznej. W projekcie tego rozporządzenia stwierdza się (w art. 23 ust. 4), iż „Zdolności wytwórcze, w stosunku do których ostateczną decyzję inwestycyjną podjęto po dniu [data wejścia w życie] r., kwalifikują się do udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych tylko wówczas, gdy generowane przez nie emisje wynoszą mniej niż 550 gr CO₂/kWh. Zdolności wytwórczych emitujących 550 gr CO₂/kWh lub więcej nie angażuje się w ramach mechanizmów zdolności wytwórczych pięć lat po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie.”. Dalej, projekt ten stanowi (w art. 24) że: „Państwa członkowskie stosujące mechanizmy zdolności wytwórczych w dniu [data wejścia w życie] r. dostosowują swoje mechanizmy w celu spełnienia wymogów art. 18, 21 i 23 niniejszego rozporządzenia.”. Tymczasem, przewidywana emisyjność budowanych obecnie bloków klasy 1000 MW na węgiel kamienny to ponad 700 g CO₂/kWh, natomiast emisyjność istniejących w Polsce bloków węglowych waha się od ok. 850 do nawet 1000 i więcej⁴³ g CO₂/kWh⁴⁴.

⁴⁰ Zgodnie z art. 288 ak. 2 TFUE rozporządzenie ma zasięg ogólny. Wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich Państwach Członkowskich.

⁴¹ Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz. U. z 2017 r., poz. 36).

⁴² http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/PL/ec/145432.pdf (dostęp 13.05.2017 r.)

⁴³ W przypadku bloków na węgiel brunatny.

⁴⁴ Por. Instytut na rzecz Ekorozwoju, Jakościowa ocena wpływu wprowadzenia rynku mocy na emisyjność krajowego systemu elektroenergetycznego, Warszawa, maj 2017, s. 15.

Zestawienie treści art. 23 ust. 4 oraz art. 24 Projektu rozporządzenia UE można interpretować w ten sposób, że:

- nowe elektrownie węglowe od momentu wejścia w życie tego rozporządzenia nie będą mogły być uczestnikami mechanizmów mocowych, a co za tym idzie – beneficjentami pomocy państwa w ramach mechanizmów mocy; oraz że
- istniejące elektrownie węglowe będą musiały być wyłączone z mechanizmów mocy 5 lat po wejściu rozporządzenia w życie.

Istnieje więc ryzyko, że nawet zaakceptowany przez Komisję Europejską rynek mocy będzie obciążony wadą w postaci dedykowania go w zasadniczej części do zdolności wytwórczych, które najwyżej po 5 latach od dnia wejścia w życie analizowanego rozporządzenia UE będą musiały być z tego rynku wyłączone. To ryzyko dotyczy głównie nowych jednostek rynku mocy, uprawnionych do oferowania obowiązku mocowego na maksymalnie 15 lat, ale nie będą go pozbawione także nowe i modernizowane jednostki uprawnione do oferowania tego obowiązku na okres do 5 lat⁴⁵.

Wyżej wskazane przepisy (art. 23 ust. 4 oraz art. 24) Projektu rozporządzenia UE można także interpretować w ten sposób, że wskazane ograniczenia nie obowiązują od momentu jego wejścia w życie ze skutkiem wstecznym (*ex tunc*), ale że oznaczają one, iż zdolności o emisyjności 550 g CO₂/kWh nie angażuje się w mechanizmy mocowe na przyszłość (*ex nunc*). Analizowane zapisy będą przedmiotem negocjacji i będą ulegały zmianie podczas unijnego procesu legislacyjnego. Ich finalna wykładnia będzie możliwa w odniesieniu do przyjętego rozporządzenia UE i będzie musiała uwzględniać intencje prawodawcy unijnego wyrażone podczas tego procesu.

5 Ryzyko powstania kosztów osieroconych

Jest prawdopodobne, że przepisy Projektu rozporządzenia UE wejdą w życie. Podstawę prawną do ich wydania stanowi art. 194 ust. 2 TFUE. Oznacza to, że przyjęcie tego aktu prawnego nastąpi w drodze głosowania większością kwalifikowaną. Polska nie jest więc w stanie sama skutecznie zawetować tej regulacji. Jest też wątpliwe, czy polskiej dyplomacji uda się zbudować większość kwalifikowaną do zablokowania analizowanych postanowień rozporządzenia UE. Należy zaznaczyć, że w stosunku do Projektu rozporządzenia UE nie została uzyskana minimalna liczba izb parlamentów Państw Członkowskich UE, aby została wszczęta tzw. procedura żółtej kartki⁴⁶ (tj. procedura kontroli projektów aktów prawnych Unii z zasadą pomocniczości), o której mowa w TFUE oraz Protokole w sprawie stosowania zasad pomocniczości i proporcjonalności⁴⁷.

Przepisy dotyczące rynków mocy zostały zawarte w projekcie aktu prawnego w formie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, co oznacza, że będą one obowiązywać w sposób bezpośredni, bez konieczności ich transpozycji do prawa krajowego. Prawodawca krajowy nie ma więc możliwości odroczenia w czasie skutków rozporządzenia względem krajowych przedsiębiorstw energetycznych.

⁴⁵ Projekt, art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a, b i c.

⁴⁶ Por. <http://www.ipex.eu/IPEXL-WEB/dossier/document/COM20160861.do#dossier-COD20160379> (dostęp 13.06.2017 r.).

⁴⁷ Dz. U. UE C z 2007 r., nr 306, s. 1.

Ponadto, nawet jeżeli przedmiotowe przepisy nie wejdą (w proponowanym kształcie) w życie w formie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, to Komisja Europejska może wprowadzić odpowiednie wymagania i ograniczenia dotyczące rynków mocy w drodze nowelizacji Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią. Bezpośrednim impulsem do regulacji rynków mocy były wyniki tzw. badania sektorowego, przeprowadzonego przez Dyрекcję Generalną ds. Konkurencji Komisji Europejskiej⁴⁸. Do Komisji należy przy tym wyłączna kompetencja w zakresie nadzorowania pomocy państwa i ma ona możliwość wydawania szczegółowych wytycznych, w których określa ona dopuszczalność przyznawania takiej pomocy. Państwa Członkowskie mogą jedynie opiniować projekty wytycznych Komisji w sprawie pomocy państwa.

Jest zatem prawdopodobne, że wymagania dotyczące rynków mocy z Projektu rozporządzenia UE, w tym ww. warunek 550 g CO₂/kWh, staną się w najbliższych latach obowiązującym prawem UE. Zakłada się, że omawiane rozporządzenie może zostać uchwalone do końca 2018 r. i wejść w życie w pierwszej połowie 2019 r.

Analizowane przepisy Projektu rozporządzenia UE można interpretować w taki sposób, że po 5 latach od wejścia w życie tego aktu prawnego kontrakty mocowe zawarte z operatorami istniejących elektrowni węglowych będą musiały ulec rozwiązaniu. Stwarza to ryzyko powstania tzw. kosztów osieroconych, tj. w tym wypadku kosztów, które obecni na rynku przedsiębiorcy ponieśli przed zmianą prawa, których nie mogą odzyskać ze względu na skutki tej zmiany.

Koszty osierocone wynikające z rozwiązania KDT

Należy zaznaczyć, że w przeszłości, już po przystąpieniu do UE, Polska musiała rozwiązać kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej (ww. KDT), w wyniku czego mieliśmy już do czynienia z problemem powstania kosztów osieroconych. W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku w sektorze wytwarzania energii elektrycznej istniało wysokie zapotrzebowanie na kapitał inwestycyjny. System kontraktów długoterminowych miał umożliwić wytwórcom pozyskanie niezbędnych środków na inwestycje. KDT były zawierane pomiędzy operatorem systemu przesyłowego – Polskimi Sieciami Energetycznymi (PSE) a pewną liczbą przedsiębiorstw energetycznych.

Wynikające z KDT przyszłe wierzytelności przedsiębiorstw energetycznych wobec PSE o zapłatę należności za dostarczaną moc i energię elektryczną posłużyły do zabezpieczenia spłaty zadłużenia zaciągniętego przez wytwórców energii na realizację wspomnianych inwestycji. W większości przypadków zabezpieczenia te przybrały formę przelewu wierzytelności z kontraktów długoterminowych na zabezpieczenie. System kontraktów długoterminowych umożliwił wytwórcom pozyskanie kredytów na łączną kwotę ponad 20 mld zł⁴⁹. Kontrakty długoterminowe zostały zawarte w latach 1994–1998 z większością przedsiębiorstw energetycznych w Polsce, na okres dochodzący do 21 lat. W zależności od przedsiębiorstwa, kontrakty długoterminowe miały wygasać od 2005 do 2027 r.

Inwestycje objęte kontraktami długoterminowymi były projektami mającymi na celu modernizację środków trwałych, poprawę standardów ochrony środowiska oraz zwiększenie zdolności wytwórczych. W latach 2002–2004 rząd RP, zdając sobie sprawę ze sprzeczności kontraktów

⁴⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0752&from=EN> (dostęp 13.06.2017 r.).

⁴⁹ Uzasadnienie projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Druk nr 1340, Warszawa, 11 stycznia 2007 r. s. 3. Dokument dostępny pod adresem: [http://orka.sejm.gov.pl/Druki5ka.nsf/0/32A2E71D5656CEE6C125726D00423594/\\$file/1340.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/Druki5ka.nsf/0/32A2E71D5656CEE6C125726D00423594/$file/1340.pdf) (dostęp 13.06.2017 r.).

długoterminowych z zasadami rynku wewnętrznego UE, przygotował pierwszy projekt ustawy o zasadach rekompensowania kosztów rozwiązania KDT. Projekt ten został notyfikowany Komisji Europejskiej 3 marca 2005 r. Zdaniem Komisji Europejskiej zarówno kontrakty długoterminowe, jak i przewidziane w projekcie ustawy rekompensaty za ich rozwiązanie, stanowiły pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu Wspólnoty Europejskiej (obecnego art. 107 ust. 1 TFUE)⁵⁰.

W latach 2005–2007 trwały konsultacje między Komisją a polskim rządem, których rezultatem było robocze uzgodnienie nowego projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej⁵¹. Ustawa ta (dalej jako: „ustawa o KDT”) co do zasady weszła w życie w lipcu 2007 r. Komisja Europejska podjęła finalną decyzję w zakresie KDT we wrześniu 2007 r. Stwierdziła w niej, że KDT stanowią pomoc państwa niezgodną ze wspólnym rynkiem i jako takie zostają rozwiązane, a także, iż rekompensaty za rozwiązanie kontraktów długoterminowych, przewidziane przez ustawę o KDT, stanowią pomoc państwa zgodną ze wspólnym rynkiem i w drodze tej decyzji zatwierdziła przedmiotowy środek pomocowy⁵².

Ustawa o KDT przewiduje szczególną opłatę – opłatę przejściową, stanowiącą wynagrodzenie za usługę udostępniania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, należne operatorowi, przeznaczone w szczególności na pokrycie kosztów osieroconych⁵³. Zgodnie z załącznikiem 2 do ustawy o KDT, łączne maksymalne wysokości pokrycia kosztów osieroconych dla wszystkich przedsiębiorstw energetycznych objętych mechanizmem, o którym mowa w ustawie, to ok. 12,5 mld zł, z czego ok. 11,5 mld dotyczy jednostek węglowych, a ok. 1 mld gazu ziemnego. Wartości z ustawy podlegają jednak różnym korektom. Ponadto, w międzyczasie wytwórcy wygrali z Prezesem URE postępowania sądowe dotyczące korekt ww. rekompensat. W związku z powyższym, według stanu na koniec 2016 r., Zarządca Rozliczeń wypłacił już łącznie ok. 14,5 mld zł rekompensat przeznaczanych na pokrycie kosztów osieroconych⁵⁴.

Problem rekompensat z tytułu pokrycia kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT został przywołany, aby unaocznic ryzyko podobnej sytuacji na gruncie proponowanego mechanizmu rynku mocy.

6 Pokrywanie kosztów osieroconych w elektroenergetyce w prawie UE

Problem powstania kosztów osieroconych wiąże się bezpośrednio z problemem ich pokrywania przez państwo. Z ustalonej praktyki decyzyjnej Komisji Europejskiej wynika, że pokrywanie kosztów osieroconych przez państwo Komisja traktuje najczęściej jako pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE⁵⁵. Pokrycie kosztów osieroconych w elektroenergetyce stanowi pomoc państwa, jeżeli środki na pokrycie tych kosztów są środkami publicznymi, w tym są środkami uzyskiwanymi z danin publicznych. Ewentualne pokrycie kosztów osieroconych

⁵⁰ Zob. Decyzja KE C 43/2005 (ex N 99/2005); nota KE IP/05/1455 z 23 listopada 2005 r. Zob. także K. Kuik, State Aid and the 2004 Accession Overview of Recent Developments, *European State Aid Law Quarterly* 2004, nr 3, ss. 368–369 oraz A. Paczkowska-Tomaszewska, K. Jaros, K. Winiarski, *Monitoring State Aid in Poland*, *European State Aid Law Quarterly* 2006, nr 4, s. 674.

⁵¹ Zob. Uzasadnienie, op. cit., s. 9.

⁵² Zob. decyzja Komisji Europejskiej z 25 września 2007 r., K(2007) 4319 wersja ostateczna, art. 1, art. 2 oraz art. 4 ust. 1 i 2.

⁵³ Ustawa o KDT, art. 2 pkt 9.

⁵⁴ Zob. <http://www.zrsa.pl/kdt/wyplaty/> (dostęp 02.06.2017 r.).

⁵⁵ Zob. L. Hancher, F. Salerno, *The application of EU state law to the energy sector*, (w:) Ch. Jones (red.) *EU Energy Law, Volume II, EU Competition law and energy markets*, Claeys & Casteels 2016, ss. 758–773, M. Stoczkiewicz, *Koszty osierocone w energetyce a pomoc państwa*, *Przegląd Prawa Publicznego*, 6/2008, ss. 43–69.

związanych z rozwiązaniem umów mocowych mogłoby więc stanowić pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE.

Ocena tej pomocy nie mogłaby zostać jednak dokonana na podstawie Komunikatu Komisji dotyczącego metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi⁵⁶. Komunikat ten, pomimo tego, że wciąż obowiązuje, dotyczy bowiem wyłącznie kosztów osieroconych związanych z wejściem w życie dyrektywy 96/92/WE z 19 grudnia 1996 r. w sprawie wspólnych reguł rynku energii elektrycznej⁵⁷. Niezależnie od powyższego, ryzyka prawne związane z wprowadzaniem rynku mocy należy postrzegać co najmniej przez pryzmat możliwości powstania kosztów osieroconych w rozumieniu potocznym, tj. kosztów, które obecni na rynku przedsiębiorcy ponieśli przed zmianą prawa, a których ze względu na skutki tej zmiany nie mogą odzyskać.

Ocena pokrycia przez państwo ewentualnych nowych kosztów osieroconych musiałaby zostać zatem dokonana wyłącznie na podstawie przepisów TFUE, w szczególności art. 107 ust. 3 TFUE, który stanowi, że za zgodną z rynkiem wewnętrznym może zostać uznana pomoc przeznaczona na ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych, o ile nie zmienia warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem.

7 Możliwości usunięcia ryzyka kosztów osieroconych

Wydaje się, że Projekt z 24 czerwca 2017 r. nie zawiera zabezpieczeń przed powstaniem opisanych powyżej kosztów osieroconych. W szczególności nie jest takim zabezpieczeniem art. 98 ust. 2 Projektu, według którego: „W przypadku zniesienia rynku mocy lub zaprzestania organizowania aukcji mocy, zawarte umowy mocowe zachowują moc i podlegają wykonaniu.”. Ten przepis, po pierwsze, mówi, że umowy mocowe podlegają wykonaniu, a Projekt rozporządzenia UE wymaga wyłączenia z rynku mocy określonych jednostek. Po drugie, nie dotyczy on sytuacji rozwiązania zawartych ówczesnie umów z uwagi na zmiany prawa UE, ale przypadku zniesienia rynku mocy w całości. Po drugie, przepis ten nie dotyczy sytuacji rozwiązania zawartych ówczesnie umów z uwagi na zmiany prawa UE, tylko w przypadku zniesienia rynku mocy w całości, na podstawie oceny funkcjonowania rynku mocy przez Radę Ministrów.

Jako potencjalne rozwiązania analizowanego problemu można rozważyć dostosowanie Projektu do przyszłych norm unijnych, w tym do wymagania dotyczącego wyłączenia w przyszłości z rynku mocy jednostek, które emitują 550 lub więcej g CO₂/kWh.

Problem w tym, że – jak wynika z wielu publicznych wypowiedzi przedstawicieli Ministerstwa Energii – jednym z deklarowanych celów rynku mocy w Polsce jest wspieranie energetyki węglowej⁵⁸. W związku z tym ujęcie w Projekcie przepisów ograniczających wsparcie dla jednostek węglowych wydaje się być mało prawdopodobne. W konsekwencji, ryzyko kosztów osieroconych najprawdopodobniej nie zostanie wyeliminowane.

⁵⁶ Zob. Commission Communication relating to the methodology for analysing State aid linked to stranded costs z 26 lipca 2001 r. Dokument dostępny pod adresem: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_en.pdf (dostęp 13.06.2017 r.).

⁵⁷ Dz. U. UE L z 1997 r., nr 27, s. 20, pkt 3.1.

⁵⁸ Zob. np. <http://biznesalert.pl/tchorzewski-rynek-mocy-wesprze-elektrownie-weglowe-stabilne-zrodla-energii/> lub <http://www.energetyka24.com/397770,tchorzewski-polska-musi-zbudowac-ponad-20-blokow-energetycznych> (dostęp 13.06.2017 r.).

dr Marcin Stoczkiewicz
Prawnik, Kierownik Programów
Europy Środkowo-Wschodniej
022 307 01 90
mstoczkiewicz@clientearth.org
www.clientearth.pl

ClientEarth jest nienastawioną na zysk organizacją pozarządową skupiającą prawników zajmujących się ochroną środowiska. Ma biura w Londynie, Brukseli i Warszawie. Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną tworzy strategie i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi problemami środowiska naturalnego.

Działalność ClientEarth nie byłaby możliwa bez hojnego wsparcia innych fundacji, instytucji publicznych oraz osób prywatnych.

Brussels

Rue du Trône 60
5ème étage
1050 Bruxelles
Belgique

London

274 Richmond Road
London
E8 3QW
UK

Warsaw

ul. Żurawia 45
00-680 Warszawa
Polska

ClientEarth is a company limited by guarantee, registered in England and Wales, company number 02863827, registered charity number 1053988, registered office 10 Queen Street Place, London EC4R 1BE, with a registered branch in Belgium, N° d'entreprise 0894.251.512, and with a registered foundation in Poland, Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi, KRS 0000364218.