

RYNEK MOCY

Komentarz

redakcja

Filip Grzegorzczak, Urszula Wiśniewska

Lucyna Dygas, Filip Grzegorzczak, Oskar Parkitny
Paulina Piasecka, Tomasz Rytlewski
Laura Waloszczyk, Urszula Wiśniewska



Wolters Kluwer

RYNEK MOCY

Komentarz

redakcja

Filip Grzegorzczak, Urszula Wiśniewska

Lucyna Dygas, Filip Grzegorzczak, Oskar Parkitny

Paulina Piasecka, Tomasz Rytlewski

Laura Waloszczyk, Urszula Wiśniewska



Wolters Kluwer

WARSZAWA 2021

Stan prawny na 19 czerwca 2021 r.

Stan prawny Suplementu na 23 lipca 2021 r.

Recenzent

Dr hab. Filip Elżanowski

Wydawca

Dagna Kordyasz

Redaktor prowadzący

Tomasz Pietrzak

Opracowanie redakcyjne

JustLuk

Projekt okładek serii

Wojtek Kwiecień-Janikowski, Przemek Dębowski

Poszczególne części komentarza opracowali:

Lucyna Dygas – art. 29–40, 52–54, 82–84

Filip Grzegorzczak – wprowadzenie, art. 1

Oskar Parkitny – art. 6–10, 55–56, 69–78

Paulina Piasecka – art. 3–5, 48–51, 90–107

Tomasz Rytlewski – art. 11–14, 79–81, 85

Laura Waloszczyk – art. 15–28, 60–68

Urszula Wiśniewska – art. 2, 41–47, 57–59

© Copyright by Wolters Kluwer Polska Sp. z o.o., 2021

ISBN 978-83-8246-192-3

Wolters Kluwer Polska Sp. z o.o.

Dział Praw Autorskich

01-208 Warszawa, ul. Przyokopowa 33

tel. 22 535 82 19

e-mail: PL-ksiazki@wolterskluwer.com

księgarnia internetowa www.profinfo.pl

Spis treści

Wykaz skrótów	13
Wprowadzenie	17
Ustawa o rynku mocy (tekst jedn. Dz.U. z 2020 r. poz. 247 ze zm.)	19
Dział I. Przepisy ogólne	21
Rozdział 1. Przedmiot ustawy	21
Art. 1. [Przedmiot i cel ustawy]	21
Rozdział 2. Definicje	28
Art. 2. [Definicje legalne]	28
Dział II. Organizacja rynku mocy	41
Rozdział 1. Przepisy ogólne	41
Art. 3. [Certyfikacje przeprowadzane przez operatora]	41
Art. 4. [Aukcje wstępne; sposób przeprowadzania aukcji]	44
Art. 5. [Obowiązek przedstawiania dokumentów lub informacji przez uczestników rynku mocy na żądanie Prezesa URE]	47
Rozdział 2. Udział mocy zagranicznych w rynku mocy	49
Art. 6. [Umowy zawierane w celu udziału mocy zagranicznych w rynku mocy]	49
Art. 7. [Informacja o prognozowanych maksymalnych wolumenach obowiązków mocowych]	53

Art. 8.	[Określenie wielkości mocy oferowanej w aukcji mocy przez jednostkę rynku mocy składającą się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego]	55
Art. 9.	[Oferta obowiązku mocowego na rynku mocy; zakończenie aukcji wstępnej]	56
Art. 10.	[Informacje o przebiegu aukcji wstępnej przedkładane ministrowi; informowanie Prezesa URE o umowach zawieranych w celu udziału mocy zagranicznych w rynku mocy]	60
Rozdział 3.	Certyfikacja ogólna	60
Art. 11.	[Obowiązek zgłoszenia jednostki fizycznej wytwórczej do certyfikacji ogólnej]	60
Art. 12.	[Wniosek o rejestrację; uprawnienia wynikające z wpisu do rejestru jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej]	65
Art. 13.	[Wezwanie do usunięcia wad lub braków formalnych wniosków; odmowa wpisania jednostki fizycznej do rejestru]	74
Art. 14.	[Obowiązek przedłożenia przez operatora informacji o przebiegu certyfikacji ogólnej]	77
Rozdział 4.	Certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych	79
Art. 15.	[Wniosek o certyfikację]	79
Art. 16.	[Wniosek dostawcy o utworzenie jednostki rynku mocy]	83
Art. 17.	[Wniosek uczestnika aukcji wstępnej o utworzenie jednostki rynku mocy; wielkość obowiązku mocowego oferowanego przez uczestnika aukcji wstępnej]	89
Art. 18.	[Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności]	90
Art. 19.	[Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy wytwórczej albo o utworzenie nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej]	92
Art. 20.	[Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania]	99

Art. 21.	[Wniosek o certyfikację składany wraz z wnioskiem o utworzenie jednostki mocy uprzednio certyfikowanej]	103
Art. 22.	[Wezwanie do usunięcia wad lub braków formalnych wniosków; odmowa wydania certyfikatu]	104
Art. 23.	[Wydanie certyfikatu]	105
Art. 24.	[Treść certyfikatu wydawanego dla jednostki rynku mocy]	107
Art. 25.	[Kwalifikowanie jednostki rynku mocy wytwórczej przy wydaniu certyfikatu; uprawnienia wynikające z certyfikatu; status cenotwórcy lub cenobiorcy] ...	110
Art. 26.	[Certyfikat warunkowy]	118
Art. 27.	[Przedłożenie Prezesowi URE i ministrowi informacji o przebiegu certyfikacji do aukcji głównej]	120
Art. 28.	[Przedłożenie Prezesowi URE i ministrowi informacji o przebiegu certyfikacji do aukcji dodatkowych] ...	121
Rozdział 5.	Aukcje mocy	123
Art. 29.	[Terminy i harmonogramy aukcji]	123
Art. 30.	[Przebieg aukcji mocy]	126
Art. 31.	[Wyznaczenie popytu w aukcji mocy]	135
Art. 32.	[Parametry aukcji głównej]	140
Art. 33.	[Wyznaczenie zapotrzebowania na moc w aukcji mocy]	146
Art. 34.	[Delegacja ustawowa – określenie parametrów najbliższych aukcji]	151
Art. 35.	[Postępowanie w przypadku awarii dedykowanego systemu teleinformatycznego]	154
Art. 36.	[Zakończenie aukcji mocy]	156
Art. 37.	[Wycofanie z eksploatacji jednostki fizycznej wchodzącej w skład jednostki rynku mocy]	164
Art. 38.	[Ogłoszenie wstępnych wyników aukcji]	165
Art. 39.	[Unieważnienie aukcji mocy; ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji]	166
Art. 40.	[Sprawozdanie z funkcjonowania rynku mocy]	175
Rozdział 6.	Umowa mocowa	176
Art. 41.	[Zobowiązania stron umowy mocowej]	176
Art. 42.	[Treść umowy mocowej]	181

Art. 43.	[Umowa mocowa w przypadku jednostki rynku mocy składającej się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego]	184
Art. 44.	[Zawarcie umowy mocowej; czas trwania umowy; wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego]	186
Art. 45.	[Forma umowy mocowej]	194
Art. 46.	[Rozwiązanie lub skrócenie czasu trwania umowy mocowej]	195
Art. 47.	[Następstwa rozwiązania umowy mocowej; kara za niewykonanie obowiązku mocowego]	201
Rozdział 7.	Rynek wtórny	205
Art. 48.	[Rodzaje transakcji na rynku wtórnym]	205
Art. 49.	[Warunki skuteczności transakcji przeniesienia obowiązku mocowego na jednostkę rynku mocy innego dostawcy]	213
Rozdział 8.	Zabezpieczenia	222
Art. 50.	[Obowiązek ustanowienia zabezpieczenia finansowego i zwolnienie z tego obowiązku; zwrot zabezpieczenia finansowego]	222
Art. 51.	[Delegacja ustawowa – warunki i sposób wnoszenia zabezpieczenia finansowego]	227
Art. 52.	[Dokumenty przedstawiane operatorowi przez dostawcę mocy]	230
Art. 53.	[Test zdolności redukcji zapotrzebowania]	240
Art. 54.	[Warunki zwrotu zabezpieczenia finansowego]	247
Rozdział 9.	Rejestr rynku mocy	252
Art. 55.	[Podmiot prowadzący rejestr; dane w rejestrze; jawność danych; przetwarzanie danych]	252
Art. 56.	[Zasady prowadzenia rejestru; domniemanie prawdziwości wpisanych danych]	256
Dział III. Wykonanie obowiązku mocowego i rozliczenia na rynku mocy		258
Rozdział 1.	Wykonanie obowiązku mocowego	258
Art. 57.	[Sposoby wykonywania obowiązku mocowego; termin powstania obowiązku mocowego; skorygowany obowiązek mocowy]	258
Art. 58.	[Obliczenie skorygowanego obowiązku mocowego]	265

Art. 59. [Kary w przypadku niewykonania obowiązku mocowego]	267
Rozdział 2. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego i proces rozliczeń	270
Art. 60. [Wyznaczenie i obliczenie wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego]	270
Art. 61. [Dokonywanie rozliczeń finansowych rynku mocy]	273
Art. 62. [Pomniejszenie wynagrodzenia o wielkość pomocy publicznej]	274
Art. 63. [Korekta wynagrodzenia w przypadku instalacji spalania wielopaliwowego oraz jednostek kogeneracji]	276
Art. 64. [Wypłata i podział wynagrodzenia w przypadku jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych lub jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego]	279
Art. 65. [Powiększenie wynagrodzenia o podatek VAT]	280
Art. 66. [Premia za dostarczenie mocy ponad skorygowany obowiązek mocy]	280
Art. 67. [Wykazanie zdolności operatora do wykonania obowiązku mocowego; demonstracja]	283
Art. 68. [Delegacja ustawowa – warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania]	287
Rozdział 3. Opłata mocowa	290
Art. 69. [Podmioty obciążone opłatą mocową; płatnik opłaty mocowej]	290
Art. 70. [Ustalanie stawek opłaty mocowej]	295
Art. 71. [Status odbiorcy przemysłowego]	301
Art. 72. [Obliczanie współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej]	307
Art. 73. [Konsekwencje niewykonania obowiązków ciążących na odbiorcy przemysłowym]	307
Art. 74. [Obliczanie całkowitego kosztu rynku mocy; publikacja stawek opłaty mocowej]	308
Art. 75. [Przekazywanie operatorowi informacji o sumie należnych opłat mocowych; pobór opłaty mocowej]	315

Art. 76. [Delegacja ustawowa – szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej]	319
Art. 77. [Własność środków z tytułu opłaty mocowej; powierzenie środków zarządcy rozliczeń; środki na rachunku opłaty przejściowej]	319
Art. 78. [Środki z tytułu opłaty mocowej a przychody i koszty uzyskania przychodu przez zarządcę rozliczeń; rezerwa tworzona przez operatora]	322
Dział IV. Rozstrzyganie sporów i regulamin rynku mocy	325
Rozdział 1. Rozstrzyganie sporów	325
Art. 79. [Sprawy rozstrzygane przez Prezesa URE]	325
Art. 80. [Pierwszeństwo trybu reklamacyjnego]	333
Art. 81. [Odwołanie od decyzji Prezesa URE]	339
Rozdział 2. Regulamin rynku mocy	344
Art. 82. [Opracowanie regulaminu rynku mocy]	344
Art. 83. [Treść regulaminu rynku mocy]	344
Art. 84. [Przedstawienie i zatwierdzenie projektu regulaminu rynku mocy]	355
Dział V. Kary pieniężne	360
Art. 85. [Działania zagrożone karą pieniężną; wymierzenie, wysokość, uiszczenie i ściągnięcie kary pieniężnej]	360
Dział VI. Przepisy zmieniające	374
Art. 86–89. (pominięte)	374
Dział VII. Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe	375
Art. 90. [Pierwsza aukcja główna i pierwsza aukcja dodatkowa]	375
Art. 91. [Druga aukcja główna i druga aukcja dodatkowa]	375
Art. 92. [Uczestnictwo mocy z systemów elektroenergetycznych państw członkowskich UE w rynku mocy w okresie przejściowym]	376
Art. 93. [Pierwszy regulamin rynku mocy]	378
Art. 94. [Pierwsza i kolejne certyfikacje ogólne; certyfikacje dla aukcji głównych na lata 2021–2023]	379
Art. 95. [Status cenotwórcy w pierwszej aukcji głównej]	380

Art. 96. [Okresy ponoszenia nakładów inwestycyjnych na potrzeby certyfikacji do pierwszej i drugiej aukcji głównej]	381
Art. 97. [Termin utworzenia rejestru i dedykowanego systemu teleinformatycznego]	382
Art. 98. [Termin ogłoszenia wykazu usług określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci]	382
Art. 99. [Termin rozpoczęcia pobierania opłaty mocowej] ...	383
Art. 100. [Realizacja obowiązku sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym za rok 2018]	384
Art. 101. [Utrzymanie w mocy przepisów wykonawczych] ...	385
Art. 102. [Utrzymanie w mocy przepisów wykonawczych] ...	385
Art. 103. [Ocena funkcjonowania rynku mocy]	386
Art. 104. [Umowy mocowe i opłaty mocowe do czasu wydania decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym]	389
Art. 105. [Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE]	395
Art. 106. [Limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw energii]	396
Art. 107. [Wejście w życie]	397
Suplement	399
Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw	401
Komentarz do ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy i niektórych innych ustaw – kierunki zmian	449
Literatura	459
Autorzy	463

Wykaz skrótów

1. Akty prawne

EEAG, wytyczne dotyczące środowiska i energii	– komunikat Komisji Europejskiej – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (2014/C 200/01) (Dz.Urz. UE C 200 z 2014 r., s. 1)
decyzja KE z 7.02.2018 r.	– decyzja Komisji Europejskiej z 7.02.2018 r. w sprawie zatwierdzenia polskiego rynku mocy, SA.46100 (2017/N) (Dz.Urz. UE C 462, s. 1)
k.c.	– ustawa z 23.04.1964 r. – Kodeks cywilny (Dz.U. z 2020 r. poz. 1740 ze zm.)
k.p.a.	– ustawa z 14.06.1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz.U. z 2021 r. poz. 735)
k.p.c.	– ustawa z 17.11.1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz.U. z 2020 r. poz. 1575 ze zm.)
nowelizacja z 20.05.2021 r.	– ustawa z 20.05.2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1093)
p.p.s.a.	– ustawa z 30.08.2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz.U. z 2019 r. poz. 2325 ze zm.)
pr. energ.	– ustawa z 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2021 r. poz. 716 ze zm.)
RODO	– rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z 27.04.2016 r. w sprawie ochrony

- osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz.Urz. UE L 119, s. 1)
- rozporządzenie 2019/943 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5.06.2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.Urz. UE L 158, s. 54)
- r.z.f. – rozporządzenie Ministra Energii z 3.09.2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych (Dz.U. poz. 1730)
- TFUE – Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.Urz. UE C 202 z 2016 r., s. 47)
- u.o.ż.e. – ustawa z 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2021 r. poz. 610)
- u.r.m. – ustawa z 8.12.2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 ze zm.)

2. Czasopisma i publikatory

- EPS – Europejski Przegląd Sądowy
- IKAR – Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny
- OSNC – Orzecznictwo Sądu Najwyższego. Izba Cywilna
- OSPİKA – Orzecznictwo Sądów Polskich i Komisji Arbitrażowych
- PPH – Przegląd Prawa Handlowego
- PUG – Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego
- RPEiS – Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny

3. Inne

- CeCe – cena maksymalna określona dla cenobiorcy
- CeWe – cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej

DSR	– jednostka rynku mocy redukcji
FKM	– Finansowy Kamień Milowy
IRIESD	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JRM	– jednostki rynku mocy
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
KWD	– korekcyjny współczynnik dyspozycyjności
NSA	– Naczelny Sąd Administracyjny
OKM	– Operacyjny Kamień Milowy
OSD	– operator systemu dystrybucyjnego
OSP, operator	– operator systemu przesyłowego, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w Warszawie
projekt ustawy	– rządowy projekt ustawy o rynku mocy z 6.07.2017 r., VIII kadencja, druk sejm. nr 1722
PZM	– prognozowane zapotrzebowanie na moc
RRM	– Regulamin Rynku Mocy, https://www.pse.pl/regulamin-ryнку-mocy
SA	– sąd apelacyjny
Sąd UE	– Sąd Unii Europejskiej, dawny Sąd Pierwszej Instancji
SN	– Sąd Najwyższy
SOKiK	– Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TS	– Trybunał Sprawiedliwości
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
Zarządca	– Zarządca Rozliczeń S.A. w Warszawie
Rozliczeń	

Wprowadzenie

Oddajemy do rąk Czytelnika komentarz do ustawy szczególnej ze względu na jej wysokospecjalistyczny charakter. Ustawę o rynku mocy trudno porównać nawet do Prawa energetycznego, które w miarę kompleksowo reguluje funkcjonowanie całego sektora gospodarki, jakim jest energetyka. Ustawa o rynku mocy odnosi się do pojedynczego (choć niezwykle istotnego) zagadnienia w ramach podsektora elektroenergetycznego. Z drugiej strony omawiana regulacja prawna może mieć znaczenie fundamentalne, daleko wykraczające poza ramy sektorowe. Znaczenie tej regulacji może być istotne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, co jest jego zadaniem kluczowym. Rzecz jasna w życiu codziennym na bezpieczeństwo energetyczne nie zwracamy uwagi, ponieważ wychodząc z założenia, że nieprzerwany dostęp do energii elektrycznej jest kwestią oczywistą. Nie zawsze jednak uświadamiamy sobie (szczególnie wzięwszy pod uwagę aktywność regulacyjną instytucji Unii Europejskiej) z jak złożoną „architekturą” techniczną, ekonomiczną i prawną mamy do czynienia, czyli jak skomplikowany jest system zapewniający nam, kolokwialnie rzecz ujmując, prąd w gniazdku.

Wprowadzenie prawnych ram funkcjonowania rynku mocy należy traktować jako konieczną odpowiedź na deficyty jednotowarowego rynku energii i nabrzmiewający problem *missing capacity*, tj. braku mocy w systemie. Celem ustawy jest zapewnienie w średnio- i długoterminowej perspektywie wystarczającego poziomu mocy w systemie, tak by uniknąć naruszenia ciągłości dostaw energii elektrycznej. Tym

samym ustawa o rynku mocy ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa i jego obywateli.

Niniejszy komentarz został przygotowany przez grono prawników blisko związanych z sektorem energetycznym, czy to jako doradcy prawni przedsiębiorstw energetycznych, czy ich menedżerowie. Niektórzy z autorów uczestniczyli w konsultacjach projektu ustawy, zarówno z punktu widzenia całego systemu energetycznego, jak i poszczególnych podmiotów działających w tym systemie.

Każdy z autorów opracował swój fragment samodzielnie. Poszczególne komentarze zostały opatrzone nazwiskami ich autorów. Redaktorzy nie uznali za stosowne naginać wypowiedzi autorów do jednego standardu – zatem to autorzy sami przyjmują odpowiedzialność za wyrażane przez siebie poglądy, przy czym nie muszą one odzwierciedlać poglądów wyrażanych przez obecnych lub przeszłych pracodawców, z którymi autorzy są lub byli związani.

Mamy nadzieję, że przygotowane przez nas opracowanie będzie dobrze służyło praktykom sektora energii elektrycznej oraz wszystkim innym osobom zainteresowanym prawnymi aspektami funkcjonowania tego sektora.

*Filip Grzegorczyk
Urszula Wiśniewska*

USTAWA

z dnia 8 grudnia 2017 r.

o rynku mocy

(tekst jedn. Dz.U. z 2020 r. poz. 247; zm.: Dz.U. z 2020 r. poz. 1565;
z 2021 r. poz. 234, poz. 1093)

DZIAŁ I

Przepisy ogólne

ROZDZIAŁ 1

Przedmiot ustawy

Art. 1. [Przedmiot i cel ustawy]

- 1. Ustawa określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia.**
 - 2. Celem ustawy jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.**
1. Zgodnie z art. 1 komentowanej ustawy określa ona organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia. W art. 1 ust. 2 u.r.m. wskazuje się na cel regulacji, którym jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Ma się to odbywać w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.

2. Problematyka organizacji rynku mocy została uregulowana w dziale II (art. 3–56), dziale IV (art. 79–84) i dziale V (art. 85). Dział II u.r.m. podzielony został na dziewięć rozdziałów, które regulują następujące zagadnienia: 1 – przepisy ogólne (art. 3–5), 2 – udział mocy zagranicznych w rynku mocy (art. 6–10), 3 – certyfikacja ogólna (art. 11–14), 4 – certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych (art. 15–28), 5 – aukcje mocy (art. 29–40), 6 – umowa mocowa (art. 41–47), 7 – rynek wtórny (art. 48–49), 8 – zabezpieczenia (art. 50–54) oraz 9 – rejestr rynku mocy (art. 55–56). Dział IV u.r.m. został podzielony na dwa rozdziały regulujące następujące zagadnienia: 1 – rozstrzyganie sporów (art. 79–81) oraz 2 – Regulamin Rynku Mocy (art. 82–84). Dział V podejmuje wyłącznie problematykę kar pieniężnych związanych z funkcjonowaniem rynku mocy.
3. Zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej uregulowano w dziale III u.r.m. (art. 57–78). Został on podzielony na trzy rozdziały: 1 – wykonanie obowiązku mocowego (art. 57–59), 2 – wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego i proces rozliczeń (art. 60–68) oraz 3 – opłata mocowa (art. 69–78).
4. Ustawa posługuje się pojęciem mocy elektrycznej. Zostało ono szczegółowo wyjaśnione w art. 2 ust. 1 pkt 19–22 (zob. komentarz do art. 2 ust. 1 pkt 19–22). W art. 1 mowa także o gotowości do dostarczania (pozostawiania w gotowości do dostarczania) mocy, co należy odnieść do obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 2 ust. 1 pkt 23 (obowiązek ten to zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawiania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia – zob. komentarz do tego przepisu). Okres zagrożenia zdefiniowano w art. 2 ust. 1 pkt 26 jako pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, którą z kolei określa się na podstawie art. 9g ust. 4 pkt 9 pr. energ. Ustawa posługuje się także pojęciem systemu energetycznego, które przez art. 2 ust. 1 pkt 32 u.r.m. odsyła do definicji zawartej w art. 3 pkt 23 pr. energ. Zgodnie z tym przepisem system

energetyczny to sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami. Odbiorcę końcowego, o którym mowa w art. 1 ust. 2 komentowanej ustawy, należy rozumieć zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 24 u.r.m. tak jak w art. 3 pkt 13a pr. energ., tj. jako odbiorcę dokonującego zakupu energii na własny użytek. Na temat pojęć w Prawie energetycznym zob. np. *Prawo energetyczne*, t. 1, *Komentarz do art. 1–11s*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2016; *Prawo energetyczne*, t. 2, *Komentarz do art. 12–72*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2016, lub *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Kuliński, Warszawa 2017.

5. Aby zrealizować cel ustawy w sposób efektywny kosztowo, zdecydowano o przyjęciu systemu aukcyjnego (zob. komentarz do art. 2 ust. 1 pkt 1 i 2). Niedyskryminacyjny sposób realizacji celu ustawowego ma zapewniać udział mocy zagranicznych (z punktu widzenia zasad funkcjonowania jednolitego rynku wewnętrznego Unii Europejskiej, szczególnie art. 18 TFUE – zob. komentarz do działu II rozdziału 2) oraz wspomniany już system aukcyjny.
6. Artykuł 1 ust. 2 stanowi, że celem ustawy jest zapewnienie w średnio- i długoterminowej perspektywie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jest to cel wpisujący się w art. 194 ust. 1 lit. b TFUE, który stanowi, że UE prowadzi politykę w zakresie energetyki m.in. w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Kwestia wymaga wyjaśnienia, ponieważ może mieć ono znaczenie dla wykładni celowościowej komentowanego aktu normatywnego.
- 6.1. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa najistotniejszym elementem jest tzw. ciągłość dostaw energii elektrycznej (na temat bezpieczeństwa energetycznego zob. M. Pawełczyk, *Publicznoprawne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*, Toruń 2013). W kontekście zaopatrzenia w energię elektryczną jako bezpieczeństwo energetyczne rozumie się przede wszystkim bezpieczeństwo dostaw. W prawie polskim oznacza ono zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej

oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, tzw. *security of supply* (zob. art. 3 pkt 16a pr. energ.). Istnieje kilka czynników warunkujących bezpieczeństwo dostaw, jednak w pierwszej kolejności zależy ono od dostępności źródeł wytwarzania energii elektrycznej w wielkości umożliwiającej pokrycie zapotrzebowania na moc i energię, innymi słowy od wystarczalności mocy wytwórczych, tzw. *generation adequacy*. Nie trzeba chyba nikogo przekonywać, że przerwy w dostawach energii elektrycznej lub niewłaściwa jej jakość powodują w gospodarce wielokrotnie większe straty aniżeli koszt wytworzenia i przesyłu niezbędnej energii. Problem jest tym bardziej dotkliwy, że obecnie nie istnieje technologia, która na masową skalę pozwalałaby energię magazynować. Z tej przyczyny zapewnienie ciągłości dostaw wymaga produkowania energii elektrycznej w ilości konsumowanej przez odbiorców w danym czasie. Jednym ze sposobów zapewnienia ciągłości dostaw jest mechanizm pozwalający na utrzymywanie określonego poziomu mocy dyspozycyjnej w jednostkach sterowalnych oraz system planowania strategicznego (wzbogacony o pewne elementy stymulacyjne), powodujący występowanie w systemie tej mocy. Oczywiście prawidłowe funkcjonowanie tego systemu nigdy nie było proste, ale w okresie ostatnich kilkunastu lat stało się jeszcze bardziej skomplikowane. Wynika to z dużych wahań konsumpcji i produkcji energii, determinowanych m.in. istotnie zmiennymi warunkami atmosferycznymi, co ma wielkie znaczenie w kontekście przedstawienia polskiego systemu elektroenergetycznego na odnawialne źródła energii. Jak powszechnie wiadomo, źródła te są niesterowalne, co oznacza, że wzrost ich udziału w systemie potęguje problem ze stabilnością systemu i w efekcie przenosi się na ciągłość dostaw energii elektrycznej.

- 6.2. W art. 1 ust. 2 ustawodawca zaakcentował problem tzw. *missing capacity*, czyli niedoboru mocy w systemie. Według analiz sporządzonych przez PSE S.A. – elektroenergetycznego operatora systemu przesyłowego (OSP – zdefiniowanego w art. 3 pkt 24 pr. energ. jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konser-

wację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi), problem niedoboru mocy istnieje i będzie się pogłębiał (na temat elektroenergetycznego OSP zob. F. Grzegorzczak, *Przedsiębiorstwo publiczne kontrolowane przez państwo*, Warszawa 2012, s. 281–284, 310–323, 344–353, 394–396). W scenariuszu zakładającym przeprowadzenie modernizacji „starych” bloków energetycznych dostosowujących je do konkluzji Best Available Techniques (tzw. scenariusz BAT) w latach 2016–2021 nadwyżka mocy dostępnej dla OSP jest utrzymywana na wymaganym poziomie, przy czym w niektórych okresach jest to osiągnięte przez zastosowanie podstawowych operatorskich środków zaradczych. W 2022 r. przewidywany jest niedobór nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, którego skompensowanie wymagałoby zastosowania podstawowych oraz bieżących operatorskich środków zaradczych. Z kolei od 2023 r. do końca okresu analizy (2035 r.) występują niedobory wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, niemożliwe do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze. Niedobory te rosną w kolejnych latach, od ok. 1000 MW w 2023 r. do ok. 13 000 MW w 2035 r. W okresie 2030–2035 występuje nie tylko niedobór wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, lecz również brak możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorców przez elektrownie krajowe (zob. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035*, Konstancin-Jeziorna 2016, https://www.pse.pl/documents/20182/20580202/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf/f0b419f3-b8b9-49b9-87e4-490ffcb1cc31?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565, dostęp: 29.02.2020 r., s. 6). Powyższe tezy potwierdzają także inne analizy. Według Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej niewprowadzenie odpowiednich sygnałów ekonomicznych spowoduje, że w perspektywie 2025 r. zostanie wycofanych w Polsce ok. 10 GW mocy wytwórczych, a problemy ze zbilansowaniem systemu mogą wystąpić już w najbliższych latach (zob. Polski Komitet Energii Elektrycznej, *Rynek mocy czyli jak uniknąć blackoutu. Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce*, <https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F2016%252Frynek mocy.pdf>, dostęp: 29.02.2020 r., s. 3).

- 6.3.** Podchodząc do analizowanego zagadnienia od strony modelu rynku energii, wskazać należy na jego dwa zasadnicze typy występujące na świecie, tj. rynek dwutowarowy i rynek jednotowarowy (tzw. EOM – *Energy Only Market*). Drugi z wymienionych modeli zakłada, że handel (obróć) dotyczy wyłącznie energii, a moce powinny być budowane przez uczestników rynku na warunkach czysto rynkowych. Oznacza to w pewnym uproszczeniu, że to rynek (czy środki uzyskane przez producentów energii z jej sprzedaży) powinien zapewnić finansowanie istnienia (a także budowy nowych) mocy (przy niewielkim udziale usług systemowych czy użyciu incydentalnych mechanizmów instrumentów mocowych). Zarysowany pokrótce model rynku funkcjonuje (przynajmniej deklaratywnie) w państwach członkowskich Unii Europejskiej od 1998 r. Z kolei model rynku dwutowarowego zakłada, że jednym przedmiotem obrotu jest energia elektryczna, a drugim – odrębnym od pierwszego – moc, przy czym będący elementem rynku dwutowarowego rynek mocy powinien pokrywać koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej. W praktyce modelowy rynek dwutowarowy występuje niezwykle rzadko, częściej natomiast jako istotny komponent uzupełniający rynek energii, gdzie udział przychodu z rynku mocy w kosztach mocy jest uzależniony od poziomu istniejącej rezerwy mocy. Historia dowodzi, że ze względu na specyfikę sektora (a raczej specyfikę energii jako towaru) rynek jednotowarowy cechuje wywoływanie skutku w postaci ograniczonej zdolności do zapewnienia ciągłości dostaw energii, czego najlepszym i chyba jak dotąd najsłynniejszym przykładem było załamanie rynku energii w Kalifornii w 2000 r., tj. 2 lata po jego wprowadzeniu (zob. C. Love, *Case Study: California Blackouts*, „National Geographic” 2014, <https://www.nationalgeographic.org/article/case-study-california-blackouts/>, dostęp: 29.02.2020 r.; C. Weare, *The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options*, „Public Policy Institute of California” 2003, https://www.ppic.org/content/pubs/report/R_103CWR.pdf, dostęp: 29.02.2020 r.).
- 6.4.** Działania Unii Europejskiej, szczególnie z zakresu tzw. polityki klimatycznej, skutkują dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii w Polsce (zob. raport PricewaterhouseCoopers: P. Łuba, D. Dębińska-Pokorska, *7 pokus polskiej energetyki 2016*, Warszawa 2016, <https://>

www.pwc.pl/pl/pdf/7-pokus-polskiej-energetyki-raport-pwc.pdf, dostęp: 29.10.2020 r., s. 16). Źródła te korzystają z wielu form wsparcia publicznoprawnego, przy czym koszty wytwarzania energii z tych źródeł są nieporównywalnie niższe aniżeli w przypadku źródeł konwencjonalnych. W tym miejscu wystarczy choćby zwrócić uwagę na fakt, że „paliwo” służące do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (np. słońce, wiatr) jest z natury rzeczy tańsze (bo darmowe) w porównaniu z paliwami wykorzystywanymi do wytwarzania energii elektrycznej w konwencjonalnych źródłach energii (są to przecież tzw. paliwa kopalne, jak węgiel brunatny, kamienny czy gaz ziemny, zatem surowce charakteryzujące się wysokim kosztem wydobycia i często transportu). Polityka klimatyczna i środowiskowa Unii Europejskiej istotnie wpływa na sposób funkcjonowania rynków energii elektrycznej oraz ich kształt (zob. Polski Komitet Energii Elektrycznej, *Rynek mocy czyli jak uniknąć blackoutu...*, s. 3). W związku z powyższym konkurencyjność odnawialnych źródeł energii (w dużej mierze wynikająca z treści regulacji prawnych) skutkuje radykalnym pogarszaniem się sytuacji finansowej wytwórców energii konwencjonalnej (wystarczy porównać wyniki finansowe spółek energetycznych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych w segmencie wytwarzania energii ze źródeł konwencjonalnych z wynikami w segmencie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych; potwierdza to także ocena inwestorów wyrażona zachowaniem kursów akcji, jeśli porównać wycenę spółek posiadających aktywa węglowe ze spółkami prowadzącymi działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii w Polsce; zob. raport PwC: P. Łuba, D. Dębińska-Pokorska, *7 pokus...*, s. 4). Oznacza to, że w średnim horyzoncie czasowym wytwórcy energii ze źródeł konwencjonalnych mogą być zmuszeni warunkami rynkowymi determinowanymi regulacyjnie na poziomie UE do zaniechania swojej działalności. W tym kontekście sektor energetyki konwencjonalnej nie jest w stanie generować środków na utrzymywanie mocy, czyli jej odtwarzanie w formule remontów czy tym bardziej nowych inwestycji, co także ma istotne znaczenie w kontekście nieubłaganej starzejącej się floty wytwórczej. Jest to zjawisko nazywane *missing-money*. Istnieje zgoda co do tego, że w świetle dysfunkcyjnego działania jednotowarowego rynku energii elektrycznej, który nie pozwala na zwrot z zaangażowanego przez wytwórców kapi-

tału, następuje ograniczenie bądź całkowite wstrzymanie decyzji inwestycyjnych (zob. Polski Komitet Energii Elektrycznej, *Rynek mocy czyli jak uniknąć blackoutu...*, s. 3). Jednotowarowy rynek energii elektrycznej nie pozwala na generowanie środków pokrywających koszt stały wytwarzania energii, czyli nie jest w stanie zapewnić ciągłości dostaw energii elektrycznej. Problem ten nie jest charakterystyczny wyłącznie dla polskiego rynku energii; dotyczy on wielu państw członkowskich Unii Europejskiej, a także (może szczególnie) Wielkiej Brytanii, gdzie wprowadzono rynek mocy (zob. informacje ogólne: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/capacity-market-cm-rules> oraz treść aktu prawnego regulującego funkcjonowanie rynku mocy w tym państwie, tj. The Electricity Capacity Regulations 2014, <https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2014/978011116852/contents>, dostęp: 29.02.2020 r.). Notabene elementy mocowe rynku funkcjonują w większym lub mniejszym wymiarze w wielu państwach unijnych. W latach 2015–2016 Dyrekcja Generalna Komisji Europejskiej ds. Konkurencji przeprowadziła badanie sektorowe dotyczące mechanizmów mocowych stosowanych w 11 krajach UE (http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html, dostęp: 29.02.2020 r.). Z raportu wynika, że wynagradzanie w różnej formie za dostępność mocy wytwórczych jest zasadą na rynkach europejskich, a problem *missing capacity* w wielu państwach członkowskich UE się pogłębia.

ROZDZIAŁ 2

Definicje

Art. 2. [Definicje legalne]

1. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) aukcja dodatkowa – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest kwartał roku kalendarzowego;
- 2) aukcja główna – aukcję mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy;

- 3) aukcja mocy – aukcję, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązek mocowy na okres dostaw;
- 4) dostawca mocy – właściciela jednostki rynku mocy, będącego właścicielem jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiotem upoważnionym przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi na rynku mocy;
- 5) jednostka fizyczna – wyodrębniony zespół urządzeń technicznych wraz z przyporządkowanymi im punktami pomiarowymi w systemie;
- 6) jednostka fizyczna połączenia międzysystemowego – element techniczny łączący system z systemem przesyłowym elektroenergetycznym innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, dostarczający moc do systemu;
- 7) jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną dostarczającą moc do systemu przez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania:
 - a) sterowanego odbioru lub
 - b) niebędącej odrębną jednostką fizyczną wytwórczą jednostki wytwórczej, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.), lub magazynem energii elektrycznej, wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego;
- 8) jednostka fizyczna wytwórcza – jednostkę fizyczną będącą jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub magazynem energii elektrycznej;
- 9) jednostka fizyczna wytwórcza istniejąca – jednostkę fizyczną wytwórczą przyłączoną do systemu i oddaną do eksploatacji przed rozpoczęciem certyfikacji ogólnej, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;
- 10) jednostka fizyczna wytwórcza planowana – inną, niż określona w pkt 9 jednostkę fizyczną wytwórczą, dla której przyłączenie do systemu i oddanie do eksploatacji jest planowane przed rozpoczęciem okresu dostaw, którego dotyczyć będzie aukcja główna, do udziału w której zostanie zgłoszona ta jednostka;

- 11) jednostka redukcji zapotrzebowania planowana – jedną lub więcej jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, co do których nie są znane wszystkie dane wymagane dla rejestracji lub wydania certyfikatu w odniesieniu do jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania;
- 12) jednostka rynku mocy – jednostkę rynku mocy wytwórczą i jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 13) jednostka rynku mocy wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą lub grupę takich jednostek albo jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;
- 14) jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek albo jednostkę fizyczną zagraniczną redukcji zapotrzebowania lub grupę takich jednostek, która uzyskała certyfikat do aukcji mocy;
- 15) jednostka fizyczna zagraniczna – jednostkę fizyczną zagraniczną wytwórczą i jednostkę fizyczną zagraniczną redukcji zapotrzebowania;
- 16) jednostka fizyczna zagraniczna wytwórcza – jednostkę fizyczną wytwórczą zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem;
- 17) jednostka fizyczna zagraniczna redukcji zapotrzebowania – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem;
- 18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.), posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;
- 18) ¹ *magazyn energii elektrycznej – magazyn energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;*

¹ Art. 2 pkt 18 zmieniony przez art. 8 pkt 1 ustawy z 20 maja 2021 r. (Dz.U. poz. 1093) zmieniającej nin. ustawę z dniem 3 lipca 2021 r.

- 19) moc osiągalna brutto jednostki fizycznej wytwórczej – potwierdzoną testami maksymalną moc czynną, przy której jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przy parametrach nominalnych przez czas nie krótszy niż 4 kolejne godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki;
- 20) moc osiągalna netto jednostki fizycznej wytwórczej – moc osiągalną brutto jednostki fizycznej wytwórczej pomniejszoną o moc zużywaną przez urządzenia i układy technologiczne tej jednostki niezbędne do wytwarzania energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła;
- 21) moc osiągalna jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania – wielkość maksymalnego czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, zmierzonego we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią;
- 22) moc osiągalna netto jednostki rynku mocy – sumę mocy osiągalnych netto wszystkich jednostek fizycznych wytwórczych albo sumę mocy osiągalnych wszystkich jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania wchodzących w skład jednostki rynku mocy;
- 23) obowiązek mocowy – zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia;
- 24) odbiorca końcowy – odbiorcę końcowego energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 25) okres dostaw – rok kalendarzowy albo kwartał, dla którego jest przeprowadzana aukcja mocy;
- 26) okres zagrożenia – pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

- 27) operator – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączanego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 lub 28 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
 - 28) operator systemu dystrybucyjnego – operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
 - 29) punkt pomiarowy – miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru przepływającej energii elektrycznej, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
 - 30) sieć dystrybucyjna – sieć dystrybucyjną elektroenergetyczną, o której mowa w art. 3 pkt 11b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
 - 31) sieć przesyłowa – sieć przesyłową elektroenergetyczną, o której mowa w art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
 - 32) system – system elektroenergetyczny, o którym mowa w art. 3 pkt 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
 - 33) taryfa – taryfę, o której mowa w art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
 - 34) uczestnik rynku mocy – operatora, operatora systemu dystrybucyjnego, zarządcę rozliczeń, właściciela jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony i dostawcę mocy.
2. Ilekroć w ustawie jest mowa o mocy osiągalnej netto lub mocy osiągalnej brutto jednostki fizycznej, należy przez to także rozumieć moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania.
1. Artykuł 2 komentowanej ustawy zawiera schemat definicyjny i wyjaśnienie znaczenia kluczowych pojęć użytych w regulacji. Ustawodawca, dążąc do zachowania spójności definicyjnej, wielokrotnie odwołuje się do obowiązujących już unormowań branżowych: Prawa energetycznego i ustawy o odnawialnych źródłach energii, a dotyczy to takich pojęć, jak: jednostka fizyczna wytwórcza, magazyn energii, odbiorca końcowy, operator, operator systemu dystrybucyjnego, taryfa, sieć dys-

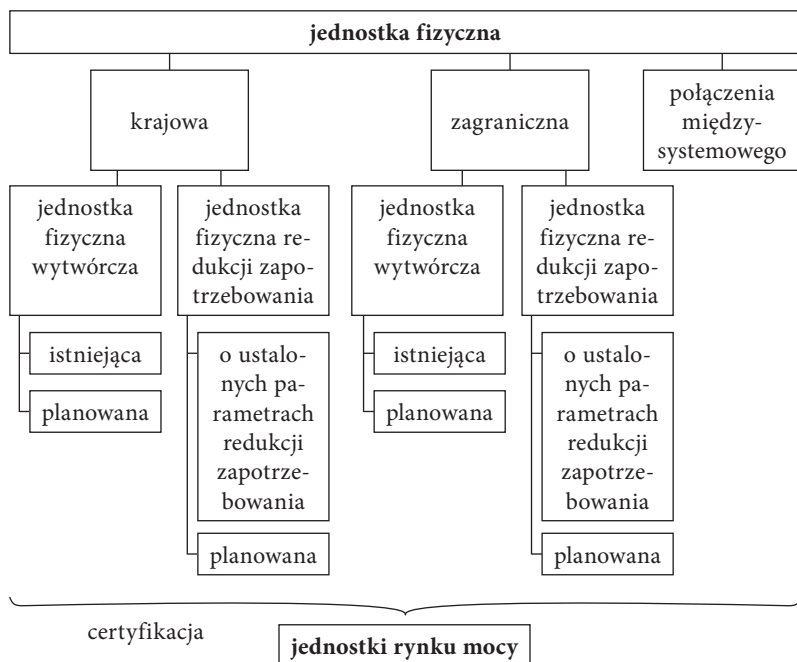
trybucyjna, sieć przesyłowa oraz system. Pozostałe pojęcia są swoiste dla nowo regulowanej materii lub są pochodną powyższych. Właściwe ich rozumienie ma istotne znaczenie dla wykładni całej ustawy z uwagi na częstość występowania pojęć i instytucji wyjętych „przed nawias” treścią art. 2 u.r.m.

2. **Aukcja mocy** jest trybem zawierania umów mocowych obowiązującym na gruncie analizowanej ustawy, która stanowi, że aukcją mocy jest aukcja, w której dostawca mocy oferuje operatorowi obowiązek mocowy na okres dostaw. Można mieć zastrzeżenia do takiego sposobu definiowania pojęcia, nie jest on bowiem dostatecznie precyzyjny, zważywszy na fakt, że prawo prywatne zna pojęcia aukcji od dawna i w istocie swojej instytucja ta została wykorzystana właśnie w procesie kontraktowania obowiązku mocowego. Istotę aukcji wyjaśnia w sposób bardziej precyzyjny art. 70² k.c., zgodnie z którym oferta złożona w toku aukcji przestaje wiązać, gdy inny uczestnik aukcji (licytant) złożył ofertę korzystniejszą, chyba że w warunkach aukcji zastrzeżono inaczej. Dzięki takiemu podejściu obrót gospodarczy zna liczne rodzaje i odmiany postępowań aukcyjnych, jak aukcje angielskie, holenderskie, japońskie czy mieszane. Aukcje mocy dzielą się na **aukcje główne** oraz **aukcje dodatkowe**, w zależności od długości okresu dostaw, czyli okresu, w którym spełniane jest świadczenie niepieniężne dostawcy mocy wobec operatora. Aukcję poprzedza proces certyfikacji przeznaczonej dla określonego jej rodzaju. Szczegółowy tryb przeprowadzania aukcji mocy normuje art. 29 i n. u.r.m., a także opublikowany przez operatora i zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Regulamin Rynku Mocy (pkt 9 RRM, który wyjaśnia mechanizm prowadzenia aukcji i opuszczania ich przez poszczególnych uczestników w danych rundach na zasadzie mechanizmu *opt-out* – zakończenie aukcji następuje po zakończeniu rundy, w wyniku której, po uwzględnieniu ofert wyjścia oraz złożonych oświadczeń o rezygnacji z modernizacji, pozostała wielkość obowiązków mocowych jest nie większa od zapotrzebowania wynikającego z krzywej zapotrzebowania na moc dla ceny wywoławczej kolejnej rundy).
3. **Dostawca mocy** jest centralnym podmiotem rynku mocy i stroną umowy mocowej – głównym jej świadczeniodawcą. To podmiot będący

właścicielem jednostki rynku mocy, jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiot upoważniony przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi na rynku mocy. Rozwiązanie takie jest przeznaczone dla tych uczestników rynku mocy, którzy funkcjonują jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, których podmioty zależne mogą upoważnić spółkę holdingową do „dysponowania” ich jednostkami fizycznymi tworzącymi jednostki rynku mocy na potrzeby kontraktacji obowiązku mocowego.

4. W dalszej treści ustawodawca poświęca kolejne części przepisu poszczególnym rodzajom **jednostek fizycznych** – aktywów służących do wykonania obowiązku mocowego w sposób czynny lub bierny, które można sklasyfikować w następujący sposób:

Rysunek 1. Jednostki rynku mocy



Źródło: opracowanie własne.

5. Część z wyróżnionych wyżej pojęć nie została zdefiniowana, choć nie oznacza to, że określonego rodzaju jednostka nie wystąpi w rynku mocy – skoro ustawodawca wyodrębnia jako podkategorię **planowaną jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania**, naturalnie pozostałe będą jednostkami „istniejącymi” w tym sensie, że możliwe jest określenie w stosunku do nich wszystkich danych wymaganych dla rejestracji lub wydania certyfikatu w odniesieniu do jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania (*a contrario* art. 2 ust. 1 pkt 11 u.r.m.). Oczywiście użycie określenia „istniejąca” byłoby mylące, wszystkie bowiem z tych jednostek, w przeciwieństwie do jednostek fizycznych wytwórczych, fizycznie mają istnieć w procesie ich udziału w rynku mocy.
6. Przy tym **jednostka zagraniczna** będzie uznawana za taką na gruncie ustawy, *ergo* będzie mogła wejść w skład zasobów zaangażowanych w funkcjonowanie rynku mocy, o ile będzie jednostką zlokalizowaną w państwie członkowskim Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z polskim systemem elektroenergetycznym. Nie każdy zatem zagraniczny dostawca mocy będzie mógł wziąć udział w aukcji mocy. Bardziej szczegółowo kwestię tę normuje art. 6 u.r.m. Kluczową rolę odgrywają tutaj jednostki fizyczne połączenia międzysystemowego, czyli tzw. interkonektory, będące elementami technicznymi łączącymi Krajowy System Elektroenergetyczny z systemem przesyłowym innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, dostarczające moc do KSE. Ustawa i Regulamin Rynku Mocy wyróżniają trzy strefy terytorialne: strefę profilu synchronicznego (część systemu przesyłowego Republiki Federalnej Niemiec, system przesyłowy Republiki Czeskiej, system przesyłowy Republiki Słowackiej), strefę systemu przesyłowego Litwy i Szwecji. W aukcjach rynku mocy mogą wziąć udział właśnie jednostki fizyczne połączenia międzysystemowego lub jednostki fizyczne zagraniczne w ramach aukcji wstępnych organizowanych dla wymienionych wyżej stref. W pierwszym wariancie dostawcą mocy jest operator systemu przesyłowego państwa członkowskiego Unii Europejskiej, którego system przesyłowy należy do jednej ze stref. Dla każdego zagranicznego systemu elektroenergetycznego tworzy się jedną jednostkę rynku mocy złożoną z jednej lub większej liczby jednostek fizycznych połą-

czenia międzysystemowego. W drugim z wariantów operator systemu przesyłowego organizuje aukcję wstępną w celu udzielenia kwalifikacji do certyfikacji ogólnej – następnie cena zaoferowana w aukcji wstępnej zastępuje cenę wyjścia w aukcji głównej (pkt 5.2.3 RRM) – dostawca mocy nie bierze czynnego udziału w aukcji mocy w odniesieniu do jednostek fizycznych zagranicznych.

7. **Jednostka redukcji zapotrzebowania**, czyli tzw. DSR (*demand side response*), to jednostka, która zapewnia zwiększenie mocy w systemie w sposób bierny, tj. przez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania sterowanego odbioru, czyli przez optymalizację i ograniczenia zużycia energii elektrycznej i zarządzanie poborem za pomocą licznika dwukierunkowego, lub korzystanie ze źródeł własnych, tj. niebędących odrębnymi jednostkami fizycznymi wytwórczymi, jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 3 pkt 43 pr. energ., lub z magazynów energii elektrycznej, wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego. Przepis zawiera błąd składniowy, który utrudnia jego prawidłowe rozumienie, chodzi mianowicie o frazę „magazynem energii elektrycznej” – przepis prawidłowo powinien kończyć się słowami: „magazynu energii jednostki wytwórczej [...]”. Przy tym **magazyn energii elektrycznej** jest to, zgodnie z odesłaniem ustawowym, instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej (w brzmieniu wynikającym z ustawy z 20.05.2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. poz. 1093).
8. Przez **moc osiągalną brutto jednostki fizycznej wytwórczej brutto** rozumiemy na gruncie ustawy mierzoną w MW, potwierdzoną testami maksymalną moc czynną, przy której jednostka fizyczna wytwórcza może pracować przy parametrach nominalnych przez czas nie krótszy niż 4 kolejne godziny, bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki. **Moc osiągalna netto** jednostki fizycznej wytwórczej to z kolei różnica pomiędzy wartością mocy osiągalnej brutto jednostki fizycznej wytwórczej a wartością mocy zużywanej przez urządzenia i układy technologiczne tej jednostki niezbędne do wytwarzania energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła. Moc brutto to, ogólnie rzecz ujmując,

moc zmierzona na zaciskach generatorów elektrowni. Moc netto mierzona jest natomiast w fizycznych punktach dostawy – pomniejszona o potrzeby własne jednostki wytwórczej (*Metodyka obliczeń wartości parametrów techniczno-ekonomicznych*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, wersja 1.3). Przy czym, zgodnie z brzmieniem ust. 2 komentowanego przepisu, ilekroć w ustawie jest mowa o mocy osiągalnej netto lub mocy osiągalnej brutto jednostki fizycznej, należy przez to także rozumieć moc osiągalną jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania. Jest to rozwiązanie trochę niejasne – mogłoby się na pozór wydawać, że w zakresie DSR ustawodawca wyróżnił dwie metody mierzenia mocy osiągalnej tych jednostek, tymczasem – naturalnie – nie są one źródłami wytwarzania energii. Dysponują one zawsze jedną wartością – po prostu mocą osiągalną, czyli wielkością maksymalnego czasowego ograniczenia mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej przez jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, zmierzonego we wszystkich punktach pomiarowo-rozliczeniowych tej jednostki w miejscach połączenia z siecią, czyli w miejscach w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru przepływającej energii elektrycznej, określonym w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, również mierzona w MW. Dotychczas pojęcie to nie wymagało definiowania, rozumiane było *per se* i określane w treści samej umowy pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym. Na gruncie Prawa energetycznego obowiązywało do niedawna niezdefiniowane pojęcie układu pomiarowo-rozliczeniowego jako zespołu urządzeń technicznych służących pomiarom ilości energii dostarczonej na potrzeby umownych rozliczeń. Nowelizacja Prawa energetycznego z 20.05.2021 r. wraz z dostosowaniem polskiego porządku prawnego do nowych regulacji unijnych wprowadza pojęcie układu pomiarowo-rozliczeniowego jako urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, liczników i innych przyrządów pomiarowych, a także układów połączeń między nimi, służących bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności gazomierzy, ciepłomierzy oraz liczników energii czynnej i liczników energii bierniej, w tym takich liczników wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.

9. Ustawodawca zdecydował się zdefiniować w komentowanej części art. 2 pojęcie **obowiązku mocowego**, co również należy ocenić jako rozwiązanie z punktu widzenia techniki legislacyjnej niezbyt trafione – umowa mocowa stanowi odrębny, pozakodeksowy typ umowy nazwanej, w przypadku której elementem konstrukcyjnym jest zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia. Treść ta powinna znaleźć się w art. 41 u.r.m., a nie w części definicyjnej. To tak, jakby prawodawca definiował pojęcie przeniesienia własności lub wykonania dzieła w części ogólnej Kodeksu cywilnego. Świadczenia główne stron umowy mocowej, a zatem – ich wzajemne obowiązki polegające na określonym zachowaniu – powinny zostać objęte jedną normą, stanowiącą swoistą legalną definicję umowy mocowej. Oczywiście o odrębności typologicznej umowy mocowej można dyskutować, zwłaszcza mając na uwadze fakt, jak wadliwie, z cywilistycznego punktu widzenia, została ona skonstruowana i unormowana – a jest to niewątpliwie umowa prywatnoprawna. Kwestia ta wykracza jednak poza założone merytoryczne granice komentarza do art. 2 u.r.m. W tym kontekście ciekawa jest również odpowiedź na pytanie, czy obowiązek mocy polega bardziej na świadczeniu swoistej usługi czy raczej na dostarczeniu towaru, prawa, rzeczy. Nie wydaje się właściwe przedstawione w doktrynie uproszczenie, zgodnie z którym obowiązek mocy jest „produktem” czy „towarem”, a obowiązek mocy to: „najważniejsze świadczenie dostawcy mocy na podstawie umowy mocowej” (zob. *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, red. M. Czarnecka, T. Ogłódek, Warszawa 2020). Dochodzi tu do pomieszania pewnych pojęć podstawowych, głównie z powodu niedbalstwa ustawodawcy – w istocie rzeczy świadczeniem dostawcy mocy (pożądanym na podstawie umowy zachowaniem strony umowy) jest pozostawanie w gotowości do jej dostarczenia i dostarczenia mocy w okresach zagrożenia. Stawianie znaku równości pomiędzy pojęciem zobowiązania czy obowiązku a świadczeniem, które jest konsekwencją zobowiązania, jest merytorycznie nieprawidłowe. Sam obowiązek

mocowy może być natomiast w kategoriach ekonomicznych nazywany „towarem” jedynie w tej części, w jakiej moc jest dostarczana do systemu. Wydaje się jednak, że świadczenie dostawcy mocy polega zawsze na wykonaniu usługi, to wyprodukowana energia bowiem jest towarem, który stanowi równoległy przedmiot obrotu prawnego. Ostatecznie mówienie o rynku energii i mocy przez posłużenie się pojęciem rynku dwutowarowego jest z prawnego punktu widzenia również błędne – cały czas mamy tu do czynienia z jednym towarem – energią – oraz całą wiązką usług: dystrybucją, przesyłem, obecnie również – pozostawianiem w dyspozycji mocowej, tj. rezerwowaniem mocy.

- 10. Okresem zagrożenia** nazywa ustawodawca na gruncie omawianej regulacji pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 pr. energ., to jest od niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych, określonych we właściwych instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci. Wystąpienie takiego spadku rezerw mocy wytwórczych aktualizuje obowiązek dostarczenia mocy elektrycznej przez jej dostawcę. Zgodnie z treścią rozporządzenia Ministra Energii z 18.07.2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz.U. poz. 1455), operator ogłasza okres zagrożenia po ustaleniu, w procesie bilansowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego, że nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszonej o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych, oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną operatorowi ponad zapotrzebowanie sieci, wynosi mniej niż wielkość wymagana, określona zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 pr. energ., uwzględniając saldo wymiany międzysystemowej. Ogłoszenie takiego stanu może dotyczyć jednej lub wielu godzin, w dniach przypadających od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, pomiędzy godziną 7.00 a 22.00. Operator może nie ogłaszać okresu zagrożenia, jeżeli w procesie bilan-

sowania dobowego lub po dokonaniu aktualizacji bilansu dobowego nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, pomniejszona o ubytki mocy wynikające z prowadzonych remontów, postojów awaryjnych, warunków atmosferycznych i ograniczeń sieciowych oraz o moc osiągalną netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu niezaoferowaną dla operatora, ponad zapotrzebowanie sieci, nie jest niższa o więcej niż 4 punkty procentowe od wielkości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 pr. energ., oraz uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

11. Wreszcie **uczestnikiem rynku mocy** nazywa ustawodawca: operatora, operatora systemu dystrybucyjnego, zarządcę rozliczeń, właściciela jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony i dostawcę mocy. Po stronie obowiązku mocowego są to: właściciel jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony i dostawca mocy. W zasadzie chodzi o te same osoby na różnych etapach procesu, skoro dostawcą mocy jest właściciel jednostki rynku mocy, będący właścicielem jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy lub podmiotem upoważnionym przez właścicieli tych jednostek fizycznych do dysponowania nimi na rynku mocy. Definicje te rozstrzygają również jednoznacznie, jaki tytuł prawny do jednostek fizycznych jest konieczny dla udziału w rynku mocy.

DZIAŁ II

Organizacja rynku mocy

ROZDZIAŁ 1

Przepisy ogólne

Art. 3. [Certyfikacje przeprowadzane przez operatora]

1. Operator przeprowadza:

- 1) certyfikację ogólną – w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych i wpisania ich do rejestru rynku mocy, zwanego dalej „rejestrem”;
- 2) certyfikację do aukcji głównej – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji głównej;
- 3) certyfikację do aukcji dodatkowych – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do jednej lub większej liczby aukcji dodatkowych.

2. Certyfikację ogólną rozpoczyna się w 1. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 10. tygodniu tego roku.

3. Certyfikację do aukcji głównej rozpoczyna się 14 tygodni przed aukcją główną, a kończy nie później niż w 4. tygodniu przed aukcją główną.

4. Certyfikację do aukcji dodatkowych rozpoczyna się nie później niż 16 tygodni przed aukcjami dodatkowymi, a kończy nie później niż w 4. tygodniu przed aukcjami dodatkowymi.

5. W procesie certyfikacji operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z operatorem w sposób i w terminach określonych w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, współpracuje z operatorem za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

6. Operator informuje o datach rozpoczęcia i zakończenia certyfikacji, o których mowa w ust. 1, na swojej stronie internetowej.

1. Ustawodawca zdecydował się na wyjęcie przed nawias przepisów zawierających ogólną charakterystykę certyfikacji stosowanych na rynku mocy, wraz z terminami ich przeprowadzania, choć szczegółowe regulacje w tym zakresie zawarte są w rozdziałach 3 i 4 działu II u.r.m.
2. W schemacie certyfikacji można wyróżnić certyfikację ogólną oraz certyfikację do aukcji mocy, która z kolei dzieli się na certyfikację do aukcji głównej i certyfikację do aukcji dodatkowych.
3. **Certyfikacja ogólna**, będąca w istocie rejestracją, adresowana jest do jednostek fizycznych i kończy się wpisem takiej jednostki do rejestru rynku mocy. Jest obligatoryjna jedynie dla jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy osiągalnej brutto minimum 2 MW (art. 11 u.r.m.). Pozostałe jednostki, w tym nieprzekraczające wskazanego progu mocy osiągalnej i jednostki redukcji zapotrzebowania, nie są zobowiązane do uczestniczenia w niej, o ile nie zamierzają brać udziału w rynku mocy. Certyfikacja ogólna nie nakłada bowiem obowiązku uczestniczenia w innych procesach pierwotnego rynku mocy niż sama rejestracja, jednakże rejestrujący się są zobowiązani zadeklarować udział jednostek w najbliższej aukcji głównej, aukcjach dodatkowych lub brak zamiaru udziału. Funkcja certyfikacji ogólnej jest ściśle informacyjna – operator pozyskuje dzięki niej wiedzę o lokalizacji i parametrach technicznych jednostek podlegających obligatoryjnej lub dobrowolnej certyfikacji, ich planach pracy i planach co do uczestnictwa w aukcjach mocy, a wszystko to w celu

dokonania oceny zasobów mocy dostępnych w KSE (uzasadnienie projektu ustawy, s. 9). Do współdziałania w gromadzeniu tych zasobów zobowiązani zostali właściciele jednostek przekraczających próg 2 MW brutto mocy osiągalnej, podlegających obowiązkowej rejestracji. Certyfikacja ogólna jest prowadzona w sposób elektroniczny, za pośrednictwem rejestru rynku mocy. Pozytywny wynik certyfikacji ogólnej i wpis do rejestru stanowi konieczny warunek ubiegania się o certyfikację do aukcji mocy (odmienności zachodzą w przypadku interkonektorów i jednostek zagranicznych – zostają zarejestrowane, choć nie podlegają certyfikacji ogólnej – por. art. 16 ust. 4 i art. 9 ust. 7 u.r.m.).

4. Z kolei **certyfikacja do aukcji mocy** ma na celu utworzenie jednostki rynku mocy – swoistej konstrukcji prawnej stworzonej na potrzeby ustawy, będącej nie tyle podmiotem jakichkolwiek praw czy obowiązków, ile obiektem, wobec którego czy przy pomocy którego jego dysponentci funkcjonują na rynku mocy (por. także uzasadnienie projektu ustawy, s. 12). Ten kwalifikowany status jednostka rynku mocy uzyskuje właśnie w wyniku pozytywnej certyfikacji do aukcji mocy, co należy uzupełnić odniesieniem do art. 15 ust. 1 u.r.m., zgodnie z którym chodzi o utworzenie jednostki rynku mocy celem udziału w aukcji głównej, aukcjach dodatkowych lub rynku wtórnym (w tym samym tylko rynku wtórnym). Certyfikacja do aukcji mocy prowadzona jest w sposób elektroniczny za pośrednictwem rejestru rynku mocy. Certyfikacja do aukcji mocy jest dobrowolna.
5. **Harmonogram certyfikacji** ustalony został w taki sposób, by zapewnić istnienie odstępów czasowych przed aukcją główną i aukcjami dodatkowymi, których dana certyfikacja dotyczy (por. jednak art. 94 u.r.m. i kumulację procesów certyfikacji w pierwszych latach funkcjonowania rynku mocy). Operator podaje na swojej stronie internetowej konkretne daty rozpoczęcia i zakończenia certyfikacji, z nastaniem których można mówić o oficjalnym rozpoczęciu i zakończeniu tego procesu. Nieterminowe przeprowadzenie certyfikacji przez operatora zagrożone jest karą administracyjną (por. art. 85 ust. 2 pkt 1 u.r.m.).

6. W procesie certyfikacji **operator współpracuje z operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD)**. Dane zgłaszane przez wnioskodawców w procesie rejestracji obejmują również dane (techniczne czy lokalizacyjne) będące w posiadaniu OSD lub możliwe do zweryfikowania przez OSD, stąd na OSD nałożono obowiązek współpracy z operatorem przy rozpoznawaniu wniosków. Nieuzasadniona odmowa współpracy z operatorem lub niedochowanie terminów przez OSD zagrożone jest karą administracyjną (art. 85 ust. 3 pkt 1 u.r.m.).

Art. 4. [Aukcje wstępne; sposób przeprowadzania aukcji]

1. Operator przeprowadza aukcje praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych, zwane dalej „aukcjami wstępnymi”.
 2. Aukcje wstępne przeprowadza się po wejściu w życie rozporządzenia, o którym mowa w art. 34 ust. 1, nie później jednak niż 2 tygodnie przed certyfikacją do aukcji głównej.
 3. Aukcję wstępną, aukcję główną oraz aukcje dodatkowe prowadzi się w postaci elektronicznej za pomocą dedykowanego systemu teleinformatycznego.
 4. Operator informuje o terminie przeprowadzenia aukcji wstępnej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych na swojej stronie internetowej.
 5. Oferty i oświadczenia składane podczas aukcji wstępnej, aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych dostawca mocy opatruje kwalifikowanym podpisem elektronicznym.
1. Z punktu widzenia funkcji przepisów ogólnych systematyka przepisu i dobór materii w nim uregulowanych budzi zastrzeżenia, zwłaszcza w zestawieniu z poprzedzającym go art. 3 z syntetycznym ujęciem rodzajów certyfikacji. Jeżeli art. 4 miał regulować zagadnienia ogólne dotyczące aukcji przewidzianych ustawą, to ustawodawca nie dość wyraźnie odniósł się do podstawowych procesów rynku mocy, jakimi są aukcje mocy, a uregulował w nim część zagadnień dotyczących aukcji wstępnych. W porównaniu z art. 3 odstąpiono także od podania

harmonogramu przeprowadzania aukcji mocy, wprowadzając z kolei harmonogram aukcji wstępnych. Powyższe powoduje nieczytelne rozczłonkowanie zagadnień z zakresu aukcji między przepisy ogólne a szczególne.

2. Istotę pierwotnego rynku mocy stanowią **aukcje główne i aukcje dodatkowe**. W aukcjach mocy kupującym jest operator, oferentami są dostawcy mocy, a przedmiotem oferty jest świadczenie obowiązku mocowego w odniesieniu do poszczególnych jednostek rynku mocy w określonym okresie dostaw. Jako chronologicznie pierwsze przeprowadza się aukcje główne, w których okresem dostaw jest rok kalendarzowy. Następnie przeprowadzane są aukcje dodatkowe, obejmujące poszczególne kwartały danego roku dostaw, aby uzupełnić i dokupić moc brakującą po aukcji głównej.
3. System aukcji uzupełnia **aukcja wstępna**. Jest adresowana jedynie do jednostek fizycznych zagranicznych, których dysponenti zamierzają uczestniczyć w polskim rynku mocy. Nie jest rodzajem aukcji mocy, a jedynie aukcją praw do udziału w aukcjach mocy, jak należy rozumieć użyte w ust. 1 sformułowanie „aukcja praw do oferowania obowiązku mocowego w aukcjach mocy”. Jest to zatem metoda pre-kwalifikacji zagranicznych wytwórców, których zwycięskie oferty będą brały udział w aukcjach mocy (P. Ura, *Udział wytwórców zagranicznych w polskim rynku mocy*, IKAR 2018/5(7)). Aukcje wstępne poprzedzają każdą aukcję główną i aukcję dodatkową, prowadzone są osobno dla każdej ze stref wymienionych w art. 6 ust. 6 u.r.m. Zaznaczyć jednak należy, że aukcje wstępne są jedną z dwóch alternatywnych dróg dopuszczenia do udziału w polskim rynku mocy tych mocy, które zlokalizowane są w systemach elektroenergetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej bezpośrednio połączonych z KSE. Jest to przy tym rozwiązanie zamierzone jako docelowe. Drugim, w zamiarze przejściowym, modelem jest udział w rynku mocy tzw. interkonektorów, czyli jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego (por. art. 6).
4. **Parametry aukcji**. Warunkiem przeprowadzenia wszystkich aukcji, nie tylko wstępnych, do których odnosi się ust. 2, jest wydanie przez

ministra właściwego do spraw energii rozporządzenia, o którym mowa w art. 34 ust. 1 u.r.m. Określa ono bowiem parametry najbliższej aukcji wstępnej, aukcji głównej i aukcji dodatkowych.

5. Wszystkie aukcje prowadzone na rynku mocy odbywają się wyłącznie w postaci **elektronicznej**, przez stworzony w tym celu system teleinformatyczny. Obecnie systemem tym jest przygotowany przez operatora portal aukcyjny. Portal aukcyjny powiązany jest z rejestrem rynku mocy, a do uzyskania dostępu do portalu aukcyjnego przez oferentów niezbędne jest posiadanie konta w portalu uczestnika rynku mocy (PURM), stanowiącym jedną z funkcjonalności rejestru rynku mocy.
6. Dla ofert oraz innych oświadczeń składanych przez dostawców mocy w aukcji wstępnej i aukcjach mocy ustawodawca ustanowił wymóg opatrywania tych oświadczeń kwalifikowanym podpisem elektronicznym (regulowanym na poziomie krajowym ustawą z 5.09.2016 r. o usługach zaufania oraz identyfikacji elektronicznej, Dz.U. z 2020 r. poz. 1173 ze zm., a na poziomie europejskim rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 910/2014 z 23.07.2014 r. w sprawie identyfikacji elektronicznej i usług zaufania w odniesieniu do transakcji elektronicznych na rynku wewnętrznym oraz uchylającym dyrektywę 1999/93/WE, Dz.Urz. UE L 257, s. 73). Wymóg **zachowania formy elektronicznej** nie odnosi się do operatora, zarządcy rozliczeń oraz operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) – por. pkt 4.4.2 RRM. W przypadku oświadczeń woli sankcją niedochowania formy elektronicznej, o której mowa w art. 78¹ k.c., jest nieważność. Sankcja nieważności została zastrzeżona w Regulaminie Rynku Mocy (pkt 4.4.1), nie jest to zatem nieważność z mocy ustawy na zasadzie przepisu art. 73 § 1 k.c. (ust. 5 komentowanego artykułu nie przewiduje sankcji nieważności), a sankcja wynikająca z art. 76 k.c. (zestawienie poglądów doktryny w sprawie skutków niedochowania formy z art. 76 k.c. prezentuje J. Grykiel [w:] *Kodeks cywilny*, t. 1, *Komentarz. Art. 1–352*, red. M. Gutowski, Warszawa 2018, komentarz do art. 76). Punkt 4.4.1 RRM wykracza poza aukcje mocy, zastrzegając formę elektroniczną dla wszystkich czynności dokonywanych za pośrednictwem rejestru (wymienia

oświadczenia, wnioski, dokumenty). O ile zatem dane oświadczenie nie da się zakwalifikować jako oświadczenie woli, skutek niezachowania zastrzeżonej formy należy oceniać z zastosowaniem analogii (odpowiednio na podstawie art. 65¹ k.c. albo jako *analogia legis*; o różnicach w poglądach doktryny J. Grykiel [w:] *Kodeks...*, t. 1, red. M. Gutowski, komentarz do art. 65¹ k.c., Legalis). Niezależnie od tego zachowanie zastrzeżonej formy wymuszone jest przez techniczną organizację systemu teleinformatycznego (portalu aukcyjnego) oraz konta użytkownika w rejestrze rynku mocy (PURM), za pośrednictwem których nie można złożyć oświadczenia, nie opatrując go kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

Art. 5. [Obowiązek przedstawiania dokumentów lub informacji przez uczestników rynku mocy na żądanie Prezesa URE]

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, może żądać od uczestników rynku mocy przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny prawidłowości przebiegu certyfikacji lub aukcji mocy.

1. Komentowany przepis stanowi przejaw funkcji nadzorczej Prezesa URE nad procesami pierwotnego rynku mocy. Uprawnienie do nakładania obowiązków informacyjnych pozwala Prezesowi URE na uzyskanie dodatkowych danych poza tymi, które otrzymuje od operatora na podstawie art. 28 czy art. 38 ust. 2 u.r.m., niezbędnych do realizacji ustawowych zadań. Uprawnienie o zbliżonym charakterze zostało przyznane Prezesowi URE na mocy art. 28 pr. energ.
2. Uprawnienie do żądania informacji zostało zawężone podmiotowo i przedmiotowo. Podmiotem, wobec którego Prezes URE może wystąpić z żądaniem, jest każdy uczestnik rynku mocy, czyli podmioty mieszczące się w definicji z art. 2 ust. 1 pkt 34 u.r.m., w tym także operator, niezależnie i obok ciążących na nim obowiązków sprawozdawczych (por. art. 28 i 38 ust. 2 u.r.m.). Konkretyzacja przedmiotu żądania następuje przez odniesienie się do przypisania danej informacji czy dokumentowi znaczenia dla oceny prawidłowości certyfi-