



Izba Energetyki Przemysłowej
i Odbiorców Energii



**OGRANICZENIA POBORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ – MECHANIZM, SKUTKI
DLA ODBIORCÓW PRZEMYSŁOWYCH I PROPOZYCJE ZMIAN**

**Raport przygotowany dla Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
przez Kancelarię Adwokacką dr hab. Mariusz Swora**

Gniezno, 30.08.2016 r.

SPIS TREŚCI

I. Wstęp.....	8
I.1. Cel i zakres raportu	8
I.2. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw w sierpniu 2015 r.	10
I.3. Odbiorcy przemysłowi.....	12
Podsumowanie zarządcze	15
II. Mechanizmy ograniczeń w prawie krajowym	18
II.1. Działania podejmowane przez OSP na podstawie art. 11c i 11d pr. en.....	18
II.1.1. Przesłanki zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.....	18
II.1.2. Dopuszczalne sposoby reakcji OSP na stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw	25
II.1.3. Zakres odpowiedzialności OSP za ewentualne szkody odbiorców końcowych	29
II.1.4. Kontrola przestrzegania ograniczeń wprowadzonych na polecenie OSP i sankcje z tytułu niewypełniania obowiązków.....	32
II.2. Ograniczenia wprowadzane przez Radę Ministrów zgodnie z art. 11 pr. en.	33
II.2.1. Przesłanki wprowadzenia ograniczeń.....	33
II.2.2. Zasady i tryb wprowadzania ograniczeń – Rozporządzenie Rady Ministrów	34
II.2.3. Realizacja ograniczeń wprowadzanych rozporządzeniem Rady Ministrów	37
II.2.4. Kontrola przestrzegania ograniczeń wprowadzonych rozporządzeniem Rady Ministrów i sankcje z tytułu niewypełniania obowiązków	39
II.3. Ochrona interesów odbiorców w kontekście wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz jej niedostatki	39
II.3.1. Wymogi ostateczności, proporcjonalności oraz dochowania należytej staranności przy wprowadzaniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.....	40
II.3.2. Zakres odpowiedzialności administracyjnej odbiorcy za niestosowanie się do ograniczeń w poborze energii elektrycznej.....	42
II.3.3. Podstawa nakładania kar na odbiorców za niestosowanie się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	44

II.3.4. Niedostatki legislacyjne trybu wprowadzania ograniczeń z perspektywy zasad konstytucyjnych	47
II.3.5. Podsumowanie – odbiorcy w postępowaniach przed Prezesem URE.....	49
Omówione powyżej różne aspekty ochrony interesów odbiorców w kontekście wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej pozwalają na sformułowanie kilku wniosków, co do pozycji w jakiej znajduje się odbiorca względem którego Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie nałożenia kary za niestosowanie się do ograniczeń w poborze. W sytuacji takiej:	49
III. Regulacje unijne w zakresie ograniczeń.....	50
III.1. Dyrektywa 2005/89/WE.....	50
III.2. Rozporządzenie 714/2009	52
III.3. Mechanizmy sterowania popytem a efektywność energetyczna i rynki mocy	53
III.4. Kodeksy sieciowe ENTSOe	57
III.4.1. Projekt Rozporządzenia Komisji ustanawiającego wytyczne w sprawie funkcjonowania systemu przesyłowego (System Operation Guideline).....	57
III.4.2. NC DC (Network Code on Demand Connection – rozporządzenie Komisji 2016/1388 ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru).....	59
III.4.3. NC ER (Network Code on Emergency and Restoration – projekt kodeksu sieciowego ws. procedur operacyjnych w sytuacjach awaryjnych).....	60
III.5. Analiza KE ws. przygotowania państw członkowskich do reakcji w sytuacjach awaryjnych (“Review of current national rules and practices relating to risk preparedness in the area of security of electricity supply”)	62
III.5.1. Ocena ryzyka (Risk Assessment).....	62
III.5.2. Plany działań minimalizujących ryzyko (Risk preparedness plans)	63
III.5.3. Stan zagrożenia (Emergency situations).....	64
IV. Środki stosowane w innych państwach UE i spoza UE	65
IV.1. Mechanizmy obronne w stanie zagrożenia stosowane w UE	65
IV.1.1. Rodzaje mechanizmów stosowanych w UE.....	65
IV.1.2. Podmioty odpowiedzialne za przygotowanie i tryby wprowadzania mechanizmów obronnych.....	66

IV.1.3. Ograniczenia odbioru	67
VI.1.4 Inne środki bazujące na DSR – Francja.....	69
IV.2. Mechanizmy stosowane w USA.....	70
IV.2.1. EILP ERCOT (Teksas, USA)	70
IV.2.2. NYISO Demand Response Programs	71
IV.2.3. Wyłączenia kroczące – rotating outages (CAISO – California Independent System Operator).....	74
IV.3. Magazynowanie energii jako środek zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia	75
V. Możliwości modyfikacji mechanizmów krajowych w świetle obowiązujących regulacji UE oraz rozwiązań przyjętych w innych państwach członkowskich.....	77
V.1. Procedury oceny ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa dostaw i funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	78
V.2. Plany na wypadek zagrożenia.....	79
V.3. Katalog działań podejmowanych w razie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw	82
V.3.1. Pierwszeństwo mechanizmów rynkowych.....	83
V.3.2. Równoprawne traktowanie instrumentów popytowych.....	84
V.3.3. Katalog stosowanych środków zaradczych; propozycja nowych instrumentów	86
V.3.4. Mechanizmy nierynkowe (ograniczenia dostaw) jako ostateczność	89
V.3.5. Kanały komunikacji.....	96
V.3.6. Podmioty wyłączone z ograniczeń	96
V.4. Środki ochrony odbiorców przed arbitralnymi ograniczeniami.....	99
Podsumowanie.....	101
VI.1. Rozwiązania systemowe dotyczące postępowań w sprawie nałożenia kar na przedsiębiorców nie stosujących się do ograniczeń w sierpniu 2015 r.....	102
VI.2. Modyfikacja obecnego modelu reagowania na ryzyko zagrożenia bezpieczeństwa dostaw oraz mechanizmu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	105
VI.3. Program aktywnego udziału odbiorców przemysłowych (energochłonnych) w zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną - ENERGIA dla PRZEMYSŁU +	106

Wykaz skrótów

BAT	– Best Available Technology (najlepsza dostępna technika)
CAISO	– California Independent System Operator (operator systemu przesyłowego w Kalifornii)
CENS	– Cost of Energy Not Supplied (koszt energii, która zostałaby dostarczona odbiorcom, gdyby nie przerwy w dostawie)
DSR	– Demand Side Response (reakcja strony popytowej)
EFTA	– European Free Trade Association (Europejskie Porozumienie o Wolnym Handlu)
EILP	– Emergency Interruptible Load Program (stosowany przez OSP w Teksasie rynkowy mechanizm awaryjny odłączania odbiorców)
ENS	– Energy Not Supplied (ilość energii, która zostałaby dostarczona odbiorcom, gdyby nie przerwy w dostawie)
ERCOT	– Electric Reliability Council of Texas (operator systemu przesyłowego w Teksasie)
IEM	– Internal Energy Market (Wewnętrzny Rynek Energii w UE)
IRiESP	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	– Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KE	– Komisja Europejska
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
NC	– network codes (kodeksy sieciowe UE)
NC DC	– Network Code on Demand Connection (rozporządzenie Komisji 2016/1388 ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru, Dz. Urz. UE nr L 223 z 18.8.2016))
NC ER	– Network Code on Emergency and Restoration (projekt kodeksu sieciowego ws. procedur operacyjnych w sytuacjach awaryjnych)
NYISO	– New York Independent System Operator (operator systemu przesyłowego w stanie Nowy Jork)

OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego
OZE	- odnawialne źródła energii
PKD	- Polska Klasyfikacja Działalności
pr. en.	- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jedn. U.Dz. U. z 2012 r. poz. 348, ze zm.)
rozp. ogr.	- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. nr 133, poz. 924)
rozp. sys.	- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. Urz. nr 93, poz. 623, ze zm.)
SGU	- Significant Grid Users (znaczący użytkownicy sieci w rozumieniu unijnych kodeksów sieciowych)
TK	- Trybunał Konstytucyjny
UE	- Unia Europejska
URE	- Urząd Regulacji Energetyki
u.o.z.e.	- ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 478)
u.r.s.z.	- ustawa z dnia 23 maja 1991 r. o rozwiązywaniu sporów zbiorowych (tekst jedn. Dz. U. z 2015 r., poz. 295, ze zm.)
VoLL	- Value of Lost Load (cena niedostarczonej energii, cena jaką odbiorcy są skłonni zapłacić za uniknięcie przerw w dostawie energii elektrycznej)

I. Wstęp

I.1. Cel i zakres raportu

Celem niniejszego raportu jest kompleksowa analiza instytucji ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w kontekście rozwiązań funkcjonujących w innych państwach UE oraz w USA. Administracyjnie wprowadzane ograniczenia stanowią ostateczny środek zapobiegający całkowitemu załamaniu się systemu w stanach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Jest to zarazem środek najbardziej dotkliwy dla odbiorców nimi objętych, w szczególności odbiorców przemysłowych, bowiem naraża ich na straty z tytułu wstrzymania produkcji, ewentualnie inne utrudnienia w funkcjonowaniu przedsiębiorstwa. Ryzyko jego zastosowania zdaje się być wysokie.

Podłożem dla powstania raportu są skutki wydarzeń, które miały miejsce w sierpniu 2015 r., kiedy to Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. pełniące funkcje Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) stwierdziły wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w związku z obniżeniem dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej wielkości określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) i w następstwie powyższego wprowadziły ograniczenia w poborze.

Według ocen eksperckich także w najbliższym czasie ryzyko stosowania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej pozostaje realne. Wynika to między innymi z faktu, iż według prognoz w latach 2016 – 2020 wielkość wymaganej nadwyżki mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym może być w niektórych okresach niewystarczająca, nawet przy uwzględnieniu możliwości zastosowania przez OSP środków zaradczych poprawy bilansu¹. Możliwość wystąpienia niedoborów mocy, niemożliwych do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze, prognozuje zresztą na najbliższe lata sam OSP². Ryzyko zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii

¹ Zob. *Sprawozdanie Ministra Gospodarki z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2014 r.*, Warszawa 2015, s. 14 – 15, http://bip.me.gov.pl/files/upload/26187/ME_DE_Sprawozdanie_z_wynik%C3%B3w_monitorowania_bezpiecze%C5%84stwa_dostaw_en_el_2013-2014_20150624_w_ost_ZAAKCEPTOWANE_20160713.pdf;

Podobne wnioski wynikają z analizy przeprowadzonej przez Forum Analiz Energetycznych przy wykorzystaniu metodyki LOLE, w sytuacji kiedy nie jest uwzględniona zimna rezerwa, zob. J. Rączka, E. Bayer, J. Maćkowiak – Pandera (Forum Analiz Energetycznych), *Ryzyko wystąpienia niedoborów mocy w polskim systemie energetycznym do roku 2020*, 09. 2014, s. 12 – 13, http://www.fae.org.pl/files/file_add/file_add-5.pdf.

² Dla scenariusza wycofań BAT niedobory te występują od roku 2020, natomiast dla scenariusza modernizacyjnego BAT od roku 2023, zob. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Prognoza pokrycia*

elektrycznej zwiększają także zmiany klimatyczne, w tym ekstremalne zjawiska pogodowe (takie jak susze i upały) oraz wzrost średniej temperatury zewnętrznej. Przyczyniają się one bowiem do zwiększenia zapotrzebowania na energię, niedoborów wody chłodzącej niezbędnej do chłodzenia bloków elektrowni, a także do wzrostu temperatury tej wody, pogarszającego sprawność urządzeń wytwórczych³. Nie można zatem wykluczyć zaistnienia w kolejnych latach stanów zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, wymagających wprowadzenia ograniczeń, czy to spowodowanych obniżeniem dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości albo brakiem możliwości ich wykorzystania, czy też katastrofami naturalnymi, czy wreszcie innymi – trudnymi do przewidzenia – okolicznościami.

Uciekanie się w przypadku potencjalnych kolejnych stanów zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do najbardziej radykalnego rozwiązania jakim są wprowadzane administracyjnie ograniczenia w poborze energii wywołuje daleko idące, negatywne skutki nie tylko dla tych odbiorców ale również dla sytuacji gospodarczej całego kraju. Innym łatwo przewidywalnym, niepożądanym skutkiem jest wpływ takich ograniczeń na warunki bytowe osób fizycznych. W odniesieniu do samych odbiorców przemysłowych, wprowadzenie ograniczeń w oczywisty sposób wpływa na zmniejszenie wielkości produkcji, co wiąże się nie tylko z natychmiastowym utratą przychodów z powodu obniżenia wielkości produkcji i sprzedaży, ale może także grozić bardziej długofalowym skutkiem w postaci utraty konkretnych klientów czy nawet rynków zbytu. Nie chodzi więc tylko o straty finansowe związane z niemożnością sprzedaży towarów lub usług, których nie można wytworzyć, ale ryzyko utraty (często ciężko i długotrwanie wypracowywanej) pozycji na rynkach, zwłaszcza międzynarodowych. Obniżona konkurencyjność krajowych przedsiębiorstw (wynikająca z utraty zaufania klientów co do pewności dostaw), może prowadzić do konieczności podejmowania bolesnych decyzji w zakresie zmniejszania zatrudnienia, nie wspominając o obniżeniu wysokości danin publicznych, wpłacanych przez te przedsiębiorstwa do budżetu. Nie można również lekceważyć bardziej bezpośrednich skutków ubocznych ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych: zmniejszenie produkcji na rynek krajowy,

zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035, Konstancin-Jeziorna 20.05.2016 r., s. 6 – 7 9 http://www.pse.pl/uploads/kontener/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf.

³ Raport - *Zmiany klimatu a bezpieczeństwo narodowe Polski*, red. Z. Karaczun, Warszawa 2011, s. 23 – 24, http://www.koalicjaklimatyczna.org/lang/pl/page/raporty_analizy_opinie/id/34/file/248/option/save

zwłaszcza towarów o kluczowym znaczeniu dla społeczeństwa (żywność, paliwa), może prowadzić do podwyższenia cen i zubożenia obywateli. Wszystkie powyższe elementy bezpośrednio wpłynąć mogą na obniżenie wzrostu całej gospodarki.

W tym świetle istotnego znaczenia nabiera kwestia adekwatności i proporcjonalności obecnie obowiązujących mechanizmów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, a także ewentualnych środków prawnych przysługujących odbiorcom w przypadku ich zastosowania. Zagadnienia te zostaną omówione w niniejszym raporcie na tle unijnych regulacji w zakresie ograniczeń, a także przy uwzględnieniu analizy analogicznych środków stosowanych w innych państwach. Posłuży to do sformułowania propozycji modyfikacji obowiązujących mechanizmów, m.in. pod kątem lepszego uwzględniania interesów odbiorców (zwłaszcza przemysłowych), a także zaproponowania ewentualnych rozwiązań systemowych dotyczących odbiorców, których objęły ograniczenia wprowadzone w sierpniu 2015 r.

Przedstawienie środków obrony przysługujących odbiorcom przemysłowym, nie będzie służyć przy tym kwestionowaniu roli tychże odbiorców w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Nie podważamy ogólnej zasady, zgodnie z którą **odbiorcy końcowi jako użytkownicy systemu, powinni realizować określone obowiązki w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego**. Jest jednak tak, że **system postępowania w stanach zagrożenia pracy systemu, wynikający z obowiązujących przepisów prawa jest wysoce anachroniczny (tj. nieprzystający do realiów współczesnej gospodarki rynkowej) i niniejszy raport należy traktować przede wszystkim jako przyczynek do prac nad jego zmianą**. Docelowo, uwzględniając słuszne interesy różnych użytkowników systemu elektroenergetycznego, **system postępowania w stanach zagrożenia, powinien być oparty na jasnych i przejrzystych normach prawnych i dawać użytkownikom poczucie pewności prawa**. Zapewniając bezpieczeństwo dostaw, może i powinien też wpisywać się w paradygmat gospodarki opartej na innowacyjności oraz efektywnie wykorzystywać potencjał samych odbiorców, którzy występują często jako aktywni aktorzy rynku energii elektrycznej.

1.2. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw w sierpniu 2015 r.

Dla przedstawienia tła raportu należy przybliżyć okoliczności wprowadzenia w sierpniu 2015 r. ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii oraz przynajmniej niektóre ich

następstwa. Ograniczenia wprowadzone zostały przez OSP z dniem 10 sierpnia 2015r., od godziny 10:00 na obszarze całego kraju. Przyczynił się do tego szereg czynników wpływających na bilans mocy w polskim systemie elektroenergetycznym. Wymienić można wśród nich m. in. sytuację pogodową i hydrologiczną oraz spowodowane nimi ograniczenia w pracy części elektrowni, a ponadto wyłączenia bloków wytwórczych w związku z zaplanowanymi remontami bądź też awarią (awaria bloku nr 10 w Elektrowni Bełchatów)⁴. Ograniczenia wprowadzone przez OSP obowiązywały do godziny 24:00 dnia 11 sierpnia. Z kolei w tym dniu Rada Ministrów przyjęła rozporządzenie w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej⁵. Zgodnie z nim, ograniczenia miały obowiązywać od dnia 11 sierpnia 2015r. od godziny 24:00 do dnia 31 sierpnia 2015 r. do godziny 24:00 na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW⁶.

Należy przy tym zauważyć, że polecenie wprowadzenia stopni zasilania na dzień 10 sierpnia 2015 r. wydane zostało o godzinie 02:00 tego dnia, a 19-ty stopień zasilania miał obowiązywać już od godziny 10:00. Informacja o wprowadzeniu ograniczeń – niezależnie od przewidzianej w przepisach formy komunikatu radiowego – miała być przekazywana odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej telefonicznie przez służby dyspozytorskie OSD⁷. Pomimo tego, do wielu odbiorców nie dotarła. W konsekwencji, jak również z uwagi na uwarunkowania technologiczne, organizacyjne oraz ze względu na inne przyczyny, wielu odbiorców nie zastosowało się do ograniczeń, szczególnie w pierwszym dniu ich obowiązywania. Doprowadziło to do wszczęcia przez Prezesa URE do dnia 2 sierpnia 2016 r. około 1.200 postępowań administracyjnych (liczba może się przy

⁴ Por. P. Bućko, I. Sadowska, A. Miller, *Analiza funkcjonowania polskiego rynku energii elektrycznej w okresie wprowadzenia stopni zasilania w 2015 r.*, Rynek Energii 2016, nr 2 (123), <http://www.cire.pl/item.129902.2.0.0.0.0.0.analiza-funkcjonowania-polskiego-ryнку-energii-elektrycznej-w-okresie-wprowadzenia-stopni-zasilania-w-2015-roku.html>.

⁵ Dz.U. 2015, poz. 1136.

⁶ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Streszczenie „Raportu zawierającego ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015r. – 31.08.2015 r.”*, Konstancin-Jeziorna 02.2016, s. 3 – 4, <http://www.me.gov.pl/files/upload/24635/Streszczenie%20Raportu%20OSP.pdf>.

⁷ Tamże, s. 30.

tym zwiększyć), których przedmiotem jest nałożenie kary pieniężnej za niestosowanie się do ograniczeń⁸.

Analizując wydarzenia z sierpnia 2015 r. w kontekście historycznym, łatwiej zrozumieć ich wyjątkowość i efekt jaki wywarły nie tylko w wymiarze gospodarczym, ale też psychologicznym, przynajmniej na część społeczeństwa, pamiętając jeszcze warunki społeczno-gospodarcze panujące w kraju przed rokiem 1989. Ograniczenia wprowadzone przez OSP były pierwszym tak radykalnym środkiem zastosowanym w Polsce po upadku systemu nakazowo-rozdzielczego⁹, kiedy to ich stosowanie było w niektórych okresach na porządku dziennym, a ich skutki dotykały również odbiorców w gospodarstwach domowych. Wydarzenia z sierpnia 2015 niewątpliwie miały zatem charakter bezprecedensowy w najnowszej historii gospodarczej Polski, ale jak wynika z analiz¹⁰ niekoniecznie odosobniony, biorąc pod uwagę najbliższą przyszłość. Tym większy zatem niepokój może i powinno budzić rosnące ryzyko zaistnienia okoliczności wymuszających ponowne zastosowanie przez OSP tak skrajnie niekorzystnych dla odbiorców mechanizmów.

1.3. Odbiorcy przemysłowi

Z uwagi na ekonomiczne skutki administracyjnych wyłączeń i ograniczeń, duzi odbiorcy, w szczególności określani jako przemysłowi lub energochłonni, są grupą użytkowników sieci najbardziej zainteresowaną zmianą obecnego *status quo* w zakresie mechanizmów zabezpieczenia przed zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw.

Definiując grupę odbiorców przemysłowych należy odwołać się do kilku regulacji ustawowych i tak, zgodnie z art. 188 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej „u.o.z.e.”)¹¹, przez odbiorcę przemysłowego należy rozumieć odbiorcę końcowego, którego:

⁸ Prezes URE: jakie kary i dla kogo za zachowanie w kryzysowym sierpniu 2015? Maciej Bando, prezes Urzędu Regulacji Energetyki w rozmowie z Ireneuszem Chojackim, portal wnp.pl, 02.08.2016, <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/ure-w-mediach/6623,Prezes-URE-jakie-kary-i-dla-kogo-za-zachowanie-w-kryzysowym-sierpniu-2015.html?search=676>.

⁹ Poprzednio, ograniczenia w poborze energii na taką skalę, z wprowadzeniem stopni zasilania, były wdrażane w latach 80 ubiegłego wieku: <http://wysokienapiecie.pl/rynek/874-wracaja-stopnie-zasilania-blackout-coraz-blizej>

¹⁰ Vide przypis 5 i 6

¹¹ Dz. U. poz. 478.

- przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność oznaczona wskazanymi w tym przepisie kodami PKD;
- wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3%.

Ta sama ustawa wprowadza dodatkową kategorię w ramach grupy odbiorców przemysłowych, mianowicie odbiorców spełniających kryteria wskazane w art. 188 ust. 3 u.o.z.e. i równocześnie zużywających w ciągu roku co najmniej 100 GWh energii elektrycznej. Jak łatwo zauważyć, ustawodawca w tym zakresie posługuje się kryterium hybrydowym, łącząc wymogi dotyczące przynależności do określonego sektora lub podsektora gospodarki oraz wymogi w zakresie udziału kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto obliczanej jako średnia arytmetyczna z trzech ostatnich lat poprzedzających rok realizacji obowiązku¹².

Z kolei w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (dalej „pr. en.”)¹³, w art. 9a ust. 6 odbiorca przemysłowy jest zdefiniowany jedynie poprzez odniesienie do kryterium przeważającej działalności gospodarczej, oznaczonej tymi samymi co w u.o.z.e. kodami PKD.

Poza u.o.z.e., odbiorcy charakteryzujący się wysokim zużyciem energii są również wyszczególnieni w przepisach nowej ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (wejdzie w życie 1 października br.)¹⁴. W tym przypadku (art. 15) odbiorca energochłonny to odbiorca, który wykonuje działalność gospodarczą określoną wskazanymi kodami PKD (ale nie ma już wymogu wykonywania tej działalności w przeważającym zakresie) oraz zużył w poprzednim roku nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej. Z kolei w obowiązującej jeszcze ustawie z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej¹⁵, kryterium jest poziom zużycia energii elektrycznej w ciągu roku (400 GWh) oraz udział kosztów energii elektrycznej w wartości produkcji (min. 15%).

Niniejszy raport będzie się odnosił w szczególności do dużych odbiorców przemysłowych lub energochłonnych w najszerszym możliwym znaczeniu, zaliczając do tej grupy

¹² Podobnie w odniesieniu do poprzedniej definicji na gruncie pr. en.: M. Swora, Z. Muras, J. Kamiński, *Prawno-ekonomiczne przesłanki wyodrębnienia przemysłu energochłonnego*, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 2014, z. 1, s. 53–68.

¹³ Tekst jedn. Dz. U. z 2012 r., poz. 348, ze zm.

¹⁴ Dz. U. poz. 831.

¹⁵ Dz. U. Nr 94, poz. 551.

wszystkich odbiorców, którzy spełniają kryteria określone w którejkolwiek z ww. ustaw. Tak określony główny obszar zainteresowania nie ogranicza jednak perspektywy autorów raportu, mających na uwadze konieczność wypracowania docelowych rozwiązań, które muszą wpisywać się w prawidłowe funkcjonowanie całego systemu elektroenergetycznego.

Podsumowanie zarządcze

Pewność zasilania odbiorców przemysłowych w energię elektryczną jest fundamentem prawidłowego funkcjonowania gospodarki. W związku z tym konieczne jest zapewnienie im stabilnych dostaw tego medium, pozwalających na nieprzerwane prowadzenie produkcji, jak również racjonalnych ekonomicznie i przewidywalnych zasad postępowania wobec nich w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

W raporcie pt. „Ograniczenia poboru energii elektrycznej – mechanizm, skutki dla odbiorców przemysłowych i propozycje zmian” przedstawiono obecny stan prawny dotyczący sytuacji odbiorców przemysłowych w sytuacjach takiego zagrożenia, aktualny stan regulacji unijnej w tym zakresie wraz z ze wskazaniem prawdopodobnych kierunków dalszego jej rozwoju, mechanizmy stosowane w krajach UE oraz niektórych stanach USA jak również propozycje rozwiązań docelowych, które mają na celu szersze uwzględnienie ich uzasadnionych interesów ekonomicznych. W tym aspekcie, oprócz wiedzy prawniczej, autorzy posługują się również metodą *policy analysis*.

Raport odnosi się również do skutków wydarzeń, które miały miejsce w dniu 9 sierpnia 2015 r., kiedy to Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. pełniące funkcję OSP, stwierdziły wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w związku z obniżeniem dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości określonych w IRiESP. Skutkiem niepodporządkowania się poleceniom operatora w związku z tym zdarzeniem, zostały wszczęte przez Prezesa URE postępowania przeciwko znaczącej liczbie odbiorców przemysłowych (w doniesieniach prasowych jest mowa o 1.200 przypadków). Tak znacząca liczba postępowań może świadczyć o niedostosowaniu systemu wprowadzania ograniczeń do realiów i powinna skłaniać do wypracowania rozwiązań systemowych, które pozwoliłyby na racjonalizację udziału odbiorców przemysłowych w sytuacjach zagrożenia pracy systemu przesyłowego. Ich udział przy tym powinien być naszym zdaniem bardziej aktywny niż pasywny. Raport stanowi próbę obiektywnego przedstawienia sytuacji prawnej odbiorców dotkniętych ograniczeniami, nie przesądając o kwestiach dotyczących losu toczących się postępowań, co jest w tej chwili przedmiotem postępowania administracyjnego, a być może w późniejszym etapie, przedmiotem spraw sądowych.

W kolejnej części Raportu poddano analizie stan regulacji na poziomie UE w zakresie identyfikowania i podejmowania środków zaradczych wobec zagrożeń w zaopatrzeniu w energię elektryczną. Wnioski wynikające z treści przepisów rozporządzenia 714/2009, dyrektywy 2005/89 oraz kodeksów sieciowych wskazują na dążenie ustawodawcy unijnego do zhierarchizowania stosowania poszczególnych mechanizmów zaradczych w kierunku uprzywilejowania rozwiązań opartych na zasadach rynkowych oraz zrównania środków wykorzystujących możliwości wynikające ze sterowania popytem z tradycyjnymi metodami opartymi o dysponowanie przez OSP jednostkami wytwórczymi. Podobne wnioski wynikają z analizy treści przepisów dotyczących efektywności energetycznej (dyrektywa 2012/27) oraz stanowisk Komisji Europejskiej dotyczących zasad regulacyjnych wdrażania mechanizmów mocowych. Dodatkowo, unijne kodeksy sieciowe realizują zasadę daleko idącej współpracy operatorów systemów przesyłowych z ich użytkownikami, w tym największymi odbiorcami. Potwierdzeniem prawidłowości zidentyfikowanych wniosków na poziomie legislacyjnym, są wskazane przez Komisję Europejską dobre praktyki w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, stosowane przez państwa UE o najbardziej rozwiniętych rynkach energii elektrycznej (np. Francja) oraz kierunek w jakim podążają operatorzy systemów elektroenergetycznych w USA (Teksas, Kalifornia, Nowy Jork).

Omówione w czwartej części Raportu mechanizmy pozwalają uznać, że stosowanie środków rynkowych powinno być opcją pierwszego wyboru w ramach działań podejmowanych zarówno w celu zminimalizowania ryzyk jak i zniwelowania negatywnych skutków realnie zaistniałych sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną. Przy czym mechanizmy te wykorzystują również udział i zdolności reagowania strony popytowej, znacznie poszerzając spektrum dostępnych operatorowi środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Stosowanie rozwiązań opartych na zasadach rynkowych i wykorzystujących zdolności dostosowania się strony popytowej przewidziane jest nawet w sytuacjach *sensu stricto* awaryjnych, kiedy to podejmowanie decyzji i reagowanie na polecenia operatorów musi następować błyskawicznie. Wdrażanie administracyjnych ograniczeń i wyłączeń następuje przy tym w taki sposób, by skutki dla poszczególnych odbiorców były jak najmniej uciążliwe (np. wyłączenia rotacyjne).

W ostatniej części Raportu przedstawiono propozycje modyfikacji obecnych rozwiązań krajowych w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, które trzeba uznać za anachroniczne i nieprzystające do stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej. Proponowane zmiany opierają się na zidentyfikowanych powyżej zasadach i trendach i przewidują:

- 1) uregulowanie i usystematyzowanie procedury przygotowania przez OSP oceny potencjalnych ryzyk i planów zaradczych minimalizujących możliwość wystąpienia ryzyk oraz niwelujących skutki wystąpienia stanów zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia;
- 2) uzupełnienie katalogu działań podejmowanych w razie zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną o nowe mechanizmy oparte na sterowaniu stroną popytową oraz wskazanie pierwszeństwa stosowania mechanizmów rynkowych;
- 3) traktowanie administracyjnych wyłączeń i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej jako środka absolutnie ostatecznego i stosowanego w sposób w największym stopniu minimalizujący negatywne skutki dla odbiorców.

Modyfikacja obecnego systemu mechanizmów krajowych służących zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, w kierunku ich unowocześnienia poprzez wykorzystanie i zaadaptowanie rozwiązań stosowanych w UE i USA jest dobrą okazją do zwiększenia i zaktywizowania roli specyficznej grupy uczestników rynku, jakimi są duzi odbiorcy przemysłowi (energochłonni). W związku z tym w raporcie przedstawiono także propozycje założeń programu nazwanego Energia dla Przemysłu +, który zapewniłby osiągnięcie tych celów. Powinien on obejmować cały wachlarz rozwiązań związanych z aktywnym popytem, źródłami i magazynami energii, jej jakością, jak również bezpieczeństwem systemu. Jego ostateczna zawartość, musi być jednak przedmiotem dalszych, szerokich uzgodnień.

Ponadto, zidentyfikowane wady mechanizmu wprowadzania ograniczeń, jak również szczególne okoliczności w jakich – po kilkudziesięcioletniej przerwie – zastosowane zostały w sierpniu 2015 r., uzasadniają sięgnięcie przez ustawodawcę do jakiegoś rozwiązania w stosunku do grupy odbiorców, którzy się do nich nie dostosowali. Rozwiązaniem takim mogłaby być ustawowa abolicja.

II. Mechanizmy ograniczeń w prawie krajowym

W obowiązującym stanie prawnym wyróżnić można dwa mechanizmy wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, tj.:

- 1) na polecenie OSP – na podstawie art. 11c i 11d pr. en. (określany w IRiESP, jako „tryb normalny na polecenie OSP”¹⁶) oraz
- 2) w drodze rozporządzenia wydanego przez Radę Ministrów – na podstawie art. 11 ust. 7 pr. en. (określany w IRiESP, jako „tryb normalny”¹⁷).

Należy przy tym zauważyć, że IRiESP reguluje także inne tryby, tj. tryb awaryjny oraz tryb automatyczny¹⁸, jednak mają one zastosowanie w przypadku wystąpienia sytuacji nagłych, wymagających szybkiej reakcji o charakterze technicznym¹⁹. Natomiast tryby „normalne” znajdują zastosowanie w przypadku zagrożenia dającego się przewidzieć z niezbędnym, mniejszym lub większym, wyprzedzeniem. Zostaną one omówione poniżej w pkt. II.1. i II.2. raportu.

II.1. Działania podejmowane przez OSP na podstawie art. 11c i 11d pr. en.

II.1.1. Przestanki zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Warunkiem podjęcia przez OSP działań określonych w art. 11d pr. en. jest zaistnienie stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ustawa definiuje go, jako „*stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię*”²⁰. Biorąc pod uwagę definicje bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem, należy przyjąć, że stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zachodzi, gdy nie jest możliwe:

¹⁶ Pkt 4.3.10.3. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

¹⁷ Pkt. 4.3.10.2. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

¹⁸ Pkt. 4.3.10.3. – 4.3.10.4. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

¹⁹ D. Nowak, M. Swora, *Komentarz do art. 11 pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 3.

²⁰ Art. 3 pkt 16d pr. en.

- zapewnienie nieprzerwanej pracy sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci²¹; bądź też
- zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze²².

Dodatkowo, ustawodawca określił w art. 11c ust. 1 przykładowy katalog okoliczności, które mogą do niego doprowadzić. Są to:

- 1) działania wynikające z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego;
- 2) katastrofa naturalna albo bezpośrednie zagrożenie wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (dalej „u.s.k.ż.”)²³;
- 3) wprowadzenie embarga, blokady, ograniczenie lub brak dostaw paliwa lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłócenia w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem energetycznym;
- 4) strajk lub niepokoje społeczne;
- 5) obniżenie dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości tych rezerw albo brak możliwości ich wykorzystania.

Ad. 1) W świetle powyższego, do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, mogą doprowadzić w pierwszej kolejności **działania wynikające z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego**. Dookreślenia tego czym jest stan nadzwyczajny należy poszukiwać w Konstytucji RP, która w rozdziale XI reguluje przesłanki i tryb jego wprowadzania²⁴. Stosownie do tych przepisów stan nadzwyczajny jest

²¹ Art. 3 pkt 16b pr. en.

²² Art. 3 pkt 16c pr. en.

²³ Dz. U. Nr 62, poz. 558, z późn. zm.

²⁴ Art. 228 – 234 Konstytucji RP.

wprowadzany w sytuacji szczególnego zagrożenia, jeżeli zwykłe środki konstytucyjne są niewystarczające. Może on przybrać postać stanu wojennego, stanu wyjątkowego lub stanu klęski żywiołowej. Bez względu na rodzaj, stan nadzwyczajny może zostać wprowadzony wyłącznie na podstawie ustawy, w drodze rozporządzenia, które podlega dodatkowemu podaniu do wiadomości publicznej. Natomiast działania podjęte w wyniku jego wprowadzenia muszą odpowiadać stopniowi zagrożenia i powinny zmierzać do jak najszybszego przywrócenia normalnego funkcjonowania państwa. Poniższa tabela przedstawia krótką charakterystykę poszczególnych stanów nadzwyczajnych:

Stan nadzwyczajny	Przesłanki wprowadzenia	Tryb wprowadzenia	Zakres
Stan wojenny	zewnątrzne zagrożenie państwa, zbrojna napaść na terytorium RP, zobowiązanie do wspólnej obrony przeciwko agresji wynikające z umowy międzynarodowej	Prezydent RP na wniosek Rady Ministrów w drodze rozporządzenia, które Sejm może uchylić	Na części albo na całym terytorium RP
Stan wyjątkowy	zagrożenie konstytucyjnego ustroju państwa, bezpieczeństwa obywateli lub porządku publicznego	bezwzględną większością głosów w obecności co najmniej połowy ustawowej liczby posłów.	Na części albo na całym terytorium RP; na czas oznaczony nie dłuższy niż 90 dni
Stan klęski żywiołowej	W celu zapobieżenia bądź usunięcia skutków katastrof naturalnych lub awarii technicznych noszących znamiona klęski żywiołowej	Rada Ministrów	Na części albo na całym terytorium RP; na czas oznaczony nie dłuższy niż 30 dni

Ad. 2) W dalszej kolejności do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą doprowadzić **katastrofa naturalna** albo **bezpośrednie zagrożenie wystąpienia awarii technicznej**. W świetle art. 3 ust. 1 i 2 u.s.k.ż., pojęcia te należy rozumieć w następujący sposób:

Rodzaj zdarzenia	Charakterystyka	Źródła zdarzenia
katastrofa naturalna	zdarzenie związane z działaniem sił natury, w szczególności: <ul style="list-style-type: none"> – wyładowania atmosferyczne, – wstrząsy sejsmiczne, – silne wiatry, – intensywne opady atmosferyczne, – długotrwałe występowanie ekstremalnych temperatur, – osuwiska ziemi, – pożary, – susze, – powodzie, – zjawiska lodowe na rzekach i morzu oraz jeziorach i zbiornikach wodnych, – masowe występowanie szkodników, chorób roślin lub zwierząt albo chorób zakaźnych ludzi albo też – działanie innego żywiołu; 	wywołane przez siły przyrody, nad którymi człowiek nie jest w stanie zapanować bądź przez zdarzenia w cyberprzestrzeni oraz działania o charakterze terrorystycznym
awaria techniczna	gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości	w szczególności wywołane wadliwym działaniem urządzeń technicznych stworzonych przez człowieka, lecz wykorzystujących siły przyrody, w tym również na skutek zdarzeń w cyberprzestrzeni oraz działań o charakterze terrorystycznym

Warto przy tym zauważyć, że katastrofa naturalna oraz awaria techniczna są samoistnymi przesłankami, których zaistnienie może doprowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Co za tym idzie, ich wystąpienie może uzasadniać podjęcie działań przez OSP, nawet jeśli nie noszą znamion klęski żywiołowej i nie zachodzą podstawy do wprowadzenia odpowiedniego stanu nadzwyczajnego. Pojęcie klęski żywiołowej obejmuje bowiem w świetle u.s.k.ż. jedynie takie katastrofy naturalne i awarie techniczne, których skutki zagrażają życiu lub zdrowiu dużej liczby osób, mieniu w wielkich rozmiarach albo środowisku na znacznych obszarach.

Ad. 3) Przyczyną zaistnienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być także **wprowadzenie embarga, blokady, ograniczenie lub brak dostaw paliwa lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium RP, lub zakłócenia w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem energetycznym**. Należy przy tym zauważyć, że w prawie międzynarodowym za embargo uważa się zatrzymanie przedmiotów należących do obcego państwa (przymusowe zatrzymanie cudzej własności), natomiast blokada jest zamknięciem połączeń handlowych i komunikacyjnych pomiędzy państwami, a jej stosowanie jest obecnie niedopuszczalne i może zostać uznane za akt agresji²⁵. Ponadto, w polskim prawie brak obecnie procedur ustanowienia embarga lub blokady przeciwko towarom pochodzącym z innego kraju. Przesłanki określone w art. 11c ust. 1 pr. en. mogą zatem odnosić się wyłącznie do embarga lub blokady ustanowionych przez inne państwo wobec towarów pochodzących z Polski. Trudno jednak wyobrazić sobie okoliczności w których mogłoby to przyczynić się do zaistnienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Z kolei kwestia dostaw energii elektrycznej z innych krajów członkowskich UE na terytorium RP podlega – w zakresie dostępu do połączeń wzajemnych między systemami krajowymi – regulacji zawartej w rozporządzeniu nr 714/2009²⁶. Zakazuje ono ograniczania przez OSP dostępu do połączenia wzajemnego, o ile nie występują ograniczenia strukturalne oraz zagrożenie dla bezpiecznej eksploatacji sieci²⁷.

Ad. 4) Kolejnymi przyczynami zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być **strajk** oraz **niepokoje społeczne**. Pojęcie strajku zdefiniowane zostało w art. 17 ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o rozwiązywaniu sporów zbiorowych (dalej „u.r.s.z.”)²⁸ i oznacza zbiorowe powstrzymanie się pracowników od wykonywania pracy w celu rozwiązania sporu dotyczącego m. in. warunków pracy, płac lub świadczeń socjalnych oraz praw i wolności związkowych. Zgodnie ponadto z przepisami u.r.s.z. strajk jest środkiem ostatecznym i musi zostać poprzedzony

²⁵ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11c pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 11.

²⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.8.2009, s. 15 – 35).

²⁷ Zob. szerzej pkt III.1 raportu.

²⁸ Tekst jedn. Dz. U. z 2015 r., poz. 295, ze zm.

innymi możliwościami rozwiązania sporu uregulowanymi w ustawie, takimi jak: rokowania, mediacja oraz arbitraż. Bez dochowania tych warunków strajk może być zorganizowany tylko w sytuacji, gdy bezprawne działanie pracodawcy uniemożliwiło przeprowadzenie rokowań lub mediacji, a także w wypadku, gdy pracodawca rozwiązał stosunek pracy z prowadzącym spór działaczem związkowym. Z kolei, pojęcie niepokojów społecznych nie jest zdefiniowane w przepisach prawa polskiego. Jak wskazuje się w literaturze przedmiotu można rozumieć przez nie m.in. zamieszki, masowe demonstracje, wiece, itp.²⁹.

Ad. 5) Ostatnią przesłanką której zaistnienie może doprowadzić do powstania stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest **obniżenie dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości tych rezerw albo brak możliwości ich wykorzystania**. Należy przy tym zauważyć, że pojęcie rezerw zdolności wytwórczych jest tożsame pod względem technicznym z pojęciem rezerwy mocy, uregulowanym w § 2 ust. 16 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (dalej „rozp. sys.”)³⁰, które oznacza „możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci”³¹. Niezbędne wielkości rezerw wytwórczych czy też rezerwy mocy określone są, zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 pr. en. w IRiESP. OSP wyznacza je dla poszczególnych planów koordynacyjnych i bilansów techniczno – handlowych opracowywanych w ramach prowadzenia ruchu sieciowego w KSE, jako nadwyżkę mocy dyspozycyjnej nad zapotrzebowaniem do pokrycia przez elektrownie krajowe. Poniższa tabela przedstawia aktualny poziom niezbędnych wielkości rezerw mocy, zgodnie z IRiESP:

Rezerwa mocy	Poziom (w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe)	Źródło
Dla rocznego planu koordynacyjnego	18%	Pkt 4.3.4.18 IRiESP – Warunki korzystania,

²⁹ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11c pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 12.

³⁰ Dz. U. Nr 93, poz. 623, ze zm.

³¹ Tamże, pkt 13.

Dla miesięcznego planu koordynacyjnego	17%	prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej
Dla bilansu techniczno – handlowego dobowego	14%	
Dla dobowego planu koordynacyjnego – dla każdej godziny doby – sumaryczna planowana rezerwa mocy dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina	9%	Pkt 4.3.4.19 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej
Dla dobowego planu koordynacyjnego – dla każdej doby – planowana rezerwa ujemna dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina	Nie mniej niż 500 MW	

W kontekście omawianej przesłanki powstania stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej należy wskazać, że zapewnienie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych należy do obowiązków OSP. Ustawodawca zaliczył do nich bowiem:

- zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej³²; oraz
- zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii³³.

OSP realizuje je m. in. poprzez zakup usług systemowych w postaci rezerw mocy: sekundowej w ramach regulacji pierwotnej i minutowej w ramach regulacji wtórnej, w drodze umów zawieranych z wytwórcami posiadającymi jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD). Zasady wykorzystywania JWCD do regulacji pierwotnej i wtórnej określa rozp. sys.³⁴. Rozporządzenie wskazuje także, że wymagany poziom całkowitej operacyjnej rezerwy mocy OSP uzyskuje korzystając

³² Art. 9c ust. 2 pkt 8 pr. en.

³³ Art. 9c ust. 2 pkt 9 pr. en.

³⁴ § 27 rozp. sys.

z ofert bilansujących³⁵. Ponadto, OSP może wykorzystać energię pochodzącą z pracy interwencyjnej elektrowni pompowo-szczytowej lub gazowej w przypadkach uzasadnionych warunkami technicznymi pracy krajowego systemu elektroenergetycznego³⁶. Niezależnie od usług systemowych przewidzianych w rozp. sys., IRiESP wskazuje na możliwość zakupu przez OSP innych tego rodzaju usług, w tym m. in.:

- 1) redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (tzw. negawaty);
- 2) Interwencyjnej Rezerwy Zimnej oraz
- 3) Operacyjnej Rezerwy Mocy.

Dwa ostatnie rozwiązania wprowadzone przez OSP w ostatnim czasie, mają w założeniu charakter przejściowy (z powodu planowanego wycofania z eksploatacji w latach 2016-2020 źródeł węglowych o łącznej mocy 3,4 GW) i poprzedzają wprowadzenie tzw. rynku mocy. Ich skuteczność w zapobieganiu stanom zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może jednak w pewnych sytuacjach budzić wątpliwości³⁷. Warto także zauważyć, że część mechanizmów wsparcia dla bezpieczeństwa dostaw, którymi dysponuje OSP, w szczególności instrumenty zarządzania popytem, była wykorzystywana dotychczas w bardzo ograniczonym zakresie. W efekcie należy uznać, że o ile OSP jest odpowiedzialny za zapewnienie dostępności odpowiednich istniejących rezerw zdolności wytwórczych, to ma obecnie ograniczone instrumenty w zakresie wymuszania dostępności takich rezerw oraz nie posiada instrumentów do zwiększenia dostępnych rezerw.

II.1.2. Dopuszczalne sposoby reakcji OSP na stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw

Wystąpienie stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej powoduje zaistnienie po stronie OSP:

- a) **obowiązku** podjęcia we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkich możliwych działań przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu

³⁵ § 27 ust. 5 rozp. sys.

³⁶ § 28 ust. 1 rozp. sys.

³⁷ Por. E. Bayer, J. Rączka, P. Baker (Forum Analiz Energetycznych), *Elementy nowej organizacji rynku energii w Polsce*, 12.2015, s. 15, http://www.fae.org.pl/files/file_add/file_add-33.pdf.

usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom (o działaniach tych OSP niezwłocznie zawiadamia ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE)³⁸;

- b) **kompetencji** do wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, wydanego na podstawie art. 11 ust. 7 pr. en., przy czym ograniczenia mogą być wprowadzone przez OSP na okres nie dłuższy niż 72 godziny (OSP o wprowadzeniu takich ograniczeń niezwłocznie zawiadamia ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE, a także zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów)³⁹. Ograniczenia w dostarczaniu o poborze energii wprowadzane są według planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedur związanych z wprowadzaniem ograniczeń opracowywanych dla tzw. „trybu normalnego” (przewidzianego w art. 11 ust. 7 pr. en.) na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (dalej „rozp. ogr.”)⁴⁰.

Katalog działań, które może podjąć OSP w ramach realizacji swoich obowiązków związanych ze stanem zagrożenia dostaw dookreśla art. 11d ust. 1 pr. en. Działania te przedstawia poniższa tabela:

Lp.	Forma działania OSP	Sposób usunięcia zagrożenia lub zapobieżenia jego negatywnym skutkom
1.	Polecenia wydawane wytwórcy dysponującemu jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD)	uruchomienie, odstawienie, zmiana obciążenia lub odłączenie od sieci jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD)

³⁸ Art. 11c ust. 2 pkt 1 oraz 11c ust. 3 pr. en.

³⁹ Art. 11c ust. 2 pkt 2 oraz 11c ust. 3 pr. en.

⁴⁰ Dz. U. Nr 133, poz. 924.

2.	Samodzielne działania OSP	zakup interwencyjny mocy lub energii elektrycznej
3.	Polecenia wydawane operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD)	uruchomienie, odstawienie, zmiana obciążenia lub odłączenie od sieci jednostki wytwórczej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania danego OSD, która nie jest jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD)
4.	Polecenia wydawane operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD)	zmniejszenie ilości energii elektrycznej pobieranej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania danego OSD lub przerwanie zasilania niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze
5.	Polecenia wydawane odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej	zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenie od sieci urządzeń i instalacji należących do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń
6.	Samodzielne działania OSP	zmniejszenie wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

Analizując powyższy katalog środków reakcji OSP należy zauważyć w pierwszej kolejności, że istotna część środków jakie może podjąć OSP w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw ma formę poleceń wydawanych różnym adresatom: wytwórcom, OSD bądź odbiorcom końcowym. Jak się wskazuje, „możliwe jest przyjęcie założenia, iż w zakresie wydawania poleceń, o których mowa w art. 11d ust. 1 pkt 1, 3, 4 i 5 pr. en. OSPe lub OSPoł działa jako podmiot administracji publicznej, a więc jego działanie powinno stanowić jedną z prawnych form działania administracji”⁴¹. Nie przesądzając tutaj o charakterze poleceń OSP, przyjmujemy że możliwość kwestionowania poleceń OSP na drodze administracyjnej jest *de lege lata* przynajmniej dyskusyjna. Obowiązek użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, stosowania się do poleceń OSP wynika

⁴¹ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11d pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 5.

wprost z art. 11d ust. 3 pr. en. Jedynym wyjątkiem przewidzianym w ustawie jest sytuacja bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób.

Niezależnie od powyższego, ustawodawca na kilka sposobów ograniczył dopuszczalną reakcję OSP na stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Po pierwsze – jak już wskazano – ograniczenia mogą być wprowadzone przez OSP na okres nie dłuższy niż 72 godziny, do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, wydanego na podstawie art. 11 ust. 7 pr. en.

Po drugie – działania OSP powinny być podejmowane w określonym porządku, w którym zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców lub odłączenie od sieci urządzeń i instalacji do nich należących stanowi środek ostateczny. Wskazuje na to brzmienie art. 11d ust. 1 pkt 5 pr. en. oraz § 3 ust. 2 rozp. ogr.⁴², a także uzasadnienie nowelizacji prawa energetycznego z dnia 8 stycznia 2010 r., którą wprowadzono do ustawy art. 11d. Podkreślono w nim bowiem, że *"art. 11d PE określa działania i środki, jakie może i powinien zastosować OSP i OSD dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W pierwszej kolejności wskazano środki, które służą zrównoważeniu dostaw z poborem energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań dla pokrycia potrzeb odbiorców na energię elektryczną OSP może wydawać polecenia odbiorcom końcowym dotyczące ograniczeń w poborze energii elektrycznej lub przerwać jej dostawy, zgodnie z planami ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 6a."*⁴³. Zatem środek w postaci polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do odbiorców końcowych powinien być stosowany w ostateczności, po wyczerpaniu wszelkich pozostałych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Potwierdza to także obowiązująca treść IRiESP⁴⁴.

Po trzecie – ustawodawca sformułował kryteria, którym powinny odpowiadać działania OSP określone w art. 11c i 11d pr. en. Zgodnie z nimi, środki podjęte przez operatora powinny:

⁴² F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11d pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 1.

⁴³ Druk sejmowy nr 2176 – uzasadnienie, s. 33.

⁴⁴ Pkt 4.3.10.1.3. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

- 1) powodować jak najmniejsze zakłócenia w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej;
- 2) być stosowane w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 3) być stosowane na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 4) być podejmowane w uzgodnieniu z właściwymi operatorami systemów przesyłowych elektroenergetycznych, stosownie do postanowień umów, w szczególności dotyczących wymiany informacji⁴⁵.

Kryteria te tworzą katalog zamknięty i powinny być traktowane przez OSP, jako wytyczne przy stosowaniu środków zapobiegających zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. OSP jest obowiązany wziąć pod uwagę je wszystkie, bowiem ustawodawca nie wprowadził żadnej hierarchiczności między nimi⁴⁶.

II.1.3. Zakres odpowiedzialności OSP za ewentualne szkody odbiorców końcowych

Odpowiedzialność OSP za ewentualne szkody odbiorców końcowych związane z zastosowaniem środków zapobiegania zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej została skonstruowana przez ustawodawcę w przepisach pr. en. na zasadzie winy, przy czym ma ona charakter szczególny i wyłącza odpowiedzialność na zasadach określonych w k.c.

Jej zakres został istotnie ograniczony w ten sposób, że OSP ponosi odpowiedzialność jedynie:

- 1) w sytuacji, gdy wprowadził ograniczenia w następstwie okoliczności za które ponosi odpowiedzialności bądź jeśli dopuścił się niedbalstwa, oceniając zasadność wprowadzenia ograniczeń⁴⁷;
- 2) za szkody powstałe w wyniku wprowadzonych ograniczeń⁴⁸;

⁴⁵ Art. 11f pr. en.

⁴⁶ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11f pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 4.

⁴⁷ Art. 11e ust. 1 pr. en.

⁴⁸ Art. 11e ust. 2 pr. en.

- 3) w granicach szkody rzeczywistej, w związku z uszkodzeniem, zniszczeniem lub utratą przez użytkowników systemu rzeczy ruchomej, lub uszkodzeniem albo zniszczeniem nieruchomości – co za tym idzie OSP odpowiada za straty, które poniósł poszkodowany w postaci zmniejszenia jego aktywów bądź zwiększenia pasywów (przy czym jedynie te związane z uszkodzeniem, zniszczeniem lub utratą rzeczy ruchomej bądź uszkodzeniem albo zniszczeniem nieruchomości), natomiast nie odpowiada za utracone korzyści, tj. korzyści które mogłyby zostać osiągnięte, gdyby ograniczeń nie wprowadzono⁴⁹;
- 4) jeżeli kwota odszkodowania byłaby równa lub wyższa niż 100 zł, a w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym dodatkowo jedynie do wysokości 5.000 zł⁵⁰;
- 5) do wysokości całkowitej odpowiedzialności z tytułu szkód poniesionych przez użytkowników, przy czym poziom całkowitej odpowiedzialności jest określany w zależności od liczby użytkowników systemu, w tym odbiorców, których dotyczyły przerwy lub ograniczenia w dostawie energii⁵¹. Poziom całkowitej odpowiedzialności przedstawia poniższa tabela:

Liczba użytkowników systemu, których dotyczyły przerwy lub ograniczenia	Poziom całkowitej odpowiedzialności OSP
do 25.000 odbiorców	nie wyższa niż 25 mln zł
od 25.001 do 100.000 odbiorców	nie wyższa niż 75 mln zł
od 100.001 do 200.000 odbiorców	nie wyższa niż 150 mln zł
od 200.001 do 1.000.000 odbiorców	nie wyższa niż 200 ml zł
ponad 1.000.000 odbiorców	nie wyższa niż 250 mln zł

Informacje o liczbie użytkowników objętych ograniczeniami, wraz z wykazem udokumentowanych szkód poniesionych przez tych użytkowników, przekazują OSP poszczególni OSD⁵². W przypadku, gdy łączna wartość szkód poniesionych przez

⁴⁹ Art. 11e ust. 2 pr. en.

⁵⁰ Art. 11e ust. 3 i 7 pr. en.

⁵¹ Art. 11e ust. 4 pr. en.

⁵² Art. 11e ust. 5 pr. en.

użytkowników systemu przekracza wskazane wyżej kwoty, wysokość odszkodowań dla poszczególnych użytkowników systemu określa się proporcjonalnie, tj. ulegają one obniżeniu w takim samym stosunku w jakim całkowita kwota odszkodowania pozostaje do łącznej wartości szkód powstałych u użytkowników systemu⁵³. Należy przy tym zauważyć, że określając wysokość całkowitej odpowiedzialności OSP, ustawodawca jest niekonsekwentny, bowiem najpierw posługuje się kategorią liczby użytkowników systemu, a następnie kategorią liczby odbiorców. Niewątpliwie utrudnia to ocenę poziomu całkowitej odpowiedzialności OSP.

Użytkownicy systemu zgłaszają żądanie naprawienia szkody OSD do którego sieci są przyłączeni w terminie 180 dni od zniesienia ograniczeń, pod rygorem wygaśnięcia roszczenia o naprawienie tej szkody⁵⁴. Jednocześnie ustawodawca wyłącza uprawnienie odbiorców do otrzymywania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi lub parametrów jakościowych energii elektrycznej w zakresie wynikającym z podjętych przez OSP działań i środków o których mowa w art. 11c i 11d pr. en.⁵⁵

Należy ponadto zauważyć, że w przypadku ograniczeń wprowadzanych przez OSP w trybie określonym w art. 11c i 11d pr. en. wyłączona będzie co do zasady odpowiedzialność odszkodowawcza OSD. Może jednak dojść do sytuacji, „w której OSDe przekroczy zakres ograniczeń określony przez OSPe (...) i samowolnie wprowadzi ograniczenia w większym zakresie (np. na dłuższy okres lub obejmując większą grupę użytkowników systemu). Wówczas uznać należy, że odpowiedzialność OSDe za szkody powstałe wskutek tak wprowadzonych ograniczeń u użytkowników systemu dystrybucyjnego nie jest wyłączona, a OSDe odpowiada na zasadach ogólnych określonych w k.c.”⁵⁶. Z kolei odpowiedzialność odszkodowawcza OSP wyłączona będzie w odniesieniu do ograniczeń wprowadzonych w drodze rozporządzenia Rady Ministrów⁵⁷.

⁵³ Art. 11e ust. 6 pr. en.

⁵⁴ Art. 11e ust. 9 i 10 pr. en.

⁵⁵ Art. 11e ust. 8 pr. en.

⁵⁶ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11e pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt 12.

⁵⁷ Art. 11 ust. 8 pr. en.

II.1.4. Kontrola przestrzegania ograniczeń wprowadzonych na polecenie OSP i sankcje z tytułu niewypełniania obowiązków

Przepisy pr. en. nie przewidują w sposób jednoznaczny kontroli przestrzegania ograniczeń wprowadzanych przez OSP na podstawie art. 11c i 11d pr. en. Wprawdzie art. 11 ust. 4 i 5 pr. en. stanowią, że ograniczenia podlegają kontroli, a organem uprawnionym do jej przeprowadzenia jest Prezes URE, jednak ich umiejscowienie oraz zawarte tam odesłania wskazują, że przepisy te należy odnosić do ograniczeń wprowadzanych w drodze rozporządzenia Rady Ministrów, tj. na podstawie art. 11 ust. 7 pr. en. Nawet jednak jeśli przyjąć, że przepisy te mają charakter ogólny i znajdują zastosowanie do wszelkiego rodzaju ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, także tych stosowanych przez OSP, trudno wskazać jednoznacznie w jaki sposób przeprowadzana powinna być przewidziana w nich kontrola. Ustawodawca nie określił bowiem szczegółowo jej trybu, chociażby poprzez odesłanie, np. do przepisów o kontroli obowiązku utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne. Mogą natomiast mieć do niej zastosowanie ogólne zasady prowadzenia kontroli działalności gospodarczej przedsiębiorcy, określone w art. 77 – 84d ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej⁵⁸, np. w zakresie zawiadomienia o zamiarze wszczęcia kontroli, czasu jej prowadzenia, warunków wykonywania czynności kontrolnych, obecności kontrolowanego, prawa do wniesienia sprzeciwu, itp. Rozważać można także zastosowanie w przypadku takiej kontroli zastosowanie przepisu art. 28 ust. 2 pr. en., dającego Prezesowi URE prawo domagania się wglądu do dokumentów oraz żądania przedstawienia dokumentów lub informacji, mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków kontrolowanego, przy czym zawarty tam katalog obowiązków, których informacje mogą dotyczyć nie obejmuje tych wynikających z art. 11c i 11d pr. en. (w szczególności obowiązku stosowania się do poleceń OSP).

Niezależnie jednak od powyższego, powzięcie przez Prezesa URE informacji o nieprzestrzeganiu wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej daje mu podstawy do nałożenia na taki podmiot kary pieniężnej na podstawie art. 56 pr. en. Przepis ten przewiduje bowiem sankcję pieniężną za:

⁵⁸ Tekst jedn. Dz. U. z 2015 r., poz. 584.

- niestosowanie się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3 pr. en.⁵⁹; a także za
- niestosowanie się do poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2 pr. en.⁶⁰.

W praktyce Prezes URE nie dokonuje bezpośrednio szczegółowej kontroli odbiorców, dane o fakcie niedostosowania się do ograniczeń rejestrowane są bowiem przez operatorów systemu i muszą być udostępniane Prezesowi URE w trybie art. 28 pr. en. Na tej podstawie Prezes URE może wszcząć postępowanie o ukaranie odbiorcy, który nie dostosował się do ograniczeń, a w interesie odbiorcy będzie przedstawienie wszelkich dokumentów, które mogłyby przemawiać na jego korzyść. Odpowiedzialność administracyjna ma bowiem charakter obiektywny i samo stwierdzenie faktu przekroczenia przez odbiorcę poziomu mocy dopuszczalnego w stanie ograniczeń stanowi samoistną przesłankę do wymierzenia kary. Jej wysokość nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym⁶¹. Kwestie związane z nakładaniem sankcji za nieprzestrzeganie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii omówione zostaną szczegółowo w dalszej części raportu⁶².

II.2. Ograniczenia wprowadzane przez Radę Ministrów zgodnie z art. 11 pr. en.

II.2.1. Przesłanki wprowadzenia ograniczeń

Przesłanki wprowadzania ograniczeń na podstawie rozporządzenia wydanego przez Radę Ministrów, o którym mowa w art. 11 ust. 7 pr. en., określone zostały przez ustawodawcę szerzej, aniżeli w przypadku ograniczeń wprowadzanych na polecenie OSP. Obejmują one bowiem nie tylko stan zagrożenia:

- 1) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ale także

⁵⁹ Art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en.

⁶⁰ Art. 56 ust. 1 pkt 19 pr. energ.

⁶¹ Art. 56 ust. 3 pr. en.

⁶² Zob. pkt. II.3. raportu.

- 2) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- 3) bezpieczeństwa osób,
- 4) wystąpieniem znacznych strat materialnych⁶³.

Ad. 1) W odniesieniu do stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw aktualne pozostaje uwagi sformułowane powyżej w pkt. II.1.1.

Ad. 2) Druga z wymienionych wyżej przesłanek wprowadzenia ograniczeń przez Radę Ministrów nawiązuje do pojęcia bezpieczeństwa energetycznego RP, przez które należy rozumieć „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska*”⁶⁴. Stan zagrożenia tego bezpieczeństwa można więc rozumieć, jako zakłócenie równowagi na rynku paliwowo-energetycznym uniemożliwiające pokrycie zapotrzebowania odbiorców, np. na skutek braków w zakresie paliw stałych (jak choćby długookresowe trudności związane z pozyskiwaniem węgla).

Ad. 3 i 4) Ostatnie dwie przesłanki wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej odwołują się do pojęć niezdefiniowanych i niedookreślonych, jakimi są bezpieczeństwo osób oraz wystąpienie znacznych strat materialnych. Należy przy tym zauważyć, że ustawodawca nie sprecyzował w żaden sposób skali niebezpieczeństwa grożącego osobom, która uzasadniałaby wprowadzenie ograniczeń. Natomiast w przypadku zagrożenia stratami materialnymi przesłanką wprowadzenia ograniczeń może być wyłącznie ryzyko strat znacznych, przy czym należy je oceniać każdorazowo na tle konkretnych okoliczności.

II.2.2. Zasady i tryb wprowadzania ograniczeń – Rozporządzenie Rady Ministrów

W przypadku zaistnienia wskazanych wyżej przesłanek Rada Ministrów może wprowadzić na czas oznaczony, na całym terytorium RP bądź jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, polegające na ograniczeniu maksymalnego

⁶³ Art. 11 ust. 1 pr. en.

⁶⁴ Art. 3 pkt 16 pr. en.

poboru mocy elektrycznej⁶⁵. Ograniczenia te wprowadzane są w drodze rozporządzenia, wydawanego na wniosek ministra właściwego do spraw energii, zgłaszanego z jego własnej inicjatywy bądź na podstawie wskazania takiej konieczności przez OSP⁶⁶. O wprowadzonych ograniczeniach minister właściwy do spraw energii informuje niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie Unii Europejskiej oraz państwa członkowskie Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym⁶⁷.

Zasady wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przez Radę Ministrów dookreśla rozp. ogr. W szczególności, rozporządzenie określa dopuszczalne ramy ograniczeń, m. in. wprowadzając przedmiotowe i podmiotowe zakazy ich stosowania. Zgodnie z nim ograniczenia:

- 1) mogą być **wprowadzane wyłącznie po wyczerpaniu**, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, **wszelkich dostępnych środków** służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz przy dołożeniu należytej staranności⁶⁸;
- 2) **nie mogą powodować**:
 - **zagrożenia** bezpieczeństwa osób,
 - **uszkodzenia** lub **zniszczenia** obiektów technologicznych,
 - **zakłóceń w funkcjonowaniu** obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska⁶⁹;
- 3) **mogą dotyczyć wyłącznie odbiorców** dla których **wielkość mocy umownej** określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej, umowie kompleksowej

⁶⁵ Art. 11 ust. 3 pkt 1 pr. en.

⁶⁶ Art. 11 ust. 7 pr. en. oraz 11c ust. 3 pr. en.

⁶⁷ Art. 11 ust. 8 pr. en.

⁶⁸ § 3 ust. 2 rozp. ogr.

⁶⁹ § 3 ust. 4 rozp. ogr.

bądź umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej **ustalona została powyżej 300 kW**⁷⁰;

4) **nie mogą objąć odbiorców** dla których **wielkość mocy umownej** określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej, umowie kompleksowej bądź umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej **ustalona została poniżej 300 kW**⁷¹;

5) **nie mogą objąć** kręgu **odbiorców** do którego należą:

- szpitale i inne obiekty ratownictwa medycznego;
- obiekty wykorzystywane do obsługi środków masowego przekazu o zasięgu krajowym;
- porty lotnicze;
- obiekty międzynarodowej komunikacji kolejowej;
- obiekty wojskowe, energetyczne oraz inne o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa, określone w przepisach odrębnych;
- obiekty dysponujące środkami technicznymi służącymi zapobieganiu lub ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko⁷².

Dodatkowo, zgodnie z art. 11f pr. en., ograniczenia wprowadzane w drodze rozporządzenia Rady Ministrów powinny:

- **powodować jak najmniejsze zakłócenia** w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej,
- być **stosowane w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania** systemu elektroenergetycznego,
- być stosowane **na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania** systemu elektroenergetycznego i **zarządzania ograniczeniami systemowymi**,

⁷⁰ § 5 pkt 1 rozp. ogr.

⁷¹ § 6 ust. 1 rozp. ogr.

⁷² § 6 ust. 1 rozp. ogr.

- być podejmowane **w uzgodnieniu z właściwymi operatorami** systemów przesyłowych elektroenergetycznych, stosownie do postanowień umów, w szczególności dotyczących wymiany informacji.

Należy przy tym zauważyć, że powyższe kryteria powinien uwzględniać w przypadku tzw. trybu normalnego zarówno podmiot wprowadzający ograniczenia, tj. Rada Ministrów, jak i stosujący je, tj. OSP.

II.2.3. Realizacja ograniczeń wprowadzanych rozporządzeniem Rady Ministrów

Realizacja ograniczeń wprowadzanych rozporządzeniem Rady Ministrów następuje poprzez zastosowanie się odbiorców do poziomów maksymalnego poboru, określonych w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Plany ograniczeń opracowywane są przez operatorów na okres od 1 września danego roku do 31 sierpnia roku następnego⁷³ i aktualizowane corocznie do dnia 31 sierpnia⁷⁴. Opracowanie, jak i aktualizacja planu podlega każdorazowo uzgodnieniu z Prezesem URE (w przypadku planów opracowywanych przez OSP), OSP (w przypadku planów opracowywanych przez OSD) oraz OSD, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (w przypadku planów opracowywanych przez OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową)⁷⁵. Plany przygotowywane są przy uwzględnieniu danych przekazywanych na wnioski OSP przez OSD, operatorów systemów połączonych elektroenergetycznych i odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, obejmujących dane dotyczące: mocy umownej, określonej w umowach z odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej; skutków wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej; oraz przewidywanej liczby odbiorców, których ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą⁷⁶. Szczegółową procedurą opracowywania planów ograniczeń określa IRIESP⁷⁷.

⁷³ Pkt. 4.3.10.2.7. IRIESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

⁷⁴ § 8 ust. 1 i 2 rozp. ogr.

⁷⁵ § 8 ust. 3 rozp. ogr. oraz pkt. 4.3.10.2.7. IRIESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

⁷⁶ § 8 ust. 6 rozp. ogr.

⁷⁷ Pkt. 4.3.10.2.8. IRIESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

Plany ograniczeń określają wielkości maksymalnego poboru energii dla poszczególnych grup odbiorców w postaci stopni zasilania⁷⁸, według następującego schematu:

Stopień zasilania	Wielkość poboru energii przez odbiorcę
11	odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej, umowie kompleksowej bądź umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej
12 do 19	równomierne obniżanie mocy elektrycznej pobieranej przez odbiorcę
20	odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożeń bezpieczeństwa osób, uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych i zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów o których mowa w § 3 ust. 4 rozp. ogr.

Ograniczenia w poborze energii realizowane są przez odbiorców stosownie do komunikatów operatorów o obowiązujących stopniach zasilania. Komunikaty te wskazują obowiązujące stopnie zasilania w najbliższych 12 godzinach oraz przewidywane na następne 12 godzin. Ogłaszane są w radiowych komunikatach energetycznych w programie I Polskiego Radia o godzinie 7⁵⁵ i 19⁵⁵ oraz na stronach internetowych operatorów. Jeżeli obowiązujące stopnie zasilania mają się różnić od tych ogłoszonych w komunikatach radiowych operatorzy powiadamiają odbiorców indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach sprzedaży, umowach kompleksowych bądź umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, ewentualnie za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości. W takim wypadku, powiadomienia indywidualne mają pierwszeństwo w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych⁷⁹. Ponadto, zgodnie z IRiESP, odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń polecane stopnie zasilania oraz wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania⁸⁰.

⁷⁸ § 9 rozp. ogr.

⁷⁹ § 12 ust. 1 – 4 rozp. ogr.

⁸⁰ Pkt. 4.3.10.2.15. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

II.2.4. Kontrola przestrzegania ograniczeń wprowadzonych rozporządzeniem Rady Ministrów i sankcje z tytułu niewypełniania obowiązków

Kontrolę przestrzegania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej art. 11 ust. 4 i 5 pr. en. powierza Prezesowi URE. Jak już jednak wskazano, ustawodawca nie określił szczegółowo jej trybu, chociażby poprzez odesłanie, np. do przepisów o kontroli obowiązku utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne. Aktualne pozostają w tym kontekście rozważania przedstawione powyżej w odniesieniu do kontroli ograniczeń wprowadzanych na polecenie OSP⁸¹.

Niezależnie od wątpliwości dotyczących sposobu przeprowadzania kontroli, ustalenie przez Prezesa URE, że użytkownik systemu nie zastosował się do ograniczeń stanowi podstawę do nałożenia na niego kary pieniężnej w wysokości do 15% przychodu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Ustawa przewiduje bowiem taką karę za niestosowanie się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, a więc w drodze rozporządzenia Rady Ministrów⁸². Kwestie związane z nakładaniem sankcji za nieprzestrzeganie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii omówione zostaną szczegółowo w dalszej części raportu⁸³.

II.3. Ochrona interesów odbiorców w kontekście wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz jej niedostatki

Jak wskazano powyżej ustawodawca nie przewidział wprost konkretnych środków ochrony interesów odbiorców, których dotyczą ograniczenia w poborze, na wypadek ich wprowadzenia. W szczególności, możliwość kwestionowania na drodze administracyjnej poleceń OSP wydawanych w związku z ograniczeniami jest naszym zdaniem *de lege lata* przynajmniej dyskusyjna. Przed nieuzasadnionym stosowaniem ograniczeń ma chronić nadanie im charakteru środka ostatecznego oraz kryteria określone w art. 11f pr. en. Jednak procedura oceny działań OSP nie pozwala na efektywną weryfikację tych wymogów, tak jak ma to miejsce w przypadku weryfikacji obowiązków odbiorców w ramach odpowiedzialności administracyjnej za niestosowanie się do ograniczeń. W związku z tym odbiorcom, którzy uznają, że warunki wprowadzania ograniczeń zostały naruszone pozostaje jedynie domaganie się od OSP odszkodowań na podstawie art. 11e

⁸¹ Zob. pkt II.1.4. raportu.

⁸² Art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en.

⁸³ Zob. pkt. II.3. raportu.

pr. en., przy czym – jak wskazano powyżej – zakres odpowiedzialności operatora został bardzo istotnie ograniczony. Z kolei w odniesieniu do skutków ograniczeń wprowadzonych w drodze rozporządzenia Rady Ministrów ustawodawca odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych całkowicie wyłączył⁸⁴.

Pomimo tak wąskiego zakresu ochrony interesów odbiorców, za niestosowanie się do wprowadzonych ograniczeń mogą oni ponosić surową odpowiedzialność administracyjną o charakterze obiektywnym, tj. niezależną od winy. Jest ona obwarowana sankcją w postaci kary pieniężnej nakładanej przez Prezesa URE w wysokości do 15% przychodu osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Należy jednak zauważyć, że także w odniesieniu przepisów regulujących przedmiotową odpowiedzialność dostrzec można poważne niedostatki w postaci braku ich precyzji, luk, itp. Pewne wątpliwości może budzić wreszcie z perspektywy wymogów konstytucyjnych procedura wprowadzania ograniczeń. Poniżej kwestie te zostaną omówione bardziej szczegółowo.

II.3.1. Wymogi ostateczności, proporcjonalności oraz dochowania należytej staranności przy wprowadzaniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Jak wskazano powyżej, ustawodawca nadał ograniczeniom w poborze charakter środka ostatecznego, wprowadzanego po wykorzystaniu wszelkich innych, dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W odniesieniu do wydawanego przez OSP polecenia zmniejszenia przez odbiorców końcowych, przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji do nich należących, kryterium takie sformułowane zostało w art. 11d ust. 1 pkt 5 pr. en. oraz IRiESP⁸⁵. Niezależnie od tego, wyraża je w sposób ogólny co do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej § 3 ust. 2 rozp. ogr. Przepis ten wskazuje także na konieczność dochowania należytej staranności przy wprowadzaniu ograniczeń.

Ponadto, przedmiotowy środek powinien być stosowany przez OSP oraz Radę Ministrów z uwzględnieniem zasady proporcjonalności. Wymóg ten wywieść można w szczególności z art. 11f pr. en., zgodnie z którym „*ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w art. 11, lub działania i środki, o których mowa w art. 11c i*

⁸⁴ Art. 11 ust. 8 pr. en.

⁸⁵ Pkt. 4.3.10.1.3. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

art. 11d (...) powinny: (...) powodować jak najmniejsze zakłócenia w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej; [oraz – przyp. wł.] być stosowane: (...) w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego". Pozostaje to w zgodzie z art. 42 dyrektywy 2009/72/WE⁸⁶, w świetle którego państwa członkowskie mogą czasowo zastosować środki zabezpieczające w przypadku nagłego kryzysu na rynku energetycznym lub zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego, bezpieczeństwa osób, urządzeń, instalacji albo integralności systemu. Środki te muszą jednak powodować jak najmniejsze zakłócenia w funkcjonowaniu rynku wewnętrznego i nie mogą wykraczać poza to, co jest ściśle konieczne do pokonania powstałych nagle trudności.

Jednocześnie ustawodawca nie przewidział procedury, która zapewniałaby efektywne egzekwowanie powyższych wymogów. Przepisy pr. en. przewidują bowiem jedynie, że OSP, w terminie 60 dni od dnia zniesienia ograniczeń, przedkłada ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE raport zawierający ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁸⁷. Z kolei Prezes URE w terminie 30 dni od dnia otrzymania raportu OSP przedstawia ministrowi właściwemu do spraw energii opinię, zawierającą w szczególności ocenę tego czy ograniczenia zostały wprowadzone w wyniku okoliczności za które OSP ponosi odpowiedzialność oraz tego czy operator dopuścił się niedbalstwa przy ustalaniu zasadności wprowadzenia tych ograniczeń⁸⁸. Nawet jednak w przypadku, gdyby powyższe okoliczności zaistniały, Prezes URE nie jest uprawniony do wyciągnięcia z tego tytułu jakichkolwiek konsekwencji. Przepisy pr. en. przewidują bowiem odpowiedzialność administracyjną OSP jedynie za uchybienie obowiązkowi o którym mowa w art. 11c ust. 3 pr. en., tj. obowiązkowi powiadamiania ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, podjętych działaniach oraz środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego

⁸⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.8.2009, s. 55 – 92).

⁸⁷ Art. 11c ust. 4 pr. en.

⁸⁸ Art. 11c ust. 6 pr. en.

negatywnym skutkiem⁸⁹. Z kolei ministrowi właściwemu do spraw energii pr. en. przyznaje wprawdzie nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną oraz funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych, jednak tylko w zakresie określonym ustawą⁹⁰. Natomiast zakresu tego nadzoru w odniesieniu do wprowadzania ograniczeń w poborze – poza obowiązkiem sporządzenia przez OSP wskazanego wyżej raportu – pr. en. nie precyzuje.

Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe okoliczności, wydaje się, że Regulator powinien uwzględnić sformułowaną przez siebie ocenę wprowadzonych ograniczeń także przy ustalaniu odpowiedzialności odbiorcy za niestosowanie się do nich, zaś sąd powszechny może w ramach rozpatrywania odwołania taką ocenę zweryfikować. Ma ona bowiem znaczenie dla rozstrzygnięcia sprawy dotyczącej odpowiedzialności użytkownika systemu za niezastosowanie się do ograniczeń.

II.3.2. Zakres odpowiedzialności administracyjnej odbiorcy za niestosowanie się do ograniczeń w poborze energii elektrycznej

Odpowiedzialność za delikty administracyjne określone w art. 56 ust. 1 pr. en. ma co do zasady charakter obiektywny. Oznacza to, że jest ona niezależna od ewentualnej winy podmiotu naruszającego określone obowiązki, tego czy do ich naruszenia doprowadziły okoliczności leżące po jego stronie, czy też niezależne, itp.⁹¹. Dotyczy to także odpowiedzialności uregulowanej w art. 56 ust. 1 pkt. 3a i 19 pr. en. za niestosowanie się do ograniczeń w poborze oraz do poleceń OSP wydawanych na podstawie art. 11d ust. 1 i 2 pr. en. W orzecznictwie sformułowany został jednak pogląd, zgodnie z którym *„z konstrukcji odpowiedzialności za naruszenie przepisów Prawa energetycznego, jako odpowiedzialności o charakterze obiektywnym wynika, że na przedsiębiorstwo energetyczne nie można nałożyć kary pieniężnej, jeżeli naruszenie obowiązków wynikających z Prawa energetycznego nie jest rezultatem jego zachowania (działania lub zaniechania), lecz niezależnych od niego, pozostających poza jego kontrolą okoliczności o charakterze zewnętrznym, uniemożliwiających nie tyle przypisanie przedsiębiorstwu energetycznemu winy umyślnej lub nieumyślnej, co nie pozwalających na zbudowanie*

⁸⁹ Art. 56 ust. 1 pkt 1c pr. en. w zw. z art. 11c ust. 3 pr. en.

⁹⁰ Art. 12 ust. 2 pkt 3 pr. en.

⁹¹ M. Sachajko, *Komentarz do art. 56 pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt 40.

rozsądnego łańcucha przyczynowoskutkowego między zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, a stwierdzeniem stanu odpowiadającego hipotezie normy sankcjonowanej karą pieniężną⁹². Innymi słowy, **możliwe jest wyłączenie odpowiedzialności za niedopełnienie określonych obowiązków z uwagi na okoliczności o charakterze zewnętrznym, niezależne od podmiotu obowiązanego i pozostające poza jego kontrolą, jeżeli wykluczają one związek przyczynowy między zachowaniem tego podmiotu a naruszeniem**. Okoliczności takie mogą zaistnieć także w związku z wprowadzeniem ograniczeń w poborze i doprowadzić do niezastosowania się do nich. Okolicznością taką mogą być jak się wydaje np. szczególne procesy technologiczne zachodzące w przedsiębiorstwie, które nie pozwalają na dostosowanie się odbiorcy do ograniczeń w odpowiednim czasie.

Niezależnie zaś od powyższego, jeśli zastosowanie się do wprowadzonych ograniczeń powodowałoby zagrożenie życia lub zdrowia osób, odpowiedzialność odbiorcy powinna zostać wykluczona na podstawie art. 11d ust. 2 pr. en., który przewiduje że odbiorca może w takim wypadku nie podporządkować się poleceniom OSP. Z kolei w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa osób bądź uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, odpowiedzialność odbiorcy powinna zostać wykluczona na podstawie § 3 ust. 4 pkt 1 rozp. ogr., zgodnie z którym ograniczenia w poborze nie mogą do nich prowadzić.

Pewne okoliczności zewnętrzne związane z wprowadzonymi ograniczeniami, jak również dotyczące sytuacji samego odbiorcy, nawet jeśli nie wyłączą jego odpowiedzialności za niestosowanie się do ograniczeń, powinny być brane pod uwagę przez Prezesa URE przy określaniu wymiaru kary pieniężnej, Zgodnie bowiem z art. 56 ust. 6 pr. en. „ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe”. Organy uprawnione do decydowania o karze pieniężnej mają zaś „obowiązek uwzględnienia wszystkich okoliczności faktycznych i prawnych, które mogą wpłynąć na podwyższenie lub obniżenie wysokości kary pieniężnej. Są to elementy, zarówno podmiotowe (dotyczące adresata), jak i przedmiotowe (dotyczące czynu), które wpływają na decyzję organu wymierzającego karę pieniężną⁹³”.

⁹² Tak m. in. wyrok Sądu Najwyższego z dnia 4 listopada 2010 r., sygn. akt III SK 21/10, LEX nr 737390; wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 4 listopada 2015 r., sygn. akt VI ACa 1525/14, LEX nr 1950267.

⁹³ M. Sachajko, *Komentarz do art. 56 pr. en. [w:] Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt 73.

II.3.3. Podstawa nakładania kar na odbiorców za niestosowanie się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

Niezależnie od opisanych wyżej niedostatków regulacji ustawowej w zakresie warunków wprowadzania ograniczeń w poborze, wątpliwości może budzić także sposób sformułowania przez ustawodawcę przepisów będących ewentualną podstawą do nakładania na odbiorców kar za niestosowanie się do ograniczeń. Dotyczy to w pierwszej kolejności samego zakresu działania regulatora wyznaczonego przez ustawodawcę w art. 23 pr. en. Zgodnie bowiem z art. 23 ust. 1 pr. en. Prezes URE „reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych (...)”, a co za tym idzie jego kognicja nie obejmuje kontroli i sankcjonowania zachowań odbiorców. W rezultacie „wątpliwości może budzić kwestia zastosowania art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en. wobec odbiorcy zobowiązanego wprowadzić do stosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, niemającego statusu przedsiębiorstwa energetycznego”⁹⁴.

Ponadto, jeżeli ograniczenie w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zostało wprowadzone na polecenie OSP na podstawie art. 11c ust. 2 pkt. 2 pr. en., tj. do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, kompetencja Prezesa URE do nałożenia kary budzi wątpliwości także w innym aspekcie. Jak już bowiem wskazano, umiejscowienie art. 11 ust. 4 i 5 pr. en. oraz odesłania zawarte w tym pierwszym wskazują, że przepisy te należy odnosić do ograniczeń wprowadzanych w drodze rozporządzenia Rady Ministrów. Co za tym idzie, Prezes URE ma niewątpliwie uprawnienie do kontroli przestrzegania ograniczeń w wprowadzanych w trybie określonym w art. 11 pr. en., natomiast wątpliwości może budzić to czy ustawodawca rzeczywiście wyposażył go w analogiczne uprawnienia co do kontroli ograniczeń wprowadzanych na polecenie OSP na podstawie art. 11c i 11d pr. en.

Z kolei, art. 56 ust. 1 pkt. 3a pr. en. stanowiący podstawę do nakładania kar za niestosowanie się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej odwołuje się do ograniczeń wprowadzanych na podstawie art. 11c ust. 3 oraz 11d ust. 3 pr. en. Jednak pierwszy z wymienionych przepisów dotyczy powiadamiania przez OSP ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw oraz zastosowanych środkach. Natomiast art. 11d ust. 3 pr. en. dotyczy

⁹⁴ M. Swora, D. Nowak, *Komentarz do art. 11 pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt. 28.

ograniczenia przez operatorów świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym do usunięcia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Żaden z tych przepisów, nie stanowi więc samoistnej podstawy wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w tzw. „trybie normalnym na polecenie OSP”. Co za tym idzie, odesłanie zawarte w art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en., dającym ewentualną kompetencję Prezesowi URE do nałożenia kary, należy uznać za błędne⁹⁵. Nałożenie tej kary wymaga zatem w przypadku ograniczeń wprowadzonych w trybie określonym w art. 11c ust. 2 pr. en. dokonania przez Regulatora wykładni rozszerzającej art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en. Tymczasem, *„przepisy o charakterze administracyjnokarnym, przewidujące kary pieniężne za określone naruszenia muszą być stosowane przez organy administracji publicznej w sposób precyzyjny, tj. dokładnie odpowiadający normie prawnej bez stosowania wykładni rozszerzającej, analogii lub domniemań”*⁹⁶. Konstrukcja art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en. budzi zatem wątpliwości co do spełnienia wymogów wynikających z zasady określoności czynu zabronionego (*nullum crimen sine lege*). Należy ona do standardu ochrony karnoprawnej, którą w świetle orzecznictwa Sądu Najwyższego należałoby stosować także przy odpowiedzialności za delikty administracyjne uregulowane w pr. en. Jak bowiem wskazał Sąd Najwyższy m. in. w wyroku z dnia 1 czerwca 2010 r., sygn. akt III SK 5/10, *„sprawa z odwołania od decyzji Prezesa Urzędu [Regulacji Energetyki – przyp. wł.] nakładającej karę pieniężną na przedsiębiorcę energetycznego powinna zostać rozpoznana z uwzględnieniem standardów ochrony praw oskarżonego obowiązujących w postępowaniu karnym”*⁹⁷. Jeżeli zatem w sprawach dotyczących nakładania kar przez Prezesa URE *„winny być stosowane standardy proceduralne znane z postępowań karnych, to pojawia się ważne pytanie: czy także na płaszczyźnie prawa materialnego nie powinno zostać wyraźnie określone, jakie zachowania (o jakich znamionach) winny być zakazane”*⁹⁸. Zasada ustawowej określoności czynów zabronionych stanowi bowiem część ogólnych zasad prawa i została wyrażona w różnych umowach międzynarodowych, w szczególności w art. 49 Karty praw podstawowych Unii

⁹⁵ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11c pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt. 14.

⁹⁶ M. Sachajko, *Komentarz do art. 56 pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt 26.

⁹⁷ <http://www.sn.pl/sites/orzecznictwo/orzeczenia2/iii%20sk%205-10-1.pdf>.

⁹⁸ A. Stawicki, W. Kulczyk, *Kwestia określoności przepisów, za naruszenie których mogą zostać nałożone kary pieniężne na przedsiębiorców. Rozważania na kanwie wyroku Sądu Najwyższego z 6 października 2011 r. w sprawie o sygn. III SK 18/11*, internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny, nr 2/2013, s. 61.

Europejskiej oraz art. 7 Konwencji o Ochronie Praw Człowieka i Podstawowych Wolności, a ponadto w Konstytucji RP. Stanowi także „spełnienie wyrażonego wielokrotnie przez TK postulatu kompletności oraz jednoznaczności sposobu formułowania przez prawodawcę przesłanek normatywnych kary pieniężnej”⁹⁹. Jak się wydaje, standard rozpatrywania spraw dotyczących kar nakładanych na przedsiębiorstwa energetyczne określony przez Sąd Najwyższy, powinien być stosowany także do ewentualnych kar nakładanych w stosunku do odbiorców.

Należy równocześnie zaznaczyć, że nawet jeśli w przypadku niestosowania się do ograniczeń wprowadzonych w tzw. „trybie normalnym na polecenie OSP” wykluczona zostanie kompetencja Prezesa URE do nałożenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en., Regulator może skorzystać z art. 56 ust. 1 pkt 19 pr. en. Przewiduje on sankcję pieniężną za niestosowanie się do poleceń OSP, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2 pr. en. W tym wypadku wątpliwości może budzić jednak to, czy powołany przepis obejmuje także odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, a nie bezpośrednio do sieci przesyłowej. Zgodnie bowiem z art. 11d ust. 1 pkt 4 pr. en. polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej wydaje takim odbiorcom OSD, nie zaś OSP. Polecenia tego ostatniego są zaś kierowane jedynie do OSD, jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej. Zatem można dojść do wniosku, że tylko taki krąg podmiotów podlega sankcji określonej w art. 56 ust. 1 pkt 19 pr. en. Z drugiej strony, obowiązek stosowania się do poleceń OSP w sposób generalny formułuje art. 11d ust. 2 pr. en. Jak przy tym wskazuje się w literaturze przedmiotu: „polecenia wydawane przez operatora są jego jednostronnym oświadczeniem woli o charakterze władczym, są wydawane na podstawie przepisów prawa o randze ustawowej i dotyczą generalnie określonych adresatów w konkretnie oznaczonej sytuacji. (...) W przepisie art. 11d ust. 2 pr. en. zawarta została przesłanka warunkująca istnienie obowiązku stosowania się do poleceń operatora przez użytkowników systemu. Pośród użytkowników systemu ustawodawca wymienił również odbiorców końcowych, co – jak się wydaje – ma likwidować wszelkie wątpliwości dotyczące konieczności stosowania się przez nich do poleceń operatora”¹⁰⁰.

⁹⁹ M. Sachajko, *Komentarz do art. 56 pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt 37.

¹⁰⁰ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11d pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2010, pkt. 5 i 6.

II.3.4. Niedostatki legislacyjne trybu wprowadzania ograniczeń z perspektywy zasad konstytucyjnych

W kontekście poziomu ochrony interesów odbiorców w związku z ograniczeniami w poborze energii elektrycznej należy wskazać także na inne wątpliwości, jakie z perspektywy wymogów konstytucyjnych, w tym tych dotyczących sankcji o charakterze represyjnym, budzi procedura ich wprowadzania.

Należy bowiem zauważyć, że stanowią one ograniczenie wolności działalności gospodarczej, które – zgodnie z art. 22 Konstytucji RP – jest dopuszczalne tylko w drodze ustawy i tylko ze względu na ważny interes publiczny. Tymczasem na gruncie przepisów pr. en. ograniczenia wprowadzane są bądź to na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów (art. 11 ust. 7 pr. en.), bądź też poleceń OSP, działającego jako podmiot administracji publicznej. Z drugiej strony, w literaturze przedmiotu wskazuje się, że *„zarzuty te są chybione, gdyż nie mamy tu do czynienia z ograniczeniem stałym, lecz jedynie czasowym, co wynika bezpośrednio z ustawy - Prawo energetyczne. Przyjęta przez ustawodawcę forma (...) wynika z przymusu wprowadzenia procedury stałej i szybkiej, gdyż w tym zakresie każdorazowe rozpoczynanie procedury legislacyjnej byłoby czystą fikcją”*¹⁰¹. Należy jednak zwrócić uwagę, że czym innym jest uprawnienie OSP do tymczasowego wprowadzenia ograniczeń w poborze i ograniczenie zakresu świadczonych przez niego usług, którego kwestionować nie można, czym innym natomiast – przyznanie danemu podmiotowi prawa do określenia zachowania jednostki wymaganego pod groźbą kary.

Plany wprowadzania ograniczeń w poborze i dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczają bowiem w istocie zakres zachowania odbiorców obwarowanego sankcją o charakterze represyjnym. Podstawa do ich opracowywania przewidziana została przez ustawodawcę w § 8 rozp. ogr. Budzi jednak wątpliwości to, czy powyższa kompetencja operatorów ma jednocześnie właściwe umocowanie w ustawie. Art. 11 ust. 6 i 6a pr. en. nie wprowadzają bowiem żadnej możliwości przekazania uprawnień do określania zasad wprowadzania ograniczeń na rzecz podmiotów innych niż Rada Ministrów. Art. 11 ust. 6a przewiduje jedynie, że rozporządzenie określa zakres planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz sposób określania w nich wielkości tych ograniczeń. Nie upoważnia natomiast Rady Ministrów do wyznaczenia podmiotów

¹⁰¹ F. Elżanowski, *Polityka energetyczna. Prawne instrumenty realizacji*, Warszawa 2008.

odpowiedzialnych za ich przygotowanie, ani zasad ich przygotowania. Z kolei art. 9c ust. 2 pkt 13 pr. en. określając obowiązki i kompetencje OSP wyraźnie wskazuje jedynie na „realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7”, a więc co najwyżej stosowanie planów ograniczeń, a nie ich opracowywanie. Wprawdzie ustawodawca w art. 9c ust. 2 pkt 12 zaliczył do obowiązków OSP także „opracowywanie planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii”, jednak trudno z uwagi na stopień ogólności tego przepisu jednoznacznie przyjąć, że chodzi tu o plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii.

Niezależnie od powyższego, sama możliwość stosowania sankcji o charakterze represyjnym za nieprzestrzeganie aktów, których postanowienia nie mają charakteru przepisów powszechnie obowiązujących budzi istotne wątpliwości z perspektywy art. 42 Konstytucji RP. Przykładowo, w wyroku z 20 maja 2014 r., sygn. akt K 17/13, Trybunał Konstytucyjny przyjął, że regulamin imprezy masowej opracowany przez jej organizatora nie może dookreślać znamion czynu zabronionego, a co za tym idzie decydować o odpowiedzialności za wykroczenie przewidzianej w art. 54 ustawy z dnia z dnia 20 marca 2009 r. o bezpieczeństwie imprez masowych (Dz.U. z 2013 r., poz. 611)¹⁰². Jednocześnie, w swoim orzecznictwie Trybunał Konstytucyjny wielokrotnie podkreślał, że konstytucyjne wymagania dotyczące przepisów karnych odnoszą się do wszystkich przepisów o charakterze represyjnym (sankcjonująco-dyscyplinującym), a więc do wszystkich przepisów, których celem jest poddanie obywatela jakiejś formie ukarania, czy jakiejś sankcji¹⁰³. Niewątpliwie trzeba brać pod uwagę różnice między odpowiedzialnością karną i odpowiedzialnością administracyjną, jak również szczególny status OSP. Jednak w naszej ocenie dookreślanie powinno zachowania odbiorców, obwarowanego sankcją o charakterze represyjnym, na podstawie planów ograniczeń niemających charakteru przepisów powszechnie obowiązujących oraz w braku jednoznacznie wyrażonej w ustawie kompetencji do tego może budzić wątpliwości z punktu widzenia zasad państwa prawnego. Uznając możliwość użycia nadzwyczajnych

¹⁰² OTK-A 2014 r., nr 5, poz. 53.

¹⁰³ Por. orzeczenie Trybunału Konstytucyjnego z 1 marca 1994 r., sygn. U 7/93, OTK w 1994 r., poz. 5; wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 2 września 2008 r., sygn. K 35/06, OTK ZU nr 7/A/2008, poz. 120, s. 1223 oraz powołane tam orzecznictwo.

środków w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, zasady takiej interwencji powinny być dla odbiorców jasne i czytelne.

II.3.5. Podsumowanie – odbiorcy w postępowaniach przed Prezesem URE

Omówione powyżej różne aspekty ochrony interesów odbiorców w kontekście wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej pozwalają na sformułowanie kilku wniosków, co do pozycji w jakiej znajduje się odbiorca względem którego Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie nałożenia kary za niestosowanie się do ograniczeń w poborze. W sytuacji takiej:

- 1) poważne wątpliwości może budzić podstawa do wymierzenia odbiorcy przez Prezesa URE kary administracyjnej za niedostosowanie się do ograniczeń wprowadzonych przez OSP w trybie art. 11c ust. 2 pr. en. w przypadku powołania się przez Regulatora na art. 56 ust. 1 pkt 3a pr. en., który wymaga wówczas interpretacji w sposób rozszerzający, co jest niezgodne z zasadą *nullum crimen sine lege*;
- 2) odpowiedzialność za niedopełnienie obowiązków związanych z wprowadzonymi ograniczeniami w poborze energii elektrycznej może być wyłączona, z uwagi na okoliczności o charakterze zewnętrznym, niezależne od podmiotu obowiązującego i pozostające poza jego kontrolą, jeżeli wykluczają one związek przyczynowy między zachowaniem tego podmiotu a naruszeniem; przykładowo, okolicznościami takimi mogą być szczególne procesy technologiczne zachodzące w przedsiębiorstwie, , które nie pozwalają na dostosowanie się odbiorcy do ograniczeń w odpowiednim czasie;
- 3) okoliczności zewnętrzne, jak np. niemożność skontaktowania się służb dyspozytorskich OSD z odbiorcą w okresie bezpośrednio poprzedzającym wprowadzenie ograniczeń, jak również dotyczące sytuacji samego odbiorcy, nawet jeśli nie wyłączają odpowiedzialności odbiorcy za niezastosowanie się do ograniczeń, powinny być brane pod uwagę przez Prezesa URE przy określaniu wymiaru kary pieniężnej;
- 4) w ramach postępowania prowadzonego w sprawie nałożenia kary pieniężnej bądź w sprawie z odwołania od decyzji taką karę nakładającą, Prezes URE oraz sąd powszechny powinni uwzględnić to, czy ograniczenie zostało wprowadzone bez

wyczerpania przez OSP lub Radę Ministrów wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, z naruszeniem zasady proporcjonalności bądź bez dołożenia należytej staranności;

III. Regulacje unijne w zakresie ograniczeń

III.1. Dyrektywa 2005/89/WE

Wśród regulacji unijnych mających znaczenie w kontekście ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wymienić należy w pierwszej kolejności dyrektywę 2005/89/WE¹⁰⁴. Określa ona działania mające gwarantować bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Celem tych działań ma być zapewnienie: a) odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych; b) odpowiedniej równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem; c) właściwego poziomu połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi w celu rozwoju rynku wewnętrznego. Zgodnie z ogólną regułą wyrażoną w art. 3 ust. 4 dyrektywy wszelkie środki przyjęte stosowanie do jej przepisów powinny być niedyskryminacyjne i nie mogą stanowić nadmiernego obciążenia dla uczestników rynku, w tym dla podmiotów wchodzących na rynek i przedsiębiorstw mających w nim niewielki udział. Ponadto, przed ich przyjęciem państwa członkowskie powinny brać pod uwagę wpływ tych środków na koszt energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. W kontekście bezpieczeństwa operacyjnego sieci dyrektywa wskazuje, że państwa członkowskie:

- zapewniają określenie przez OSP minimalnego zakresu zasad oraz obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci oraz stosowanie się przez OSP do tych zasad;
- wymagają od OSP utrzymywania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa operacyjnego sieci; poziom przewidywalnych warunków, w których zachowane jest bezpieczeństwo powinien być określony w zasadach bezpieczeństwa operacyjnego sieci;

¹⁰⁴ Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE L 33 z dn. 4.2.2006, s. 22 – 27).

- gwarantują, że ograniczenia dostaw w sytuacjach awaryjnych wprowadzane są na podstawie określonych uprzednio kryteriów, odnoszących się do zarządzania niezbilansowaniem przez OSP.

Ponadto, państwa członkowskie powinny podejmować właściwe środki w celu utrzymania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną a dostępnością mocy wytwórczych, w szczególności poprzez wspieranie ustanawiania ram rynku hurtowego, zapewniających odpowiednie sygnały cenowe w odniesieniu do wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, oraz wymaganie od OSP zapewnienia dostępności odpowiedniego poziomu rezerw mocy wytwórczych dla celów zbilansowania lub przyjęcia równoważnych mechanizmów rynkowych. W tym kontekście, w art. 5 ust. 2 dyrektywa wymienia środki dodatkowe, takie jak m. in.:

- znoszenie barier, które uniemożliwiają stosowanie umów umożliwiających przerywanie dostaw (umów przerywalnych);
- znoszenie barier uniemożliwiających zawieranie umów o zmiennej długości, zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców;
- zachęcanie do przyjęcia technologii zarządzania popytem w czasie rzeczywistym, takich jak zaawansowane systemy pomiarowe;
- procedury przetargowe.

Jak przy tym wskazuje preambuła dyrektywy *„środki, które mogą być wykorzystane w celu zapewnienia utrzymania odpowiednich poziomów rezerwowych mocy wytwórczych, powinny opierać się na mechanizmach rynkowych i powinny być niedyskryminacyjne (...)”* (motyw 10 preambuły). Istotne jest przy tym, aby *„Państwa Członkowskie ustanowiły jednoznaczne, odpowiednie i stabilne ramy, które pomogą zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i sprzyjają inwestycjom w tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz narzędzi zarządzania popytem”* (motyw 12 preambuły).

Podsumowując, ustawodawca unijny w dyrektywie 2005/89 wskazał ogólny kierunek w jakim państwa członkowskie powinny dążyć do zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną (wykorzystanie mechanizmów rynkowych, zarządzanie popytem) nie nakładając jednak w tym zakresie sztywnych zobowiązań.

III.2. Rozporządzenie 714/2009

Rozporządzenie 714/2009¹⁰⁵ nie zawiera przepisów bezpośrednio regulujących sytuację prawną odbiorców energii elektrycznej pozbawionych jej dostaw w wyniku wprowadzenia ograniczeń przez operatorów systemów przesyłowych. O ile jednak wspomniane rozporządzenie nie kształtuje bezpośrednio uprawnień i obowiązków odbiorców energii elektrycznej w związku z koniecznością zapewnienia przez OSP bezpieczeństwa dostaw i pracy sieci elektroenergetycznej, o tyle jest podstawą do opracowania i przyjmowania innych aktów prawnych, tzw. kodeksów sieciowych, odnoszących się już bezpośrednio do sytuacji odbiorców. W szczególności, dotyczy to kodeksów sieciowych obejmujących następujące obszary funkcjonowania rynku energii elektrycznej:

- bezpieczeństwo i niezawodność sieci (projekt Rozporządzenia Komisji ustanawiającego wytyczne w sprawie funkcjonowania systemu przesyłowego);
- przyłączanie do sieci (rozporządzenie Komisji (UE) z dnia 17 sierpnia 2016 r. 2016/1388 ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru¹⁰⁶);
- procedury operacyjne w sytuacjach awaryjnych (projekt kodeksu sieciowego ws. procedur operacyjnych w sytuacjach awaryjnych).

Niezależnie od powyższego, pewnym sygnałem, jak ustawodawca europejski może podchodzić do rozwiązywania problemów wynikających z braku możliwości normalnego funkcjonowania sieci elektroenergetycznej, są ogólne zasady postępowania w przypadku wystąpienia ograniczeń przesyłowych na połączeniach wzajemnych (interkonektorach, art. 16 rozporządzenia 714/2009). Zgodnie z generalną regułą wyrażoną w art. 16 ust. 1, powyższe problemy rozwiązywane są *za pomocą niedyskryminacyjnych rozwiązań rynkowych dających skuteczne sygnały ekonomiczne zaangażowanym uczestnikom rynku i operatorom systemów przesyłowych*, a pożądanymi metodami są rozwiązania nie pociągające za sobą konieczności wyboru między umowami zawartymi przez uczestników rynku. **Rozwiązania polegające na ograniczeniu praw zakontraktowanych już przez użytkowników sieci, w wyniku zawartych umów**

¹⁰⁵ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.8.2009).

¹⁰⁶ Dz. Urz. UE nr L 223 z 18.8.2016

przesyłowych, może nastąpić jedynie w wyjątkowych sytuacjach o charakterze awarii, wymagających szybkich działań OSP i przy jednoczesnej niemożności skorzystania z mniej dotkliwych dla użytkowników systemu rozwiązań (**re-dispatching** czy **wymiana kompensacyjna**). Nawet jednak wtedy, procedury ograniczenia uprawnień użytkowników systemu muszą być niedyskryminacyjne. Ponadto, kolejnymi istotnymi regułami są: zasada rekompensowania użytkownikom sieci kosztów które wynikają z wprowadzonych ograniczeń w przesyłach (z wyjątkiem sytuacji będących efektem działania siły wyższej) oraz zasada obligatoryjnego uwzględniania transakcji zawartych przez użytkowników sieci, które przyczyniają się do zmniejszenia występujących ograniczeń (oczywiście w zakresie wyznaczonym przez wymogi bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej).

Omówione powyżej zasady nie znajdują oczywiście zastosowania do sytuacji w których następuje ograniczenie w wolumenie dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej, wynikające z działań operatora sieci przesyłowej. Niemniej, reguły te wskazują na ogólny zamysł ustawodawcy unijnego, aby wszelkie nadzwyczajne sytuacje związane z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznej powinny być w pierwszym rzędzie rozwiązywane metodami rynkowymi, natomiast administracyjne ograniczenia polegające na jednostronnym ingerowaniu w już zawarte przez użytkowników rynku umowy, powinny być stosowane jedynie wyjątkowo i jako absolutna ostateczność.

III.3. Mechanizmy sterowania popytem a efektywność energetyczna i rynki mocy

Należy pamiętać, że **środki zapobiegające bezpośredniemu zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej są jedynie ostatnim ogniwem całego łańcucha działań regulacyjnych, których pozostałymi elementami są m.in. mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych oraz efektywności energetycznej; w obydwu przypadkach zastosowanie znajdą rozwiązania bazujące na sterowaniu reakcją odbiorców (DSR)**. Z kolei kluczowym elementem umożliwiającym optymalne wykorzystanie potencjału DSR jest wdrożenie inteligentnych rozwiązań sieciowych.

Zgodnie z pkt 2 załącznika nr 1 do dyrektywy elektroenergetycznej¹⁰⁷, państwa członkowskie zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, po dokonaniu ekonomicznej oceny kosztów i korzyści dla rynku. W przypadku uzyskania pozytywnej oceny w inteligentne systemy pomiarowe należy do 2020 r. wyposażyć przynajmniej 80% konsumentów. Obowiązek ten jest w tym sensie względny, że w przypadku gdy z analizy kosztów wynika, że jest ono nieopłacalne, państwo członkowskie nie ma obowiązku dokonania wdrożenia. Ze względu na fakt, iż zgodnie ze stanowiskiem Rządu RP¹⁰⁸, analiza kosztów i korzyści wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wykazała jednoznacznie pozytywne wyniki, co oznacza, że zaktualizował się obowiązek wdrożenia inteligentnych liczników u 80% odbiorców do roku 2020.

W tym miejscu należy przywołać dyrektywę 2012/27/UE ws. efektywności energetycznej¹⁰⁹, która gwarantuje odbiorcy prawo do instalacji inteligentnego licznika, a także wyraźnie wskazuje w swoim załączniku XI na zarządzanie popytem i magazyny energii jako potencjalne efektywne energetycznie sposoby oferowania usług systemowych. Ponadto, zgodnie z art. 15 ust. 8 dyrektywy państwa członkowskie powinny zapewniać, by krajowe organy regulacyjne sektora energetycznego zachęcały do wykorzystywania na rynkach hurtowych i detalicznych, obok podaży, również środków po stronie popytu, takich jak reagowanie na zapotrzebowanie. Usługodawcy reagujący na zapotrzebowanie powinni przy tym być traktowani przez operatorów, przy spełnianiu wymogów związanych z usługami bilansującymi i pomocniczymi, niedyskryminacyjnie, w oparciu o ich zdolności techniczne (z zastrzeżeniem ograniczeń technicznych występujących podczas zarządzania sieciami).

W ramach politycznych na okres 2020-2030¹¹⁰ Komisja wskazała, że **kwestie magazynowania, inteligentnych sieci czy zarządzania popytem muszą być**

¹⁰⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE. nr L 211 z 14.08.2009).

¹⁰⁸ Stanowisko Rządu do sprawozdania Komisji pt. „Analiza porównawcza rozpowszechnienia inteligentnego opomiarowania w Unii Europejskiej, ze szczególnym uwzględnieniem energii elektrycznej”, przyjęte przez Radę Ministrów w dniu 27 sierpnia 2014 r. http://www.mg.gov.pl/files/MG_DE_stan_rzadu_COM_na_KSE.pdfhttp://www.mg.gov.pl/files/MG_DE_stan_rzadu_COM_na_KSE.pdf

¹⁰⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. UE L 315 z 14.11.2012 r., s. 1)

¹¹⁰ Komunikat Komisji: *Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii*, Bruksela 22.01.2014 /* COM/2014/015 final */

rozważane przede wszystkim w zakresie finansowania badań i innowacji oraz zapobieganiu tworzeniu barier w tym zakresie.

Istotne znaczenie z punktu widzenia rozwoju strony popytowej mają wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące pomocy publicznej dla takich projektów.¹¹¹ Wskazuje się w nim na potrzebę podjęcia ukierunkowanych działań, dzięki którym zarządzanie stroną popytową (DSR) stanie się na skalę całej UE jednym z istotnych mechanizmów ograniczania kosztów energii, jej transportu oraz dążenia do celu jakim jest gospodarka nisko (zero)–emisyjna.

W szczególności mają temu służyć następujące działania:

- wprowadzanie rynkowych i przejrzystych systemów zachęt dla mechanizmów strony popytowej z wykorzystaniem taryf dynamicznych, z zastrzeżeniem przestrzegania zasad dotyczących ochrony prywatności i danych wrażliwych;
- umożliwienie udziału w rynku jak największej liczbie odbiorców i traktowanie strony popytowej na takich samych zasadach jak strony podażowej (wytwórców energii) poprzez wykorzystanie możliwości agregowania popytu wielu drobnych odbiorców oraz uwzględnienie możliwości wszystkich sektorów przemysłowych;
- wypracowanie jasnych i przejrzystych zasad rynkowych oraz wymogów technicznych (dostęp odbiorców do danych o własnym zużyciu, odpowiednie postanowienia w kodeksach i instrukcjach sieciowych, standardy funkcjonalności inteligentnych sieci);
- dalsza implementacja inteligentnych rozwiązań sieciowych z odpowiednimi funkcjonalnościami;
- ramy działania dla wykorzystania inteligentnych systemów zarządzania energią przez odbiorców indywidualnych.

W odniesieniu do rozwiązań z zakresu rynków mocy, istotny jest z jednej strony trend, zgodnie z którym kolejne Państwa zмирzają w kierunku własnych mechanizmów wspierania mocy wytwórczych (Wlk. Brytania, Francja, Włochy), a jednocześnie Komisja

¹¹¹ Commission Staff Working Document *Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets* Accompanying the document *Communication from the Commission Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention*; Bruksela, 5.11.2013; SWD(2013) 442 final

Europejska dość ostrożnie podchodzi do kwestii wprowadzenia tego rodzaju mechanizmów, wskazując w swoich dokumentach¹¹² następujące zasady ogólne, które państwa członkowskie powinny uwzględniać w trakcie analiz i prac związanych z projektowaniem i wdrażaniem mechanizmów mocowych:

- a. interwencja powinna być poprzedzona gruntowną, wszechstronną, obiektywną i wiarygodną oceną sytuacji w zakresie poziomu *generation adequacy* wskazującą na jej uwarunkowania oraz wszystkie możliwe sposoby jej poprawy w tym te, które są alternatywą dla mechanizmów CRM (DSR, połączenia międzysystemowe);
- b. jakakolwiek interwencja publiczna na rynku energii powinna brać pod uwagę konieczność prawidłowego funkcjonowania IEM i możliwości z tego wynikające;
- c. koordynacja prac z sąsiednimi państwami członkowskimi oraz uwzględnienie transgranicznego wymiaru rynków energii elektrycznej;
- d. uwzględnienie potencjału mechanizmów strony popytowej (DSR) oraz realistycznych prognoz ich wdrożenia i rozwoju, także w kontekście implementowania inteligentnych rozwiązań sieciowych;
- e. skoordynowanie z polityką klimatyczną (dekarbonizacja);
- f. wycofywanie mechanizmów wspierających wytwarzanie z paliw kopalnych oraz źródeł nuklearnych;
- g. ograniczanie regulacji cenowej na rynkach hurtowych i detalicznych;
- h. stopniowe urynkowanie wsparcia dla OZE;
- i. technologiczna neutralność mechanizmu;
- j. minimalizacja kosztów dla odbiorców i ich niedyskryminacyjna alokacja.

Analizując podejście Komisji Europejskiej, należy zwrócić uwagę na tendencję do równorzędnego traktowania mechanizmów z zakresu efektywności energetycznej oraz sterowania reakcjami strony popytowej z konwencjonalnymi mocami wytwórczymi, jako

¹¹² Komunikat Komisji *Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention* oraz document towarzyszący pt. *Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions*; 5 listopada 2013 r., <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/government-intervention>

środków zmierzających do zapewnienia zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z jej wytwarzaniem i dostawą. Efektywność energetyczna i DSR nie są oczywiście w stanie same w sobie wygenerować mocy w systemie elektroenergetycznym, ale trend dotyczący wzmacniania ich znaczenia, wydaje się znaczący i w związku z tym również na gruncie krajowym powinny zostać podjęte działania zmierzające do szerszego wykorzystania DSR w bilansie energetycznym.

III.4. Kodeksy sieciowe ENTSOe

III.4.1. Projekt Rozporządzenia Komisji ustanawiającego wytyczne w sprawie funkcjonowania systemu przesyłowego (System Operation Guideline)

Powyższy projekt¹¹³ wytycznych powstał z połączenia dotychczasowych trzech projektów kodeksów sieciowych:

- ws. planowania operacyjnego;
- ws. bezpieczeństwa operacyjnego;
- ws. częstotliwościowej regulacji mocy i rezerwy.

W części (II) projektu wytycznych dotyczącej bezpieczeństwa operacyjnego systemu, zdefiniowane zostały cztery możliwe stany systemu elektroenergetycznego: normalny (*normal*), alarmowy (*alert*), zagrożenia (*emergency*) i wyłączenia (*blackout*). Jednym z kryteriów, wpływających na określenie aktualnego statusu sieci, jest oczywiście porównanie wolumenu energii elektrycznej wytwarzanej i pobieranej w każdej chwili. OSP są obowiązani do analizy m. in. tego właśnie kryterium i weryfikacji statusu sieci elektroenergetycznej w odstępach co najmniej 15 minut.

Zgodnie z art. 21 ust. 2 lit. a, **przy podejmowaniu działań prowadzących do poprawy stanu systemu (w przypadku występowania stanu innego niż normalny), OSP jednym z kryteriów wyboru konkretnych metod jest ich efektywność ekonomiczna, przez którą należy rozumieć osiągnięcie poprawy sytuacji za pośrednictwem najmniej kosztownych (w ostatecznym rozrachunku dla odbiorców – użytkowników sieci).** Należy zatem przyjąć, że również w tym wypadku, preferowane

113

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline%20final%28provisional%2904052016.pdf>.

są działania nie przewidujące ingerencji w mechanizmy rynkowe (np. zawarte już umowy), jako wiążące się ze stosunkowo najniższymi potencjalnymi kosztami dla odbiorców. Należy jednak pamiętać, że przykładowy katalog środków mających na celu przywrócenie prawidłowej pracy systemu, przewiduje ręczne ograniczenie mocy odbiorczej również w stanach normalnym i alarmowym (art. 22 ust. 1 lit. j).

Istotną zasadą jest, wskazana w art. 23 ust. 3 zasada, zgodnie z którą, **w przypadku opracowywania oraz planowania podjęcia działań, które mogą wywrzeć wpływ na tzw. SGU (*Significant Grid Users* – znaczący użytkownicy sieci, wśród których wyróżnia się także jednostki odbiorcze) przyłączonych do sieci przesyłowej i o ile sieć elektroenergetyczna jest w stanie normalnym lub alarmowym, OSP ma obowiązek oszacować wpływ zastosowania tych działań wspólnie z SGU, których może to dotyczyć.** Celem powyższej współpracy ma być dokonanie wyboru takiego środka zapobiegawczego, który sprzyjałby utrzymaniu normalnego i bezpiecznego poziomu pracy instalacji wszystkich zainteresowanych podmiotów. Z kolei na wspomnianych SGU spoczywa obowiązek dostarczenia wszelkich niezbędnych informacji, dla dokonania obiektywnej oceny potencjalnego wpływu planowanego do wdrożenia środka zapobiegawczego.

W przypadku, gdy OSP planuje podjąć działania zapobiegawcze, a sieć znajduje się w stanie innym niż normalny lub alarmowy (a więc w stanie zagrożenia, albo wręcz wyłączenia), powyższy obowiązek konsultacji ma być realizowany przez OSP jedynie w miarę możliwości, a najważniejszym kryterium wyboru środka działania jest utrzymanie operacyjnego bezpieczeństwa i integralności systemu przesyłowego.

Ponadto, w celu zapewnienia prawidłowej i bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej, projekt omawianych wytycznych przewiduje dodatkowo następujące regulacje dotyczące OSP oraz SGU będących jednostkami odbiorczymi (a także dostawcami usług w zakresie sterowania popytem):

- zasady przekazywania OSP danych przez SGU;
- obowiązki informacyjne SGU wobec OSP;
- przeprowadzanie przez SGU testów zgodności (*compliance*) i ewentualna modyfikacja lub wymiana urządzeń, których działanie może stanowić ryzyko dla realizacji obowiązków wynikających z wytycznych.

Podsumowując analizę projektu wytycznych w zakresie funkcjonowania systemu, należy wskazać, że **przewidują one w daleko idącym stopniu współpracę między OSP a odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowej**. Preferowane są rozwiązania ograniczające ryzyko wywarcia negatywnego wpływu na funkcjonowanie instalacji odbiorców, w szczególności wskazują na to dwa elementy:

- pierwszeństwo dla rozwiązań i działań charakteryzujących się efektywnością ekonomiczną (a więc nie przewidujących administracyjnej ingerencji w stosunki umowne użytkowników sieci);
- wymogi w zakresie konsultowania i koordynowania z użytkownikami sieci planowanych przez OSP działań, które mogą wywierać wpływ na funkcjonowanie instalacji odbiorczych.

III.4.2. NC DC (Network Code on Demand Connection – rozporządzenie Komisji 2016/1388 ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru)

Kodeks sieci ws. przyłączania jednostek odbiorczych został przyjęty przez Komisję Europejską w formie rozporządzenia 17 sierpnia br. i wszedł w życie 6 września br., przy czym wymogi z niego wynikające znajdą zastosowanie 3 lata po publikacji¹¹⁴.

Zgodnie z pkt. 9 preambuły do NC DC, wspomniane wymogi powinny opierać się na dwóch kluczowych zasadach, a mianowicie:

- niedyskryminacji i przejrzystości oraz:
- optymalizacji (równowagi) między największą możliwą wydajnością całego systemu i najniższym łącznym kosztem dla wszystkich zainteresowanych stron.

Należy uznać, że wyrażone w ten sposób w preambule zasady ogólne, *de facto* oznaczają preferencję dla rozwiązań rynkowych, jako optymalnych z punktu widzenia potencjalnych korzyści dla całego systemu oraz kosztów ponoszonych przez jego użytkowników.

Zasadniczo, kodeks stosuje się do następujących instalacji i jednostek:

- nowych instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego;

¹¹⁴ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.8.2016).

- nowych instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego;
- nowych systemów dystrybucyjnych, w tym nowych zamkniętych systemów dystrybucyjnych;
- nowych jednostek odbiorczych wykorzystywanych przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwych operatorów systemów i właściwych OSP.

Niezależnie od powyższego, kodeks przewiduje także możliwość stosowania wymogów w nim określonych do istniejących i przyłączonych instalacji odbiorczych.

Jednym z takich przypadków, jest wynikająca z art. 5 ust. 3 reguła dotycząca instalacji odbiorczych, będących zakładami przemysłowymi, które jednocześnie dysponują własnymi modułami wytwarzania energii. Zgodnie z omawianą zasadą, zainteresowane podmioty (operator zakładu przemysłowego, właściciel instalacji odbiorczej, właściciel zakładu wytwarzania energii oraz właściwy operator systemu) mogą w uzgodnieniu z OSP określić warunki odłączenia krytycznych instalacji odbiorczych od systemu, w celu zabezpieczenia procesów produkcyjnych w danym zakładzie przemysłowym w przypadku wystąpienia zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

W odniesieniu do nowych jednostek odbiorczych wykorzystywanych do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania, w odniesieniu do każdej z tych usług NC DC przewiduje dobrowolność oferowania takich usług przez podmioty będące operatorami lub właścicielami tych jednostek (art. 27 – 30).

III.4.3. NC ER (Network Code on Emergency and Restoration – projekt kodeksu sieciowego ws. procedur operacyjnych w sytuacjach awaryjnych)

Omawiany projekt kodeksu sieciowego¹¹⁵ jest dopiero w fazie komitologii. Zakres projektu NC ER obejmuje wymogi i zasady dotyczące bezpieczeństwa operacyjnego, które mają zastosowanie, gdy system elektroenergetyczny danego OSP znajduje się w stanie zagrożenia, wyłączenia oraz przywrócenia (*Emergency, Blackout and Restoration*). Wspomniane wymogi i zasady mają zastosowanie do właściwych OSP, OSD, SGU (znaczących użytkowników sieci) oraz tzw. dostawców usług obrony systemu oraz dostawców usług przywrócenia pracy systemu (*Defence Service Providers, Restoration*

¹¹⁵https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325_ENTSO-E_NC%20ER_final.pdf.

Service Providers). **Również w przypadku tego kodeksu, zasady i wymogi w nim określone oparte są na zasadach proporcjonalności, niedyskryminacji oraz przejrzystości, a także optymalizacji (równowagi) między największą możliwą wydajnością całego systemu i najniższym łącznym kosztem dla wszystkich zainteresowanych stron** (art. 3).

Uszczegółowieniem powyższej zasady optymalizacji efektywności i kosztów jest określona w art. 6 ust. 2 procedura koordynacji z zainteresowanymi stronami wdrażania przez OSP środków mających na celu utrzymanie lub przywrócenie normalnego poziomu bezpieczeństwa. Powyższa procedura przewiduje możliwość odmowy zastosowania środka proponowanego przez OSP i zwrócenie się z wnioskiem o rozstrzygnięcie do krajowego regulatora rynku energii, przy czym podstawą odmowy może być jedynie zagrożenie, że dany środek proponowany przez OSP skutkowałby przekroczeniem dopuszczalnych norm technicznych, prawnych lub dotyczących bezpieczeństwa, w tym osobistego. W przypadku niemożności zwrócenia się o rozstrzygnięcie do krajowego regulatora z uwagi na konieczność podjęcia działań bezzwłocznie, OSP jest obowiązany do zastosowania porównywalnego środka, który wywiera mniejszy lub nie wywiera żadnego skutku w stosunku do użytkownika lub użytkowników sieci, którzy odmówili zastosowania środka pierwotnie proponowanego przez OSP.

Kolejne zasady, do których stosowania jest obowiązany OSP, dotyczą już przygotowania planu obrony systemu (*System Defence Plan*). Zgodnie z art. 9, przygotowując powyższy plan, OSP jest zobligowany do przestrzegania m.in. następujących zasad:

- zminimalizowanie wpływu na użytkowników sieci;
- stosowanie środków efektywnych ekonomicznie;
- uruchamianie tylko środków niezbędnych do skorygowania zaistniałej sytuacji;
- stosowanie środków, które nie zagrażają bezpieczeństwu operacyjnemu danego systemu elektroenergetycznego, jak i systemów połączonych.

Uruchomienie środków przewidzianych w planie obrony systemu powinno następować w koordynacji między innymi z istotnymi użytkownikami sieci (SGU).

W odniesieniu do zasad stosowania poszczególnych środków przewidzianych w planie obrony systemu, należy zwrócić uwagę na następujące kwestie:

- 1) w przypadku procedury zarządzania odchyleniem częstotliwości (art. 13), OSP jest zobowiązany **do zastosowania w miarę możliwości środków opartych na zarządzaniu odbiorem, zanim uruchomi automatyczny plan odłączania odbiorców;**
- 2) podobna zasada określona jest w art. 14 ust. 2 w odniesieniu do automatycznego planu regulacji niskiej częstotliwości (zastosowanie środka łagodniejszego dla odbiorców niż automatyczne odłączanie: *Limited Frequency Sensitive Mode*).

W art. 20 projektu NC ER, uregulowano z kolei zasady wdrażania procedury ręcznego odłączania jednostek odbiorczych (*Manual Demand disconnection procedure*). Zgodnie z tym przepisem, OSP jest uprawniony do zdefiniowania wielkości mocy odbiorczej, która może być odłączona od systemu w przypadku, gdy jest to niezbędne w celu zapobieżenia rozprzestrzenieniu lub pogłębieniu stanu awaryjnego (*Emergency State*). Niezależnie od tego, wdrożenie procedury ręcznego odłączania jednostek odbiorczych może nastąpić w ściśle określonych w art. 20 ust. 2 przypadkach, tj.: przeciążenia lub niedostatecznego napięcia w systemie oraz w przypadku gdy wykorzystanie wsparcia w zakresie mocy czynnej na podstawie art. 19 NC ER jest niewystarczające dla zapewnienia równowagi w systemie, co może doprowadzić do pogorszenia sytuacji w zakresie częstotliwości.

III.5. Analiza KE ws. przygotowania państw członkowskich do reakcji w sytuacjach awaryjnych ("Review of current national rules and practices relating to risk preparedness in the area of security of electricity supply")

Dokument został przygotowany na zlecenie Komisji Europejskiej i miał na celu dokonanie przeglądu bieżących rozwiązań i praktyk stosowanych w poszczególnych państwach członkowskich w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną¹¹⁶. Dokument poddawał analizie trzy aspekty tego bezpieczeństwa: 1) ocenę ryzyka (*risk assesment*), 2) plany działań minimalizujących ryzyko (*risk preparedness plans*) oraz 3) zagrożenie (*emergency situations*).

III.5.1. Ocena ryzyka (Risk Assessment)

¹¹⁶<https://ec.europa.eu/energy/en/news/new-study-examines-national-rules-and-practices-electricity-supply-risk>

W odniesieniu do tego wymiaru bezpieczeństwa, zgodnie z ustaleniami raportu, wszystkie państwa członkowskie nakładają ogólny obowiązek monitorowania bezpieczeństwa zaopatrzenia w energii elektryczną, co bezpośrednio pociąga za sobą konieczność szacowania ryzyk w tym zakresie. Zróżnicowane podejście w państwach członkowskich związane było z następującymi kwestiami:

- 1) prawnym obowiązkiem przeprowadzenia oceny ryzyka zaopatrzenia w energię elektryczną (9 państw członkowskich ma ustanowiony taki obowiązek);
- 2) zdefiniowaniem i poziomem szczegółowości opisów typów ryzyk (większość państw reguluje różne typy ryzyka, przy czym są one bardzo zróżnicowane co do rodzaju i poziomu szczegółowości; niektóre państwa nie definiują typów ryzyk w ogóle).

Wstępne wnioski wskazują, że zróżnicowanie w podejściu do definiowania poszczególnych typów ryzyka może negatywnie wpływać na współpracę sąsiadujących państw członkowskich w zakresie zapobiegania i niwelowania tychże ryzyk.

W związku z powyższym, należy ocenić jako prawdopodobne podjęcie inicjatyw legislacyjnych zmierzających do ujednoczenia na poziomie UE:

- 1) obowiązku prawnego przygotowania oceny ryzyka zaopatrzenia w energię elektryczną;
- 2) poszczególnych typów ryzyk w tym zakresie.

III.5.2. Plany działań minimalizujących ryzyko (Risk preparedness plans)

Zgodnie z ustaleniami Raportu, brak szczegółowych regulacji dotyczących obowiązku przygotowania takiego planu w dyrektywach 2009/72 oraz 2005/89 może częściowo tłumaczyć zróżnicowanie praktyki w tym zakresie w poszczególnych państwach członkowskich (tylko w 10-ciu państwach członkowskich obowiązek taki jest jednoznacznie skodyfikowany).

W odniesieniu do zawartości tych planów, większość obejmuje zarówno środki zapobiegawcze (*preventive measures*) jak i mechanizmy awaryjne (*emergency measures*). Środki zapobiegawcze przyjmowane w poszczególnych państwach członkowskich są bardzo zróżnicowane, przy czym znakomita ich większość bazuje na rozwiązaniach

rynkowych (związanych z podażą i popytem, bezpieczeństwem operacyjnym i efektywnością energetyczną).

Autorzy wskazują również na niedostateczny ich zdaniem postęp w zakresie koordynacji i współpracy między sąsiadującymi państwami członkowskimi w zakresie przygotowywania środków minimalizujących ryzyko w zakresie zaopatrzenia.

W odniesieniu do regulacji planów minimalizowania ryzyka zaopatrzenia jako prawdopodobne należy ocenić podjęcie na poziomie UE inicjatyw legislacyjnych w zakresie:

- 1) nałożenia prawnego obowiązku przygotowywania takich planów;
- 2) skodyfikowania zawartości ww. planów: w szczególności środków zapobiegawczych, bazujących na rozwiązaniach rynkowych;
- 3) minimalnych wymogów w zakresie koordynacji i współpracy sąsiadujących państw członkowskich.

III.5.3. Stan zagrożenia (Emergency situations)

Również w tym zakresie, wnioski raportu wskazują, iż pomimo faktu, że większość państw członkowskich reguluje definicję stanu zagrożenia, są one na tyle zróżnicowane pod względem szczegółowości, że może to prowadzić do podejmowania rozbieżnych działań w przypadku zaistnienia takiego stanu. Większość państw reguluje różne stopnie stanu zagrożenia.

Najczęściej podejmowane działania w sytuacji zagrożenia to: ograniczenia w zużyciu, wzrost wytwarzania, wykorzystanie zakontraktowanych i strategicznych rezerw mocy oraz plany ograniczeń odbioru. Optymalną praktyką jest stosowanie środków, które są ściśle przewidziane i przypisane dla konkretnego stopnia zagrożenia.

W przypadku środków polegających na zawieszeniu mechanizmów rynkowych, ponownie ich zróżnicowanie co do zakresu stosowania może prowadzić do braku spójności w działania podejmowanych przez poszczególne państwa członkowskie.

Plany ograniczeń przyjmowane są w większości państw członkowskich, podobnie dotyczy to katalogu podmiotów wyłączonych z takich ograniczeń. Poziom ochrony odbiorców jest pod tym względem zróżnicowany, przy czym najczęściej chronionymi odbiorcami są placówki ochrony zdrowia. Jedynie w trzech państwach członkowskich nie

ma listy odbiorców chronionych w przypadku wprowadzania administracyjnych ograniczeń w odbiorze.

W omawianym zakresie, jako prawdopodobne należy ocenić inicjatywy legislacyjne w zakresie:

- skodyfikowania pojęcia zagrożenia bezpieczeństwa oraz poszczególnych poziomów tego stanu;
- skodyfikowania katalogu środków podejmowanych w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa oraz przypisanie poszczególnych środków do konkretnych poziomów zagrożenia;
- wprowadzenia listy odbiorców wyłączonych z ograniczeń.

IV. Środki stosowane w innych państwach UE i spoza UE

Przewidywane w różnych państwach członkowskich środki mające zastosowanie w przypadku zaistnienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną (*Emergency Situation*), są uzależnione od sposobu zdefiniowania ww. stanu zagrożenia. W szczególności, tak jak już wskazano wyżej, w większości państw członkowskich wprowadzono różne poziomy stanu zagrożenia, np.:

- we Włoszech:
 - *Alert* (brak spełnienia kryterium N-1);
 - *Emergency* (przedłużona przerwa w dostawach);
 - *Interruption* (podjęcie działań zmierzających do naprawy sytuacji);
 - *Restoration* (przywracania normalnego działania systemu);
- w Irlandii:
 - *amber alert* (wymaga przywołania mocy rezerwowych);
 - *red alert* (wprowadzenie planów ograniczeń w poborze);
 - *blue alert* (wyłączenie systemu – blackout).

IV.1. Mechanizmy obronne w stanie zagrożenia stosowane w UE

IV.1.1. Rodzaje mechanizmów stosowanych w UE

Na podstawie Raportu Komisji można wskazać następujący katalog środków obronnych stosowanych w państwach członkowskich:

- zakontraktowane rezerwy mocy;
- rezerwy strategiczne;
- wzrost wytwarzania;
- dodatkowy import za pośrednictwem interkonektorów;
- ograniczenia w zużyciu energii elektrycznej;
- kontrakty przerywane;
- zawieszenie transakcji zawieranych na rynkach regulowanych;
- ograniczenia w obrocie energią elektryczną;
- ograniczenia w odbiorze energii elektrycznej.

Wskazując na przykład Włoch, optymalnym rozwiązaniem (jak już wskazano wyżej) jest dopasowanie stosowanego mechanizmu do rodzaju lub stopnia zagrożenia:

- poziom *Alert*:
 - OSP wykorzystuje rezerwy mocy wytwórczych, które są w jego dyspozycji;
 - OSP ogranicza wymianę międzysystemową;
 - OSP wykorzystuje możliwość odłączenia odbiorców na podstawie zawartych kontraktów przerywanych;
- poziom *Emergency*:
 - OSP wdraża automatyczne i ręczne plany odłączeń odbiorców.

IV.1.2. Podmioty odpowiedzialne za przygotowanie i tryby wprowadzania mechanizmów obronnych

W tym zakresie, Raport Komisji wskazuje, że w większości państw członkowskich za wprowadzenie środków obrony w razie zaistnienia stanu zagrożenia odpowiadają OSP, przy czym w niektórych przypadkach konieczna jest zgoda administracji rządowej lub regulatora rynku energii. Ponadto, państwa członkowskie stosują następujące,

specyficzne rozwiązania w odniesieniu do podmiotu odpowiedzialnego za wprowadzanie ograniczeń:

- regulator rynku energii (Austria);
- OSP we współpracy z OSD (Bułgaria);
- organ obrony cywilnej (Grecja);
- ministerstwo gospodarki (Finlandia);
- rząd we współpracy z organami koordynującymi współpracę w sytuacjach kryzysowych (Litwa);
- rządowe centra kryzysowe (Łotwa);
- OSD (Malta);
- ministerstwo, regulator i OSP; w zależności od stopnia zagrożenia (Szwecja);
- OSD wdraża lokalne środki na polecenie dedykowanego organu (*Energy Emergencies Executive*).

IV.1.3. Ograniczenia odbioru

Raport Komisji wskazuje jednoznacznie, że najpowszechniejszymi środkami stosowanymi przez państwa członkowskie są ograniczenia odbioru energii elektrycznej i odłączenia odbiorców (*load shedding plans*). Stosowane są one w 23 państwach członkowskich (z wyjątkiem Finlandii, Łotwy, Bułgarii, Grecji i Cypru). Brak jest danych nt. specyficznych kategorii podmiotów objętych ograniczeniami bądź szczególnymi regulacjami w tym zakresie.

Poza Austrią, Danią i Słowacją, pozostałe państwa członkowskie posiadają mechanizmy ochrony określonych grup odbiorców w przypadku wprowadzania ograniczeń w odbiorze energii elektrycznej. W większości tych państw, katalog takich odbiorców jest wskazany *expressis verbis* w aktach prawnych lub planach ograniczeń.

Szczególne rozwiązania w odniesieniu do definiowania zakresu podmiotowego odbiorców objętych ochroną przed ograniczeniem lub wyłączeniem odbioru są przewidziane w następujących państwach:

- Bułgaria: system wprowadzania ograniczeń oparty jest na kilku kategoriach odbiorców chronionych, którzy w przypadku niedoborów są dotknięci ograniczeniami w zróżnicowany (łagodniejszy) sposób;
- Estonia: OSP wprowadzając plany ograniczeń, konsultuje się z OSD w celu przyjęcia planu najmniej dotkliwego dla odbiorców chronionych;
- podobne rozwiązanie obowiązuje w Finlandii, z tymże wdrażane jest samodzielnie przez OSD;
- Łotwa: trzy kategorie odbiorców, każda jest dotknięta ograniczeniami w różnym stopniu.

Kategorie odbiorców chronionych przed ograniczeniami lub wyłączeniami w odbiorze energii elektrycznej:

- odbiorcy wrażliwi (*vulnerable*): gospodarstwa domowe cierpiące ubóstwo energetyczne, osoby starsze, odbiorcy zlokalizowani na obszarach wyłączonych z systemu/wyspowych, do których stosuje się specyficzne sposoby rozliczeń, itp. odbiorcy, których utrzymanie funkcji życiowych jest uzależnione od dostawy energii elektrycznej;
- podmioty o istotnej roli dla społeczeństwa (z punktu widzenia ochrony zdrowia i życia, funkcjonowania społeczeństwa, gospodarki, ochrony środowiska, kultury i wartości społecznych);
- podmioty strategiczne z punktu widzenia gospodarki narodowej, bezpieczeństwa oraz świadczące usługi publiczne:
 - transportu publicznego (porty, lotniska, dworce kolejowe) oraz świadczące usługi w zakresie bezpieczeństwa transportu;
 - obrony narodowej i bezpieczeństwa (policja, wojsko);
 - wodno–kanalizacyjne;
 - telekomunikacyjne;
 - usługi niezbędna dla przemysłu górniczego;
 - instalacje magazynowe gazu ziemnego;
 - rafinerie ropy naftowej;

- zapewniające zaopatrzenie w żywność;
- sądy i więzienia;
- oświetlenie publiczne;
- usługi pogrzebowe.

VI.1.4 Inne środki bazujące na DSR – Francja

Francuski rynek energii elektrycznej (oraz mocowy) jest wiodącym przykładem w odniesieniu do wykorzystania możliwości wynikających ze sterowania stroną popytową (DSR)¹¹⁷. Podmioty świadczące usługi sterowania popytem działają na wszystkich rynkach związanych z dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców: hurtowym, bilansowym, usług systemowych to zarówno w odniesieniu do rynku energii elektrycznej jak i rynku zdolności wytwórczych (mocowego).

Stopień rozwoju mechanizmów sterowania reakcją strony popytowej we Francji, obrazują następujące dane:

- podmioty działające jako agregatorzy popytu stanowią realną konkurencję i alternatywę zarówno dla przedsiębiorstw obrotowych, jak i wytwórców energii elektrycznej;
- wolumen energii elektrycznej pochodzącej z DSR, uczestniczącej w rynku bilansującym wyniósł 12 GWh (2014 r.);
- DSR uczestniczą w rynku mocy na równorzędnych warunkach z jednostkami wytwórczymi.

W modelu francuskim wskazuje się na istotne przesłanki, które przyczyniły się do tak znacznego rozwoju DSR i wzrostu jego znaczenia w zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, a mianowicie:

- całkowite rozdzielenie agregatorów DSR od dostawców energii elektrycznej;
- niezależny i swobodny dostęp agregatorów do odbiorców;
- zapewnienie poufności danych wymienianych między agregatorami a odbiorcami;

¹¹⁷ P. Bertoldi, P. Zancanella, B. Boza-Kiss, *Demand Response status in EU Member States*, Brussels 2016.

- oferty DSR są traktowane na równi z ofertami wytwarzania, dzięki zapewnieniu zbilansowania (podmioty bilansujące zapewniają fizycznie energię elektryczną sprzedawaną przez agregatorów)¹¹⁸.

Przykładowo, jednym z rozwiązań o charakterze rynkowym, stosowanym we Francji, jest zawieranie corocznie przez OSP z operatorami instalacji odbiorczych kontraktów przerywanych na przesyłanie energii elektrycznej. Kontrakty są zawierane na moc w przedziale od 60 do 300 MW. Na ich podstawie, OSP ma prawo wstrzymać dostawy energii elektrycznej do instalacji, której operatorem jest kontrahent danej umowy, na okres od 15 do 60 minut. Liczba takich wstrzymań w ciągu roku jest ograniczona do 10. Operatorzy instalacji odbiorczych otrzymują z tytułu możliwości wstrzymania przesyłania energii elektrycznej wynagrodzenie, które jest uzależnione od wielkości udostępnionej do wstrzymania przesyłania mocy, oraz ilości dni, w ciągu których taka dostępność jest zapewniona¹¹⁹. Zatem wielkość wynagrodzenia odbiorcy udostępniającego możliwość rezygnacji z przesyłania energii elektrycznej, zależy od długości czasu udostępnienia, a nie faktycznego wykorzystania.

IV.2. Mechanizmy stosowane w USA

IV.2.1. EILP ERCOT (Teksas, USA)¹²⁰

Mechanizm EILP (*Emergency Interruptible Load Program*) to narzędzie, mające na celu zminimalizowanie prawdopodobieństwa zastosowania obligatoryjnych ograniczeń w dostawach energii elektrycznej lub nawet odłączeń od sieci. Usługa jest świadczona przez jednostki odbiorcze, które zgadzają się (w zamian za zapłatę) na możliwość natychmiastowego zaprzestania pobierania energii elektrycznej. Środek ten znajduje zastosowanie jedynie w sytuacjach nadzwyczajnych, kiedy nie są już dostępne żadne mechanizmy rynkowe (po jakiegokolwiek cenie), a jedyną alternatywą są przymusowe ograniczenia lub odłączenia.

¹¹⁸ C. Latour, *Opening markets to DR: lessons learnt from the French experience Demand-response: Challenges and Opportunities in the Context of Energy Transitions*;

<http://www.irgc.org/wp-content/uploads/2015/09/Latour-Demand-Response-20151.pdf>

¹¹⁹ *Review of current national rules and practices relating to risk preparedness in the area of security of electricity supply*; patrz przypis 115.

¹²⁰ P. Wattles, S. Krein; *ERCOT Emergency Interruptible Load Program*;

http://www.ercot.com/content/news/presentations/2006/Interruptible_Load_Program_Demand_Response_Workshop_10-2006.pdf

Oferty składane przez odbiorców w ramach EILP nie uczestniczą w normalnych mechanizmach rynkowych (na rynku hurtowym, bilansującym, usług systemowych) ani ich nie zastępują. Jego zastosowanie nie może też nastąpić, o ile są dostępne inne mechanizmy rynkowe.

Korzyści wynikające z zastosowania omawianego rozwiązania w stosunku do obligatoryjnego ograniczenia albo wyłączenia to objęcie ograniczeniami albo wyłączeniami odbiorców na to przygotowanych oraz niższe koszty w porównaniu ze społecznymi skutkami kroczącego *blackoutu*.

Istotny jest szybki czas reakcji na sygnał operatora – ok. 10 minut, przy czym ograniczenia albo wyłączenia mogą dotyczyć tylko ograniczonej liczby godzin w roku.

Przewidziano następujące opcje płatności:

- płatność za udostępnioną moc (z góry) oraz płatność za rzeczywiście niedostarczoną energię;
- płatność jedynie za rzeczywiście niedostarczoną energię:
 - stała cena płacona na zasadzie *first come – first served*;
 - w ramach konkurencyjnych przetargów.

W każdej opcji przewidziano kary za niewypełnienie zobowiązań oraz ograniczenia w udostępnianiu tej samej mocy lub energii elektrycznej na rynku.

*IV.2.2. NYISO Demand Response Programs*¹²¹

Operator elektroenergetyczny w stanie Nowy Jork stosuje rozbudowany system zarządzania stroną popytową, zabezpieczający zarówno przed potencjalnymi ryzykami dla bezpieczeństwa zaopatrzenia, jak i rzeczywistymi zagrożeniami.

Stosowane mechanizmy reagowania strony popytowej podzielone są zatem na dwie grupy:

- 1) oparte o przesłanki ekonomiczne (*Economic-based Demand Response programs*);

¹²¹ http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/demand_response/index.jsp

2) oparte o przesłanki bezpieczeństwa systemu (*Reliability-based Demand Response programs*).

Ad. 1) Mechanizmy ekonomiczne dają szansę udziału odbiorców w rynku energii elektrycznej i oferowania możliwości zredukowania swojego odbioru w sytuacji, gdy ceny energii elektrycznej są wysokie, ale jednocześnie nie występuje jeszcze zagrożenie bezpieczeństwa jej dostaw do wszystkich odbiorców (albo niezależnie od występujących zagrożeń). Odbiorcy mogą składać oferty redukcji swojego zapotrzebowania w ramach dwóch konkretnych instrumentów:

a) *Day-Ahead Demand Response Program (DADRP)* – umożliwiający udział w rynku hurtowym energii elektrycznej;

Podmioty uczestniczące w tym mechanizmie, składają oferty zredukowania poboru energii elektrycznej. Przyjęcie oferty przez operatora oraz uwzględnienie jest w ramach rynku dnia następnego oznacza, że oferent jest zobowiązany do zrealizowania zaoferowanej redukcji zapotrzebowania bez osobnego wezwania operatora. Minimalna wymagana wielkość zredukowania poboru energii elektrycznej wynosi 1MW. Zrealizowane ograniczenie zużycia jest wynagradzane na podstawie wielkości wolumenu energii, który nie został dostarczony, zgodnie z ofertą złożoną przez danego odbiorcę lub agregatora. Wielkość redukcji jest mierzona za pomocą zaakceptowanego przez operatora licznika godzinowego.

b) *Demand Side Ancillary Services Program (DSASP)* – dający szansę oferowania przez odbiorców redukcji zapotrzebowania jako usługi systemowej operatorowi;

Oferty złożone przez odbiorców lub agregatorów są akceptowane przez operatora. Następnie, oferent jest zobowiązany do zredukowania poboru, zgodnie z poleceniami operatora wydawanymi w czasie rzeczywistym, co oznacza konieczność zainstalowania systemu komunikacji umożliwiającego bezpośredni, bieżący kontakt między odbiorcą a operatorem. Płatność dla odbiorcy jest wyceniana przez rynek usług systemowych. Pomiar zrealizowanej redukcji wymaga zainstalowania dwustronnego systemu licznikowego umożliwiającego dokonywanie pomiarów w czasie rzeczywistym. Minimalny pułap redukcji wynosi także 1MW.

Ad. 2) Instrumenty związane z zapewnieniem wystarczalności mocy w systemie z kolei są uruchamiane w przypadku wystąpienia rzeczywistych zagrożeń dla bezpieczeństwa i

pewności zaopatrzenia w energię elektryczną. W przypadku tych mechanizmów minimalnym pułapem zdolności do redukcji, umożliwiającym złożenie oferty to 100 kW. Operator ma do dyspozycji dwa środki, wdrażane w zależności od horyzontu czasowego wystąpienia zagrożenia:

a) *Installed Capacity – Special Case Resource (ICAP–SCR)*: jest tak naprawdę elementem rynku mocy;

Płatność w ramach tego instrumentu składa się z dwóch pozycji: opartej na wielkości rzeczywiście zredukowanej mocy (*performance payment*) oraz tzw. *capacity payment*, będącej miesięczną płatnością za gotowość. Obowiązek redukcji zapotrzebowania aktualizuje się nie tylko w sytuacji wezwania operatora będącego skutkiem zagrożenia dla bezpieczeństwa systemu, ale również w przypadku przeprowadzanych przez operatora testów. W przypadku wezwania operatora, uczestnik jest zobowiązany do wykonania redukcji w przypadku wygenerowania przez operatora dwóch wezwań: dzień wcześniej i na dwie godziny przed redukcją. Obowiązek jest bezwzględny a realizacja może nastąpić zarówno poprzez rzeczywistą redukcję zapotrzebowania, jak i poprzez wykorzystanie rezerwowego źródła wytwórczego, usytuowanego poza siecią.

b) *Emergency Demand Response Program (EDRP)*: o charakterze awaryjnym, wdrażanym w momencie wystąpienia nagłych zdarzeń skutkujących realnym, natychmiastowym zagrożeniem dla bezpieczeństwa całego system elektroenergetycznego;

Płatność jest oparta o rzeczywiście wygenerowaną redukcję (*performance payment*) na bazie wskazań godzinowych urządzeń pomiarowych. Podobnie, jak w przypadku ICAP-SCR, redukcja następuje w przypadku dwóch następujących po sobie wezwań operatora: na dzień przed i na dwie godziny przed wydarzeniem. W odróżnieniu jednak od poprzedniego mechanizmu, nie jest ona obowiązkowa. Uczestnik sam decyduje, czy chce skorzystać z tej możliwości i uzyskać w ten sposób dodatkowe przychody.

IV.2.3. Wyłączenia kroczące – rotating outages (CAISO – California Independent System Operator)¹²²

W sytuacji, gdy wyczerpane zostały możliwości stosowania wszystkich środków o charakterze rynkowym, operatorzy mają do dyspozycji mechanizmy oparte o arbitralnie realizowane wyłączenia odbiorców. Jednym z takich środków jest stosowane przez CAISO, tzw. wyłączenia kroczące, opierające się na zasadzie kolejnego, czasowego wyłączania odbiorców. Wyłączenia są realizowane w przypadku ogłoszenia trzeciego stopnia zagrożenia (*Stage 3 Emergency*), zarówno po uprzednim notyfikowaniu takiej możliwości, jak i bez takiego ostrzeżenia. Możliwe nawet jest wprowadzenia omawianego środka bez wprowadzania ww. trzeciego stopnia zagrożenia. Wyłączenia są realizowane zgodnie z opublikowaną mapą, która zawiera informacje nt. grup odbiorców, których będą obejmować kolejne wyłączenia. Odbiorcy zaliczanie do tzw. *Essential Use Customers* nie są objęci wyłączeniami, chyba że posiadają własne, niezależnie źródła zasilania (z wyjątkiem podmiotów zapewniających opiekę zdrowotną, które są zawsze wyłączone z ograniczeń). Ponadto, wyłączeniami nie są objęte podmioty/odbiorcy, którzy dobrowolnie uczestniczą w mechanizmie obowiązkowych ograniczeń wprowadzanych przez operatora w ramach tzw. *Optional Binding Mandatory Curtailment Program*.

Ten ostatni mechanizm jest oparty na dobrowolnym udziale odbiorców lub agregatorów, w redukcji zużycia, która jest wywoływana przez operatora z bardzo krótkim, 15 minutowym wyprzedzeniem. W przypadku wezwania przez operatora, redukcja jest obowiązkowa, w przeciwnym przypadku przewidziany jest system kar:

- dodatkowa opłata za każdą kWh pobraną ponad nałożone ograniczenie,
- wyłączenie z systemu w przypadku powtórnego w danym roku niezrealizowania wymaganego ograniczenia oraz
- niemożność uczestniczenia w systemie przez 5 kolejnych lat.

Wielkość redukcji wynosi 15% normalnie pobieranej mocy, przy czym wielkość bazowa odnoszona jest do 10 dniowego okresu obejmującego takie same dni jeśli chodzi o profil zużycia, jak dzień w którym następuje ograniczenie (np. jeśli ma miejsce w weekend, to bazową wielkością pobieranej normalnie mocy jest zużycie w czasie ostatnich 10 dni

¹²²

http://jurupavalley.org/Portals/21/Documents/Departments/Public%20Works%20&%20Engineering/Outside%20Utility%20Service%20Info%20and%20Messages/Rotating%20Outages%20Procedures%20%20Policies_2016_FINAL.pdf?timestamp=1465857429054

weekendowych). Mechanizm nie przewiduje żadnych zachęt finansowych ani rekompensat, poza wyłączeniem z ww. ograniczeń wprowadzanych administracyjnie i arbitralnie.

IV.3. Magazynowanie energii jako środek zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia

Rosnącą rolę również w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną zaczyna odgrywać magazynowanie energii elektrycznej. W odniesieniu do aspektów regulacyjnych wykorzystania tego rozwiązania technologicznego, ponownie wiodącą rolę odgrywają USA.

W szczególności, procedury operacyjne przyjmowane w poszczególnych stanach mogą opierać się na decyzji FERC (Order 745)¹²³, zgodnie z którą zasoby strony popytowej powinny być wynagradzane na zasadach rynkowych, jeśli są wykorzystywane jako alternatywa dla konwencjonalnych mocy wytwórczych. CAISO (operator przesyłowy w Kalifornii) przyjął zmodyfikowane taryfy umożliwiające operatorom instalacji magazynowych korzystniejsze pozycjonowanie ofert na rynkach. Nowe taryfy znajdują zastosowanie w dwóch przypadkach: oferowania energii elektrycznej na rynku dnia następnego oraz zmniejszenia poboru energii elektrycznej za licznikiem. Istotną modyfikacją w stosunku do poprzednio stosowanych rozwiązań, jest oparcie się na rzeczywistych dostępnych parametrach ładowania i rozładowania instalacji magazynowych (zamiast dotychczas stosowanej metody statystycznej).

Innym przykładem wykorzystania magazynów energii elektrycznej, już bezpośrednio jako elementów systemu zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, jest reakcja dostawców energii elektrycznej w Kalifornii na awarię magazynów gazu w Aliso Canyon¹²⁴. W związku z realnym zagrożeniem wprowadzenia rolowanych wyłączeń, wynikającym z przewidywanych niedoborów energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach gazowych, dostawcy energii elektrycznej w Kalifornii planują sfinansować budowę 50MW mocy magazynowych energii elektrycznej. Wybór projektów nastąpi w drodze aukcji, przy czym wielkość pojedynczych instalacji będzie się wahać między 2 MW a 20 MW. Uzyskane w ten sposób dodatkowe moce w systemie, mają

¹²³ <http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20110315105757-RM10-17-000.pdf>; decyzja FERC została zaskarżona przez niektórych wytwórców, ale ostatecznie Sąd Najwyższy USA utrzymał ją w mocy

¹²⁴ <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/09/aliso-canyon-and-the-blackout-threat-california-utilities-fast-track-battery-storage-projects.html>

przynajmniej częściowo zniwelować przewidywane niedobory energii elektrycznej, wynikające z możliwych braków paliwa dla elektrowni gazowych.

Kolejnym przykładem wykorzystania możliwości wynikających z efektywnego magazynowania energii elektrycznej jest oferowanie przez operatorów instalacji magazynowych usług systemowych w zakresie regulacji częstotliwościowej. W tym zakresie zastosowanie znajduje decyzja FERC (Order 755¹²⁵) sankcjonująca odpowiednio wyższe wynagradzanie instalacji, które zapewniają szybkie i precyzyjne usługi w zakresie regulacji częstotliwościowej. W tym przypadku odpowiednio skonfigurowane magazyny energii elektrycznej mają istotną przewagę nad konwencjonalnymi jednostkami wytwórczymi. Magazyny energii elektrycznej użytkowane i wykorzystywane przez operatorów w regionie PJM reagują na sygnały operatora z szybkością liczoną w milisekundach, zapewniając praktycznie natychmiastową dostępność żądanej usługi¹²⁶.

Wykorzystanie magazynów energii elektrycznej jako źródła usług systemowych jest również inicjowane w Europie. Brytyjski operator przesyłowy, *National Grid*, przeprowadził postępowanie przetargowe na udostępnienie usług systemowych w zakresie szybkiej regulacji częstotliwościowej (*Enhanced Frequency Response*¹²⁷) o mocy 200 MW. Mimo sformułowania kryteriów przetargu w sposób neutralny technologicznie (poprzez wskazanie na niezbędne parametry świadczonej usługi: udostępnienie w ciągu 1 sekundy 100% mocy źródła i utrzymanie tej mocy przez min. 15 minut¹²⁸), większość złożonych ofert (i wszystkie, którym przyznano kontrakty) przewidywały świadczenie usługi za pośrednictwem magazynów energii.

Opisane przykłady wykorzystania magazynów energii jako źródeł usług systemowych, zapewniających bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej i jednocześnie bezpieczeństwo dostaw energii do odbiorców stanowią wyraźny sygnał, że technologie magazynowania energii elektrycznej i świadczone dzięki nim usługi stanowiąc będą w

¹²⁵ <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2011/102011/E-28.pdf>

¹²⁶ <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/02/fast-responding-energy-storage-digs-into-frequency-regulation-market.html>

Obecnie w regionie PJM dostępne jest ok. 110 MW tak szybko reagujących jednostek magazynowych, a kolejne 100 MW jest w fazie inwestycji. Magazyny są w stanie zapewnić usługę regulacji przez 20 minut od sygnału operatora, co oznacza, że po upływie tego czasu muszą być zastąpione przez jednostki konwencjonalne (najczęściej gazowe).

¹²⁷ <http://www2.nationalgrid.com/Enhanced-Frequency-Response.aspx>

¹²⁸ Przy tradycyjnie świadczonych usługach regulacyjnych o szybkości reakcji 10s i 30s.

przyszłości istotny element rynku energii elektrycznej, w którym rosnącą rolę odgrywać będą odbiorcy, aktywnie reagujący na zmieniające się uwarunkowania.

V. Możliwości modyfikacji mechanizmów krajowych w świetle obowiązujących regulacji UE oraz rozwiązań przyjętych w innych państwach członkowskich

W świetle przedstawionej powyżej analizy, proponowanym rozwiązaniem jest wprowadzenie rozbudowanej i wieloetapowej, uregulowanej na poziomie legislacyjnym (ustawy, rozporządzenia, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci) procedury:

- 1) identyfikowania ryzyk zagrożenia bezpieczeństwa dostaw i prawidłowego działania systemu elektroenergetycznego;
- 2) przygotowywania planów minimalizowania stwierdzonych ryzyk (działania prewencyjne) oraz na wypadek zaktualizowania się zidentyfikowanych ryzyk zagrożenia bezpieczeństwa dostaw lub prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego (działania awaryjne).

Celem proponowanego rozwiązania jest wprowadzenie możliwie jasnego i przejrzystego podziału na poszczególne etapy działań i procedur wiążących się z niwelowaniem zagrożeń dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i jednocześnie uregulowanie sposobu postępowania i katalogu podejmowanych działań w ramach poszczególnych zdefiniowanych etapów. Z jednej strony oznaczać to będzie klarowną procedurę postępowania dla podmiotów odpowiedzialnych za zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania KSE (przede wszystkim OSP), z drugiej – pozwoli użytkownikom tego systemu, przede wszystkim odbiorcom, na lepsze zidentyfikowanie zagrożeń związanych z możliwymi zakłóceniami funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i efektów zastosowania środków, które mają tym zakłóceniom zapobiegać i niwelować ich negatywne skutki. Proponowane rozwiązanie ma również na celu maksymalne wykorzystanie potencjału użytkowników systemu elektroenergetycznego (znowu przede wszystkim odbiorców) dla łagodzenia wskazanych ryzyk i zagrożeń, z korzyścią dla całego systemu elektroenergetycznego jak i dla samych odbiorców.

V.1. Procedury oceny ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa dostaw i funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Pierwszym elementem proponowanego rozwiązania i jednocześnie pierwszym etapem działań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i pewności dostaw energii elektrycznej, jest zidentyfikowanie potencjalnych ryzyk. Wprawdzie obecnie obowiązujące przepisy nakazują różnym podmiotom i organom przygotowanie dokumentów, które mogą zawierać elementy wskazujące na potencjalne ryzyka dla bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw, takie jak:

- plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną przygotowywany przez OSP na podstawie art. 16 ust. 2 pr. en.;
- prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej przygotowywana przez OSP na podstawie art. 16 ust. 5 pr. en.;
- raport Ministra Energii nt. wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przygotowywany na podstawie art. 15b ust. 2 pr. en.

Żaden jednak z tych dokumentów nie zawiera spójnej i pełnej oceny co do potencjalnych ryzyk oraz ich rodzajów, których aktualizacja może prowadzić do zakłócenia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W związku z powyższym oraz zgodnie ze zidentyfikowaną najlepszą praktyką¹²⁹, proponuje się wprowadzenie ustawowego obowiązku (np. poprzez odpowiednią modyfikację treści art. 16 ust. 5 pr. en.) przygotowania przez OSP prognozy dotyczącej potencjalnych ryzyk w omawianym zakresie. Obowiązek powyższy powinien obejmować następujące elementy;

- wskazanie konkretnych ryzyk z podziałem na ich rodzaje, np.:
 - techniczne (np. brak inwestycji w nowe moce wytwórcze, rozbudowę sieci, możliwe awarie wynikające ze stanu technicznego instalacji);
 - rynkowe (brak równowagi między podażą a popytem);

¹²⁹ *Review of current national rules and practices relating to risk preparedness in the area of security of electricity supply. Final report*, May 2016, s. 32.; patrz przypis 115.

- polityczne (ataki terrorystyczne, w tym o charakterze cybernetycznym, zagrożenie bezpieczeństwa publicznego);
- środowiskowe (katastrofy naturalne);
- pogodowe (nadzwyczajne zjawiska);
- określenie prawdopodobieństwa wystąpienia zidentyfikowanych ryzyk;
- określenie potencjalnych skutków zaktualizowania się zidentyfikowanych ryzyk.

W związku z zakresem treści proponowanego dokumentu, niezbędne jest zapewnienie szerokiej konsultacji jego projektu zarówno z uczestnikami rynku, jak i z organami administracji (Ministerstwo Energii) i regulatorem (Prezes URE).

Warto przy tym zauważyć, że obowiązek przygotowania tego typu oceny ryzyk wymaga już obecnie na rynku gazu rozporządzenie 994/2010¹³⁰ w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Oceny te powinny przewidywać różne scenariusze nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania i zakłóceń w dostawach, takie jak m. in. awaria głównej infrastruktury przesyłowej, zakłócenia w dostawach z państw trzecich, z uwzględnieniem historii wydarzeń tego typu, ich prawdopodobieństwa, pory roku, częstotliwości i długości ich trwania oraz prawdopodobne skutki tych scenariuszy (art. 9 ust. 1 rozporządzenia). Rozporządzenie przewiduje współpracę m. in. odbiorców przemysłowych oraz organizacji reprezentujących interesy gospodarstw domowych i odbiorców przemysłowych z właściwym organem przy opracowywaniu tego typu oceny, a także przekazywanie mu na żądanie wszelkich niezbędnych informacji na potrzeby ryzyka (art. 9 ust. 4 rozporządzenia). Mechanizmy zawarte w przywołanym rozporządzeniu są warte rozważenia również w przypadku rynku energii elektrycznej.

V.2. Plany na wypadek zagrożenia

Kolejnym elementem – etapem proponowanej procedury – jest przygotowanie **planów postępowania na wypadek zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej**

¹³⁰ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. Urz. UE L 295 z 12.11.2010, s. 1 – 22).

lub funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W obecnym stanie prawnym, art. 9c ust. 2 pkt 13 pr. en. wskazuje wprawdzie na obowiązek OSP „*opracowywania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii*”, jednak z uwagi na stopień ogólności tego przepisu trudno wskazać o jakie dokładnie plany chodziło ustawodawcy. Jeżeli miałyby to być plany ograniczeń w poborze i dostarczaniu energii elektrycznej to trudno uznać ten obowiązek za wyczerpanie postulowanych zmian. Mają one bowiem węższy charakter i dotyczą wyłącznie sposobu realizacji jednego ze środków, które OSP może zastosować w reakcji na stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Z kolei IRiESP reguluje obecnie zagadnienia, które miałyby być przedmiotem postulowanych planów w bardzo ograniczonym zakresie (np. określenie poziomu rezerwy mocy, dookreślenie środków stosowanych w wypadku zagrożenia bądź awarii przez OSP w postaci tzw. trybu awaryjnego oraz trybu automatycznego). Z uwagi na poziom ogólności nie odpowiada im także Krajowy Plan Zarządzania Kryzysowego przygotowywany na podstawie przepisów ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym¹³¹. Natomiast wprowadzenie przedmiotowych planów może wpisywać się w działania przewidziane przez Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej z 2013 r., który zalicza do systemów infrastruktury krytycznej także system zaopatrzenia w energię, zakłada jego obronę fizyczną i techniczną oraz postuluje opracowanie norm dotyczących poszczególnych rodzajów ochrony tej infrastruktury¹³².

Omawiane plany powinny wskazywać, w naszej ocenie, środki podejmowane w przypadku zaktualizowania się ryzyk zidentyfikowanych w prognozach, o których mowa w punkcie poprzednim i określonych jako najbardziej prawdopodobne. Plany te powinny być przygotowane w analogicznym podziale jak prognozy ryzyka, a ponadto z uwzględnieniem określonego horyzontu czasowego (np. 2 lat), po którym podlegają aktualizacji. Określoną rolę w ich przygotowywaniu powinien odgrywać także Prezes URE – analogicznie jak to ma miejsce np. w Austrii – czy to poprzez wnoszenie uwag, czy też ich zatwierdzanie. W procesie konsultacji planów powinni być także zaangażowani użytkownicy systemu, bądź organizacje ich reprezentujące.

¹³¹ (Dz. U. Nr 89, poz. 590, z późn. zm.)

¹³² Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej, 2013, <http://rcb.gov.pl/wp-content/uploads/NPOIK-dokument-g%C5%82%C3%B3wny.pdf>.

Identyfikując określone ryzyka jako najbardziej prawdopodobne, plany na wypadek zagrożenia powinny również zawierać katalogi działań podejmowanych w celu zminimalizowania możliwości zaktualizowania się danego ryzyka jak i mitygowania jego skutków w przypadku zaistnienia danej niekorzystnej sytuacji.

Należy przy tym wprowadzić rozróżnienie dla środków:

- mających na celu minimalizowanie prawdopodobieństwa zaktualizowania się danego ryzyka, które stanowią przede wszystkim środki **prewencyjne** (powinny być jednocześnie środkami o charakterze rynkowym);
- niwelujących skutki wystąpienia danego zagrożenia, tj. środki **awaryjne** (mogą mieć również charakter **nierynkowy**, przy czym powinny one być stosowane jako ostateczność, w razie niemożności zastosowania lub nieskuteczności środków rynkowych).

W miarę możliwości, każdemu ze zidentyfikowanych ryzyk powinien być przyporządkowany zindywidualizowany katalog środków zaradczych o charakterze prewencyjnym. Jednocześnie należy przyjąć, że stosowanie środków awaryjnych w odniesieniu do występujących zagrożeń może mieć charakter bardziej uznaniowy, z uwagi na ich ratunkowy charakter i co za tym idzie, konieczność często błyskawicznego reagowania na zaistniały stan zagrożenia.

Przygotowywanie takich planów należy uznać za najlepszą zidentyfikowaną praktykę¹³³. Jednocześnie warto zauważyć, że w odniesieniu do rynku gazu stanowi to obowiązek wprost przewidziany w przepisach rozporządzenia 994/2010. Zgodnie z nimi właściwy organ każdego państwa członkowskiego, po skonsultowaniu się z przedsiębiorstwami gazowymi, odpowiednimi organizacjami reprezentującymi interesy gospodarstw domowych i przemysłowych odbiorców gazu oraz krajowym organem regulacyjnym (o ile nie jest nim właściwy organ), opracowuje na szczeblu krajowym:

- plan działań zapobiegawczych, obejmujący środki niezbędne do wyeliminowania lub ograniczenia zagrożeń (art. 4 ust. 1 lit a rozporządzenia 994/2010); oraz

¹³³ *Review of current national rules and practices relating to risk preparedness in the area of security of electricity supply. Final report*, May 2016, s. 50 – 51; patrz przypis 115.

- plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej, obejmujący środki podejmowane w celu usunięcia lub ograniczenia skutków zakłóceń w dostawach gazu (art. 4 ust. 1 lit b rozporządzenia 994/2010).

Plany działań zapobiegawczych powinny m. in.: uwzględniać wyniki przeprowadzonej wcześniej oceny ryzyka; pomiary, ilości, zdolności i ramy czasowe potrzebne do spełnienia standardów w zakresie infrastruktury i dostaw; obowiązki nałożone na przedsiębiorstwa gazowe i inne odpowiednie podmioty; inne środki zapobiegające zidentyfikowanym zagrożeniom. Z kolei, plany na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oparte są na stanach kryzysowych określonych w rozporządzeniu (stan wczesnego ostrzeżenia, stan alarmowy, stan nadzwyczajny) i zawierają określenie ról oraz odpowiedzialności przedsiębiorstw gazowych i odbiorców przemysłowych gazu, jak również szczegółowe procedury postępowania. Powinny one przy tym zapewniać przedsiębiorstwom gazowym i odbiorcom przemysłowym gazu wystarczające możliwości reagowania w każdym ze stanów kryzysowych. Co także istotne, powinny zawierać określenie udziału środków rynkowych i nierynkowych, planowanych do wdrożenia na poszczególnych poziomach zagrożenia (art. 10 ust. 1 rozporządzenia 994/2010). Wszystkie plany przewidziane w rozporządzeniu podlegają aktualizacji co dwa lata, chyba że okoliczności wymagają częstszej aktualizacji, i uwzględniają uaktualnioną ocenę ryzyka.

V.3. Katalog działań podejmowanych w razie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw

Kluczowym z punktu widzenia negatywnych aspektów obecnego rozwiązania jest usystematyzowanie katalogu instrumentów pozostających w dyspozycji OSP w sytuacji ziszczenia się ryzyka zagrożenia dla systemu i dookreślenie zakresu swobody, jaką dysponuje operator we wdrażaniu poszczególnych środków. Osiągnięciu powyższego celu służyć ma jednoznaczne uregulowanie w aktach prawnych następujących zasad ogólnych:

- pierwszeństwa stosowania instrumentów o charakterze rynkowym;
- zrównania instrumentów popytowych z instrumentami podażowymi;
- usystematyzowania katalogu obecnie stosowanych środków zaradczych wraz z uzupełnieniem o nowe instrumenty;

- stosowania środków nierynkowych w postaci administracyjnego ograniczania dostaw i wyłączenia odbiorców końcowych jako absolutnej ostateczności, jak również wprowadzenie ewentualnych rekompensat z tego tytułu;
- zmiany podejścia do definiowania zakresu tzw. odbiorców chronionych, których administracyjne ograniczenia albo wyłączenia, nie dotyczą.

V.3.1. Pierwszeństwo mechanizmów rynkowych

Modyfikacja obecnego modelu reagowania na stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej powinna zakładać pierwszeństwo mechanizmów rynkowych ograniczenia tego zagrożenia, stosowanych przed administracyjnym ograniczeniem dostaw. Wprawdzie, jak wskazano wyżej, charakter przymusowego ograniczenia w dostarczaniu i poborze jako środka ostatecznego można wyprowadzić z obecnego brzmienia art. 11d ust. 1 pr. en. oraz § 3 ust. 2 rozp. ogr., jednak postanowienia te należy uznać za niewystarczające. Pierwszeństwo mechanizmów rynkowych oraz obowiązek ich wykorzystania przez OSP w stanach zagrożenia, które na to pozwalają, powinny bowiem być wyrażone wprost w przepisach. Obowiązek ten może być – jak już wspomniano – dookreślony w planach postępowania na wypadek zagrożenia.

Należy przy tym zauważyć, że dyrektywa 2005/89/WE nie wyraża bezpośrednio zasady pierwszeństwa mechanizmów rynkowych, w taki sposób jak czyni to rozporządzenie 994/2010 dot. środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. To ostatnie wprost bowiem wskazuje, że *„powinno umożliwić przedsiębiorstwom gazowym i odbiorcom gazu polegać jak najdłużej na mechanizmach rynkowych w przypadku wystąpienia zakłóceń”* i nawet *„w sytuacji nadzwyczajnej instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych powinny mieć pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach.”* (motyw 20 rozporządzenia 994/2010). W ślad za tym, krajowe i wspólne plany działań zapobiegawczych oraz krajowe i wspólne plany na wypadek sytuacji nadzwyczajnej – których przygotowywanie rozporządzenie nakazuje – mają opierać się przede wszystkim na środkach rynkowych. Dodatkowo, ta ostatnia kategoria planów powinna zawierać:

- wskazanie środków rynkowych, możliwych do wykorzystania w opanowaniu sytuacji w stanie alarmowym i w opanowaniu sytuacji w stanie nadzwyczajnym;

- wskazanie środków nierynkowych, planowanych lub przewidzianych do wdrożenia dla stanu nadzwyczajnego oraz ocenę, na ile rozwiązanie sytuacji kryzysowej wymaga zastosowania takich środków nierynkowych, oszacowanie ich skutków oraz określenie procedur ich wdrożenia, uwzględniając fakt, że środki nierynkowe stosuje się jedynie wtedy, gdy same mechanizmy rynkowe nie są już w stanie zapewnić dalszych dostaw, w szczególności do odbiorów chronionych.

Warto także zauważyć, że załączniki II i III do rozporządzenia 994/2010 zawierają przykładowe wykazy rynkowych środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu (dotyczących strony podażowej oraz popytowej, m. in. stosowanie umów na usługi przerywane oraz dobrowolne zmniejszanie obciążenia „*load shedding*”), jak również nierynkowych środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu (dotyczących strony podażowej oraz popytowej, m. in. obowiązkowe zmniejszania obciążenia „*load shedding*”).

Wydaje się, że prawodawca unijny będzie szedł w podobnym kierunku nowelizując bądź zastępując dyrektywę 2005/89/WE. Jednak już przy obecnym jej kształcie należy przyjąć, że wspiera pierwszeństwo mechanizmów rynkowych w ramach ogólnej zasady niedyskryminowania i niewprowadzania nadmiernego obciążenia dla uczestników rynku przez środki służące jej realizacji, a więc bezpieczeństwu systemu energetycznego i równoważeniu podaży oraz popytu.

V.3.2. Równoprawne traktowanie instrumentów popytowych

Z punktu widzenia odbiorców przemysłowych, należy rozważyć wprowadzenie zasady, aby mechanizmy rynkowe wykorzystywane przez OSP m. in. do redukcji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw w sytuacjach kryzysowych były traktowane równoprawnie zarówno w odniesieniu do środków dotyczących strony podażowej, jak i popytowej. Zasadę tę można wyprowadzić z szeregu regulacji wspólnotowych, w szczególności:

- art. 5 ust. 2 dyrektywy 2005/89/WE, wskazującego na obowiązek zachęcania do m. in. przyjęcia technologii zarządzania popytem w czasie rzeczywistym czy stosowania środków oszczędzania energii oraz motywów 10 i 12 jej preambuły, z których wynika, że środki wykorzystywane w celu zapewnienia odpowiednich poziomów rezerwowych mocy wytwórczych powinny być niedyskryminacyjne, a państwa członkowskie powinny stwarzać ramy sprzyjające inwestycjom w tworzenie nowych mocy wytwórczych, jak i narzędzi zarządzania popytem;

- art. 15 ust. 8 dyrektywy 2012/27/UE, zgodnie z którym *„Z zastrzeżeniem ograniczeń technicznych występujących podczas zarządzania sieciami, państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych, spełniając wymogi związane z usługami bilansującymi i pomocniczymi, traktowali usługodawców reagujących na zapotrzebowanie, w tym koncentratorów, w sposób niedyskryminacyjny, w oparciu o ich zdolności techniczne”*, a ponadto motyw 45 jej preambuły, wskazujący na konieczność podejmowania dalszych działań zapewniających równe szanse wejścia na rynek w odniesieniu do środków związanych z zapotrzebowaniem (podaż i obciążenia po stronie odbiorcy);
- pkt 220 *„Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020”*¹³⁴, zgodnie z którym pomoc na zapewnienie wystarczalności mocy wytwórczych może być sprzeczna z celem dotyczącym stopniowego wycofania dotacji szkodliwych dla środowiska, w tym dotacji na paliwa kopalne, w związku z czym państwa członkowskie powinny rozważyć alternatywne sposoby osiągnięcia wystarczalności mocy wytwórczych, niemające negatywnego wpływu na cel dotyczący stopniowego wycofania dotacji szkodliwych dla środowiska lub gospodarki, np. ułatwienie zarządzania popytem.

Obecnie obowiązujące przepisy polskiego prawa nie wyrażają powyższej zasady w żaden sposób. W związku z tym, potrzebna wydaje się ich nowelizacja, np. w taki sposób, by art. 9c ust. 2 pr. en. wyraźnie wskazywał, że OSP powinien zapewniać dostępność odpowiednich rezerw oraz dokonywać zakupu usług systemowych, niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i niezawodności jego pracy, z wykorzystaniem – w sposób równoprawny i niedyskryminacyjny – zarówno mocy wytwórczych, jak i reakcji strony popytowej, przy uwzględnieniu ich zdolności techniczno – ekonomicznych.

W obecnym stanie, przy braku takich regulacji, trudno przyjmować, że OSP stosuje środki dotyczące mocy wytwórczych oraz reakcji strony popytowej w sposób równoprawny, biorąc pod uwagę aktualnie gwarantowany potencjał usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej w postaci Interwencyjnej Rezerwy Zimnej oraz Redukcji

¹³⁴ Komunikat Komisji - Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (2014/C 200/01).

zapotrzebowania na żądanie, a w szczególności warunki na jakich są one świadczone (brak wynagrodzenia za gotowość do świadczenia usługi jedynie w odniesieniu do redukcji zapotrzebowania na żądanie¹³⁵). Należy przy tym zauważyć, że nie jest wykluczone stymulowanie strony popytowej w usługach regulacyjnych przez określenie relacji ich wolumenu do wolumenu mocy wytwórczych wykorzystywanych na potrzeby takich usług. Takie rozwiązanie stosowane jest np. w Szwecji, w której prawo nie tylko określa obowiązkowy poziom rezerwy strategicznej (1750 MW w latach 2011 – 2013, 1500 MW w latach 2013 – 2015, 1000 MW w latach 2015 – 2017 oraz 750 MW w latach 2017 – 2020), ale także udział redukcji obciążenia w tejże rezerwie (co najmniej 25 % w okresie od 16 marca do 2011 r.; co najmniej 50% w okresie od 16 marca 2011 r. do 15 marca 2015 r.; co najmniej 75% w okresie od 16 marca 2015 r. do 15 marca 2017 r.; 100% po 15 marca 2017 r., przy czym ten ostatni wymóg został niedawno złagodzony)¹³⁶.

V.3.3. Katalog stosowanych środków zaradczych; propozycja nowych instrumentów

Zgodnie z przedstawionym wyżej zestawieniem¹³⁷, w chwili obecnej, art. 11d ust. 1 pr. en., wskazuje na następujące środki jakie OSP ma do dyspozycji w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci JWCD;
- zakupy interwencyjne mocy lub energii elektrycznej;
- polecenie OSD uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD;
- polecenie OSD zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerwania zasilania niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze;
- zmniejszenia wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej;

¹³⁵ Pkt. 2.1.11.6. IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

¹³⁶ Elforsk, "Rapport 14:29, Demand Response in the strategic reserve, The Case of Sweden", s. 30 - 31, www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/ER_14_29.pdf.

¹³⁷ Zoob. pkt. II.1.2. raportu.

- polecenie odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń – po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.

Powyższy katalog, jak łatwo zauważyć, **nie odzwierciedla w pełni możliwości wykorzystywania przez OSP usług systemowych określonych w IRiESP w stanach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw**. Należy zatem postulować jego modyfikację i rozbudowę w taki sposób, by jednoznacznie uwzględniał omówione powyżej zasady pierwszeństwa mechanizmów rynkowych przed administracyjnym ograniczeniem dostarczania i poboru energii elektrycznej oraz równoprawnego traktowania środków opartych o moce wytwórcze oraz ograniczenie popytu. Jak już także wspomniano, środki te powinny być szerzej uregulowane w planach na wypadek zagrożenia.

Niezależnie od powyższego, w naszej ocenie, obecny stan prawny **niewystarczająco stymuluje wykorzystywanie środków bazujących na sterowaniu stroną popytową (DSR)**. Jak już wskazano, w świetle IRiESP, poza wykorzystaniem w ramach rynku bilansującego oferty redukcji obciążenia, jedynym instrumentem opartym o zarządzanie popytem, który może być stosowany w sytuacji niedoboru mocy jest usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w ramach tzw. rezerwy interwencyjnej. Należy jednak rozważyć modyfikację warunków świadczenia tej usługi, tak by odzwierciedlić zasadę równoprawnego traktowania instrumentów popytowych, w szczególności poprzez wprowadzenie wynagrodzenia za gotowość do świadczenia rezerwy interwencyjnej. Należy zauważyć, że większość państw członkowskich przewiduje obecnie wynagrodzenie za gotowość do świadczenia podobnej usługi¹³⁸. Niezależnie od tego, wydaje się, że jej atrakcyjność dla odbiorców zwiększyłoby np. obniżenie minimalnego poziomu redukcji mocy, który może być przedmiotem kontraktu, czy wydłużenie czasu kontraktu. Zgodnie z warunkami ostatniego przetargu na zakup tej usługi, ogłoszonymi w dniu 23 maja 2016 r., minimalny poziom redukcji wynosi 10 MW, a wykorzystanie redukcji przez OSP może nastąpić od października roku bieżącego do marca roku

¹³⁸ SEDC, *Mapping Demand Response in Europe Today 2015*, s. 157, <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>.

następnego i od kwietnia roku następnego do września roku następnego¹³⁹. W szczególności, ten pierwszy wymóg może ograniczać zakres zainteresowania odbiorców udziałem w usłudze Redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i jest wyższy niż w większości państw członkowskich (przykładowo w Szwecji warunkiem udziału w rezerwie strategicznej jest oferowanie ograniczenia konsumpcji o co najmniej 5 MW¹⁴⁰, a w Wielkiej Brytanii – w ramach tzw. *Short-Term Operating Reserve* o co najmniej 3 MW¹⁴¹). W ramach reformy usługi redukcji zapotrzebowania na zlecenie OSP, konieczne jest także uregulowanie w przepisach pr. en. funkcji agregatorów popytu, co ułatwiłoby podejmowanie tego typu działalności. Wydaje się także, że odpowiedni udział mocy zaoferowanej do redukcji w ramach usługi w stosunku do całkowitej mocy umownej powinien wykluczać odbiorcę z wyłączeń administracyjnych, wprowadzanych na podstawie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Kwestia ta nie jest obecnie w ogóle uregulowana ani w pr. en. ani w IRiESP.

Dodatkowo, niezbędne jest naszym zdaniem poszerzenie katalogu środków zaradczych, wykorzystywanych przez OSP w przypadku stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, o nowe instrumenty oparte na reagowaniu strony popytowej. Mogą do nich należeć w szczególności¹⁴²:

- 1) taryfy z wyłączeniem (ICR); oraz
- 2) bezpośrednie wyłączenie odbioru (DLC).

Obydwa proponowane mechanizmy zostały szczegółowo omówione w przywołanym Opracowaniu, w związku z czym poniżej zawarto tylko najważniejsze informacje ich dotyczące.

Ad. 1) taryfy z wyłączeniem (ICR)

¹³⁹ Kolejny przetarg na negawaty ogłoszony, <http://www.cire.pl/item.129655.1.0.0.0.0.kolejny-przetarg-na-negawaty-ogloszony.html>.

¹⁴⁰ Elforsk, "Rapport 14:29, Demand Response in the strategic reserve, The Case of Sweden", s. 29, www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/ER_14_29.pdf.

¹⁴¹ <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve/>.

¹⁴² Na podstawie materiału: *Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce ETAP II: Opracowanie koncepcji mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej*, http://www.piio.pl/dok/DSR_etap_II_03032010.pdf

Instrument ten stosowany jest w warunkach niedoboru mocy w systemie i jednoczesnego wysokiego poziomu cen na rynku bilansującym, a jego wdrożenie następuje wg następujących zasad:

- 1) OSP informuje o możliwości aktywacji instrumentu z jednodniowym wyprzedzeniem wskazując prognozowany czas i potrzebną wielkość redukcji;
- 2) aktywacja następuje z 4 godzinnym wyprzedzeniem wraz z informacją o prognozowanej cenie rozliczeniowej w każdej godzinie obowiązywania;
- 3) odbiorca jest obowiązany do zredukowania obciążenia w każdej godzinie, w której cena rozliczeniowa jest wyższa od ceny wskazanej w umowie z operatorem.

ad. 2) bezpośrednie odłączenia odbioru (DLC)

W ramach tego instrumentu dopuszczalny jest udział odbiorców, których jednostki odbiorcze mogą być sterowane przez OSP: automatycznie lub manualnie. Specyficznym wymogiem minimalnym dla potencjalnych uczestników jest zdolność do redukcji obciążenia w ciągu 1 godziny od powiadomienia przez OSP o aktywacji programu i możliwość wyłączenia odbioru maksymalnie w ciągu 15 minut od wydania polecenia przez OSP (lub inne wymagania określone przez OSP).

Dodatkowym elementem, który mógłby uatrakcyjnić dla odbiorców wykorzystanie DLC, mogłoby być (wariantowo – zamiast wynagrodzenia) uwzględnienie podmiotów, które zawarły z OSP umowę w ramach DLC, jako podmiotów chronionych, których nie dotyczą ograniczenia dostaw i wyłączenia realizowane w trybie administracyjnym¹⁴³. Oczywiście korzyścią jest zminimalizowanie kosztów wdrażania DLC, z jednoczesnym podtrzymaniem atrakcyjności tego instrumentu dla odbiorców końcowych

W każdym z proponowanych wariantów, rozwiązanie DLC miałyby charakter instrumentu rynkowego ostatej szansy, wprowadzanego w życie w sytuacji wyczerpania wszystkich innych możliwości rynkowych (bilansowania, wykorzystania rezerwy interwencyjnej, taryfy z wyłączeniem lub kontraktów przerywanych), a przed wyłączeniami lub ograniczeniami o charakterze administracyjnym.

V.3.4. Mechanizmy nierynkowe (ograniczenia dostaw) jako ostateczność

¹⁴³ Wzorem omawianego wyżej rozwiązania stosowanego przez CAISO.

W przypadku konieczności wprowadzenia ograniczeń albo wyłączeń administracyjnych, należy rozważyć możliwość wdrożenia instrumentu tzw. wyłączeń lub ograniczeń rotacyjnych bądź kroczących¹⁴⁴. W tym modelu, operator nie wyłącza grupy odbiorców zlokalizowanych na danym terenie permanentnie, a jedynie na określony czas (kilka godzin), by następnie „przenieść” wyłączenie lub ograniczenie na inną grupę odbiorców. Model ten jest stosowany m.in. w Stanach Zjednoczonych (Kalifornia, Nowy Jork), Wielkiej Brytanii¹⁴⁵ oraz Szwecji¹⁴⁶. Sieć jest podzielona na obszary, które – w przypadku zaistnienia zagrożenia i wyczerpania wszelkich innych środków – podlegają kolejnym wyłączeniom albo ograniczeniom. Po określonym czasie sieć na danym obszarze wraca do normalnego stanu pracy, a wyłączeniu albo ograniczeniu podlega kolejny obszar sieci. Oczywiście ewentualne przyjęcie takiego rozwiązania wymaga przede wszystkim oceny OSP.

W tym modelu kluczowe jest opublikowanie informacji o podziale sieci na obszary podlegające kolejnym wyłączeniom i przekazanie informacji co do prognozowanej kolejności wyłączeń poszczególnych obszarów oraz przybliżonego czasu ich trwania. Ponadto, ponieważ nie w każdej sytuacji zagrożenia, konieczne będzie wyłączenie wszystkich obszarów, optymalnym byłoby umieszczanie informacji na temat obszarów, które w razie ziszczenia się zagrożenia będą wyłączane w pierwszej kolejności. Wprowadzenie powyższego rozwiązania nie powinno pociągać za sobą konieczności zmiany ustawy prawo energetyczne. Wystarczające będzie wprowadzenie odpowiednich zmian do rozp. ogr. (§5), wskazujące na możliwość objęcia ograniczeniami tylko niektórych obszarów sieci elektroenergetycznej. Odpowiednio należałoby także zmodyfikować §8 określający szczegółowe zasady przygotowywania planów ograniczeń, tak, aby mogły one dotyczyć również poszczególnych obszarów sieci.

W ramach modyfikacji obecnego modelu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, należy także rozważyć możliwość przyznania rekompensat za stosowanie ich, jako środka administracyjnego i niezależnego od woli odbiorców. Należy bowiem zauważyć, że obowiązujące przepisy nie przewidują żadnej formy tego

¹⁴⁴ Stosowane przez CAISO jako *Rotating Outage*.

¹⁴⁵ Tzw. *rota plans* uregulowane w *Electricity Supply Emergency Code*, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/396424/revised_esec_january_2015.pdf.

¹⁴⁶ § 2f SvKSF 2012:01: *Föreskrifter om ändring i Affärsverket svenska kraftnätsföreskrifter och allmänna råd (SvKFS 2001:1) om utrustning för förbrukningsfrånkoppling*, <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/foreskrifter/svkfs1-2012-webb.pdf>.

typu rekompensat. Wyłączają również możliwość domagania się przez odbiorcę bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej za przerwy i ograniczenia wynikające ze środków i działań podjętych przez OSP na podstawie art. 11c i 11d pr. en., a więc także za ograniczenia wprowadzone w ramach tzw. trybu normalnego na polecenie OSP (art. 11e ust. 8 pr. en.). Jednocześnie, zakres odszkodowania jaki może otrzymać odbiorca za szkodę poniesioną w wyniku wprowadzenia ograniczeń został bardzo istotnie ograniczony, m. in. poprzez wprowadzanie odpowiedzialności OSP wyłącznie na zasadzie winy; zawężenie odszkodowania do szkody rzeczywistej związanej z uszkodzeniem, zniszczeniem lub utratą rzeczy ruchomej bądź uszkodzeniem albo zniszczeniem nieruchomości; czy wreszcie wprowadzenie finansowego limitu całkowitej odpowiedzialności OSP. Tymczasem, należy podkreślić, że organizacyjne i finansowe konsekwencje ograniczeń dotyczą przede wszystkim odbiorców i to oni ponoszą największy ciężar stosowania tego środka.

Podstawy do przyznania rekompensat za administracyjne ograniczenia w poborze nie da się wyprowadzić z przepisów prawa wspólnotowego. Jak bowiem wyżej wskazano dyrektywa 2005/89/WE wymaga jedynie, by ograniczenia dostaw w sytuacjach awaryjnych wprowadzane były na podstawie określonych uprzednio kryteriów, odnoszących się do zarządzania niezbilansowaniem przez OSP (art. 4 ust. 4 dyrektywy 2005/89/WE). Prawo do rekompensaty przewiduje rozporządzenie 714/2009, jednak dotyczy ono wyłącznie ograniczenia zdolności przesyłowych w ramach połączenia wzajemnego niespowodowanego siłą wyższą i powinno być przyznane podmiotowi, któremu przydzielono zdolność a który doznał ograniczeń (art. 16 ust. 2 rozporządzenia 714/2009).

Z kolei, w innych państwach europejskich rekompensaty bądź to w ogóle nie są przewidziane, bądź też odbiorcy są do nich uprawnieni w ramach naruszenia parametrów jakościowych energii albo w przypadku wyjątkowo długich ograniczeń. Tego typu rekompensaty stanowią w niektórych państwach europejskich element regulacji jakościowej. Przewiduje ona bowiem, obok monitorowania i analizy jakości energii (w tym ciągłości jej dostaw), zestaw środków stymulujących zapewnianie bezpieczeństwa dostaw, zarówno na poziomie systemowym w postaci premii i kar dla operatorów sieci, mających wpływ na ich przychód regulowany, jak i na poziomie poszczególnych

odbiorców, m. in. w postaci rekompensat za przerwy w dostawie energii. Przykładowo, obowiązująca w Norwegii regulacja jakościowa uwzględnia model kompensowania kosztów energii niedostarczonej (*Cost of Energy Not Supplied* - CENS) oparty o wyliczenie kosztów przerw w dostawie energii, który uwzględniany jest przez regulatora przy kalkulowaniu maksymalnego dopuszczalnego przychodu operatorów (zarówno sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych). Sam wskaźnik energii niedostarczonej (ENS) – rozumiany jako łączna ilość energii, która zostałaby dostarczona odbiorcom, gdyby nie przerwy w dostawie – stosowany jest przy ocenie ciągłości dostaw zarówno w kontekście przerw krótkich (krótszych niż 3 minuty), jak i długich (dłuższe niż 3 minuty), które operatorzy mają obowiązek raportować. Z kolei koszt energii niedostarczonej obliczany jest na podstawie wskaźników kosztowych, wyznaczanych przez regulatora dla sześciu grup odbiorców (gospodarstwa rolne, gospodarstwa domowe, obiekty przemysłowe, obiekty handlowe, obiekty użyteczności publicznej, duzi odbiorcy przemysłowi), a ponadto z uwzględnieniem czasu trwania przerwy oraz wskaźników korygujących dotyczących czasu w którym wystąpiła¹⁴⁷. Wskaźniki te ustalane są dla poszczególnych miesięcy, części tygodnia oraz pory dnia w którym przerwa wystąpiła. Dodatkowy wskaźnik korygujący jest stosowany jeśli wprowadzenie przerwy zostało z odpowiednim wyprzedzeniem zakomunikowane odbiorcom. CENS nie jest wypłacany odbiorcom bezpośrednio, lecz uwzględniany w łącznej wysokości przez regulatora przy kalkulowaniu maksymalnego dopuszczalnego przychodu operatorów (zarówno sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych). Wyjątkiem od powyższego, jest możliwość zawarcia przez operatorów z odbiorcami o planowanym rocznym zużyciu powyżej 400.000 kWh indywidualnych porozumień dotyczących kosztów niedostarczenia energii¹⁴⁸. W takim wypadku składniki kosztowe służące do wyliczenia CENS są ustalane bezpośrednio dla danego odbiorcy, a rekompensatę wypłaca mu operator. Niezależnie od powyższego, ustawodawca norweski zdecydował się wprowadzić rekompensaty dla wszystkich kategorii odbiorców za bardzo długie przerwy w dostawach, przekraczające 12 godzin. Stawki zmieniają się wraz z długością przerwy, natomiast są takie same dla

¹⁴⁷ CEER, *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*, April 2012, s. 47, <https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF>.

¹⁴⁸ § 9-5 forskrift 11. mars 1999 nr 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (*Regulation of 11 March 1999 No. 302 governing financial and technical reporting, income caps for network operations and transmission tariffs*); <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.

wszystkich grup odbiorców. Wynoszą odpowiednio 600 koron norweskich za przerwę trwającą od 12 do 24 godzin, 1400 koron norweskich za przerwę trwającą od 24 do 48 godzin oraz 2700 koron norweski za przerwę trwającą od 48 do 72 godzin. W przypadku przerw trwających dłużej niż 72 godziny, za każde 24 godziny po upływie tego okresu przysługuje dodatkowe 1300 koron norweskich¹⁴⁹. Podobny model regulacji jakościowej stosowany jest także w Szwecji, przy czym koszt energii niedostarczonej (ENS) jest uwzględniany przy wyliczaniu maksymalnego przychodu regulowanego w odniesieniu do sieci przesyłowej oraz sieci regionalnych (40 – 130 kV), natomiast w przypadku operatorów sieci dystrybucyjnych brane są pod uwagę inne wskaźniki (SAIDI oraz SAIFI)¹⁵⁰. Ponadto, wyłączone są z powyższego przerwy trwające dłużej niż 12 godzin, a spowodowane awarią sieci regionalnej bądź dystrybucyjnej, bowiem w takim przypadku ustawodawca przewidział bezpośrednie rekompensaty dla odbiorców od operatorów. Wysokość rekompensaty obliczana jest w zależności od długości przerwy (od 12 do 24 godzin, od 24 godzin do 48 godzin, od 48 godzin do 72 godzin, za każde kolejne 24 godziny powyżej 72 godzin), jako procent od rocznej wartości opłat taryfowych (12,5% plus 25% za przekroczenie kolejnych okresów długości przerwy)¹⁵¹. Podobny system rekompensat przewidziano w Holandii. Rekompensaty należą się jedynie w przypadku “wielkich przerw” (*grote storing*) w trakcie, których następuje przerwanie dostawy na więcej niż jedną godzinę dla dużych odbiorców oraz więcej niż cztery godziny dla gospodarstw domowych (za wyjątkiem przerw wywołanych awarią w sieci przesyłowej)¹⁵². Rekompensata zależy od tego jakiej części systemu dotyczy awaria (o napięciu poniżej 1 kV; o napięciu 1 – 35 kV; o napięciu powyżej 35 kV) oraz wielkości napięcia sieci do której są przyłączeni. W zależności od tych kryteriów wysokość rekompensat waha się od 35 euro do 910 euro za okres wyłączenia. Odrębne zasady przewidziano dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu 35 kV i większym. W przypadku przerwy dłuższej niż 4 godziny, kodeks przewiduje dla nich rekompensatę w wysokości 0,35 euro za każdy

¹⁴⁹ § 9A forskrift 11. mars 1999 nr 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (*Regulation of 11 March 1999 No. 302 governing financial and technical reporting, income caps for network operations and transmission tariffs*); <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.

¹⁵⁰ CEER, *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*, April 2012, s. 50 – 51, <https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF>.

¹⁵¹ J. Setréus, C.J. Wallnerström, L.B. Tjernberg, *A comparative study of regulation policies for interruption of supply of electrical distribution systems in Sweden and UK*, Conference Paper · May 2007, s. 2, https://www.researchgate.net/publication/220049636_A_comparative_study_of_regulation_policies_for_interruption_of_supply_of_electrical_distribution_systems_in_Sweden_and_UK.

¹⁵² Pkt. 6.3.1. I 6.3.2. Systeemcode elektriciteit, <http://wetten.overheid.nl/BWBR0037947/2016-05-12>.

zakontraktowany kW w przypadku przerwy między godz. 13 i 20 oraz 0,20 euro za kW za każdy dodatkowy, ciągły okres 4 godzin przerwy.

Jednocześnie należy zauważyć, że opisane wyżej modele rekompensat dotyczą co do zasady normalnych warunków funkcjonowania sieci, a nie stanów zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Wprowadzane w takich przypadkach ograniczenia w poborze nie stanowią podstawy do wypłaty rekompensat. Wyraźnie przewiduje to holenderski kodeks sieciowy, wskazując, że przepisy dotyczące rekompensaty nie mają zastosowania w przypadku automatycznego bądź manualnego ograniczania wielkości poboru na żądanie operatora w sytuacjach awaryjnych¹⁵³. Z kolei, w Szwecji rekompensaty za przerwy w dostawie dłuższe niż 12 godzin nie dotyczą sytuacji przedłużonego niedoboru energii elektrycznej, w których wprowadzone może być ograniczenie poboru przez odbiorców przemysłowych, jak również sytuacji braku niezbędnych rezerw mocy wytwórczych, w których stosowane są plany ręcznych bądź automatycznych odłączeń odbiorców (*manuell förbrukningsfrånkoppling* oraz *automatisk förbrukningsfrånkoppling*)¹⁵⁴. Na brak możliwości przyznania rekompensat w tym ostatnim przypadku szwedzki regulator wskazał także przygotowując w minionych latach nową metodologię opracowywania planów odłączeń, zwaną *Styrel*¹⁵⁵. Spośród omówionych powyżej systemów rekompensat jedynie w Norwegii należą się one bez względu na przyczyną przerw w dostawie energii¹⁵⁶. Jak już jednak wspomniano dotyczą wyłącznie przerw dłuższych niż 12 godzin.

Niezależnie od powyższego, warto zauważyć, że w roku 2012 r. działania w kierunku wprowadzenia rekompensat dla odbiorców za administracyjne wyłączenia rozważał regulator brytyjski – *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem). Jak bowiem stwierdził w sposób efektywny realizują oni wówczas reakcję strony popytowej, ponosząc jednocześnie koszty przymusowych wyłączeń. Rekompensaty miały być finansowane z kosztów niezbilansowania, kiedy cena niezbilansowania osiąga poziom VoLL (*value of lost*

¹⁵³ Pkt 6.3.2. lit. a *Systeemcode elektriciteit*, <http://wetten.overheid.nl/BWBR0037947/2016-05-12>.

¹⁵⁴ Energimyndigheten, *Energy in Sweden 2015 - report published by the Swedish Energy Agency*, December 2015, s. 33 – 34, <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/overgripande-rapporter/energy-in-sweden-till-webben.pdf>.

¹⁵⁵ Energimyndigheten, *Prioritering av elanvändare vid elbrist - Slutrapport från nergimyndighetens Styrelseprojekt åren 2004-2007*, <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=2323>.

¹⁵⁶ CEER, *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*, April 2012, s. 53, <https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF>.

load). Przypisanie zaś ceny VoLL do przymusowych wyłączeń skłoniłoby wytwórców i dostawców do unikania takich sytuacji¹⁵⁷. Wedle założeń płatności miały wynosić 5 funtów za godzinę ograniczenia dostaw dla odbiorców indywidualnych NHH (*non-half-hourly metered*) oraz 10 funtów za godzinę ograniczenia dostaw dla odbiorców biznesowych NHH. Natomiast płatności nie miały obejmować dużych odbiorców HH (*half-hourly metered*), którzy mogą uzyskać cenę VoLL w ramach usług dobrowolnego DSR¹⁵⁸. Po dokonaniu publicznych konsultacji Ofgem zdecydował się jednak nie wprowadzać przedmiotowego rozwiązania m. in. ze względu na przewidywany wzrost możliwości udziału odbiorców NHH w dobrowolnych działaniach DSR (w związku z planowaną do roku 2020 wymianą wszystkich liczników na inteligentne) oraz potencjalne koszty wypłaty rekompensat za pośrednictwem sprzedawców (w postaci kosztów organizacyjnych, modyfikacji systemów informatycznych, itp.), które mogłyby przekroczyć wartość funduszy zgromadzonych na rekompensaty¹⁵⁹. Jednocześnie jednak, Ofgem dokonał modyfikacji zasad rynku bilansującego w taki sposób, by ceny niezbilansowania uwzględniały koszty wprowadzania administracyjnych ograniczeń poboru.

Biorąc pod uwagę fakt, że w polskim systemie administracyjne ograniczenia obejmują wyłącznie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW, a więc węższy krąg podmiotów aniżeli w Wlk. Brytanii, jak również z uwagi na bardzo ograniczone możliwości udziału w dobrowolnych usługach DSR, zasadne wydaje się – niezależnie od propozycji zmian przedstawionych powyżej – wprowadzenie jakiejś formy rekompensat. To bowiem właśnie ta grupa odbiorców ponosi ciężar ograniczeń, nie mając przy tym możliwości uzyskania wynagrodzenia zbliżonego do VoLL w ramach programów DSR. Jednocześnie można zakładać, że koszty procedury wypłaty rekompensat tej grupie odbiorców nie byłyby tak wysokie, w porównaniu z sytuacją gdyby wyłączenia oraz rekompensaty z tego tytułu miały obejmować odbiorców w gospodarstwach domowych. Przyjęcie takiego rozwiązania wymagałoby jednak wprowadzenia odpowiednich zmian na rynku

¹⁵⁷ Ofgem, *Electricity Balancing Significant Code Review (SCR) – Initial Consultation*, 1 sierpnia 2012 r., s. 31, <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/08/electricity-balancing-scr-initial-consultation.pdf>.

¹⁵⁸ Ofgem, *Electricity Balancing Significant Code Review - Draft Policy Decision*, 30 lipca 2013 r., s. 48 – 49, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/07/ebscr_draft_decision_0.pdf.

¹⁵⁹ Ofgem, *Electricity Balancing Significant Code Review - Final Policy Decision*, 15 maja 2014 r., s. 19 – 20, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/05/electricity_balancing_significant_code_review_final_policy_decision.pdf.

bilansującym, a w szczególności takiego skonstruowania cen za niebilansowanie by uwzględniały koszty ewentualnych rekompensat.

V.3.5. Kanały komunikacji

Istotnym elementem koniecznym dla prawidłowego wdrożenia i funkcjonowania każdego z omówionych wyżej instrumentów, jest zapewnienie właściwej komunikacji między OSP a podmiotami uczestniczącymi w danym rozwiązaniu. **Dotychczas stosowany model, w którym OSP zawiadamia odbiorców o ograniczeniach za pośrednictwem środków masowego przekazu jest całkowicie nieadekwatny do stosowania rozwiązań, które przewidują redukcję obciążenia w ściśle określonej wysokości i przez ściśle określony czas.** W związku z powyższym niezbędnym będzie wskazanie kanałów komunikacyjnych (adres email, telefon) między konkretnymi osobami (jednostkami organizacyjnymi) odpowiedzialnymi w OSP za aktywację danego instrumentu awaryjnego oraz u odbiorcy za wypełnienie obowiązków wynikających z zawarcia z OSP umowy w tym zakresie. Szczegóły dotyczące sposobów, częstotliwości, wyprzedzenia przekazywania poleceń przez OSP do odbiorców (w razie potrzeby za pośrednictwem agregatora lub OSD), a także ewentualnych kanałów rezerwowych, określać powinna umowa dotycząca danego środka zaradczego. Należy przy tym pamiętać, że w przypadku instrumentów wymagających bardzo szybkiej reakcji na polecenia odbiorcy, warte rozważenia jest zastosowanie urządzeń pomiarowych, zapewniających dwustronną komunikację i możliwość sterowania daną instalacją zdalnie przez OSP, OSD lub agregatora.

V.3.6. Podmioty wyłączone z ograniczeń

Tak jak ustaliliśmy w cz. II niniejszego raportu, zgodnie z obowiązującym prawem, wyłączenia i ograniczenia w poborze energii elektrycznej nie mogą dotyczyć:

- szpitali i obiektów ratownictwa medycznego;
- obiektów wykorzystywanych do obsługi środków masowego przekazu o zasięgu krajowym;
- portów lotniczych;
- obiektów międzynarodowej komunikacji kolejowej;

- obiektów wojskowych, energetycznych oraz innych o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa;
- obiektów dysponujących środkami technicznymi służącymi zapobieganiu lub ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko;
- odbiorców dla których wielkość mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej, umowie kompleksowej bądź umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej ustalona została poniżej 300 kW.

Zmianę i uelastycznienie katalogu odbiorców chronionych także należy traktować jako jeden z elementów *de facto* zmniejszenia ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa dostaw a przynajmniej jego skutków, poprzez poszerzenie bazy obiektów objętych takimi ograniczeniami (co powinno się przełożyć na obniżenie wielkości ograniczeń przypadających na pojedynczego odbiorcę) jak i zmotywowanie odbiorców do udziału w mechanizmach awaryjnych, wykorzystujących reakcje strony popytowej (np. w przypadku wariantu bezpłatnego DLC z korzyścią w postaci objęcia ochroną przed wyłączeniami). Szczegółowe propozycje w zakresie modyfikacji sposobu kwalifikowania odbiorców jako chronionych przed administracyjnymi ograniczeniami albo wyłączeniami awaryjnymi powinny obejmować:

- uwzględnienie możliwości posiadania przez odbiorców własnych źródeł zasilania, niezależnych od sieci;
- zniesienie arbitralnego pułapu mocy 300 kW jako minimalnego, od którego dany odbiorca może być objęty ograniczeniami;
- uwzględnienie uczestnictwa danego odbiorcy w awaryjnych instrumentach redukcji obciążenia bazujących na rozwiązaniach rynkowych (np. ww. DLC).

Wzorem rozwiązań amerykańskich, należy rozważyć wyłączenie z kategorii odbiorców chronionych podmiotów dysponujących własnymi źródłami zasilania (z wyjątkiem np. placówek ochrony zdrowia). Trudno kwestionować konieczność podtrzymania zasilania w energię elektryczną odbiorców kluczowych z punktu widzenia bezpieczeństwa, komunikacji zwłaszcza międzynarodowej czy dostępu do informacji publicznej (środki masowego przekazu). Nie ma jednak powodu, by (poza obiektami ratownictwa medycznego), nie uwzględniać możliwości posiadania przez tych odbiorców własnych

źródeł prądu. Proponowane rozwiązanie motywowałoby odbiorców (zwłaszcza dużych) do rozważenia inwestycji we własne systemy zasilania awaryjnego (połączone z magazynami energii), jednocześnie, w przypadku wdrożenia rozbudowanego systemu uwzględniania reakcji strony popytowej jako elementu zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia i adekwatności mocy wytwórczej, mogłoby skutkować zwiększonym udziałem takich odbiorców w mechanizmach opartych na DSR (oferowanie obniżenia własnego obciążenia, które byłoby rekompensowane wytwarzaniem, nawet krótkotrwałym z własnego źródła, lub poborem z magazynu energii). W celu zminimalizowania kosztów instalacji własnych źródeł lub magazynów dla dużych odbiorców, należałoby rozważyć również możliwość dofinansowania takiej inwestycji z dedykowanego funduszu. **W szczególności pożądanym byłoby dofinansowywanie rozwiązań o charakterze innowacyjnym, łączącym źródła wytwarzania (w tym odnawialne) z instalacjami magazynowymi.** W dłuższym horyzoncie czasowym, taki system wsparcia również przyczyniłby się w oczywisty sposób do zwiększenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną.

Poza konwencjonalnymi źródłami wytwórczymi stosowanymi przez dużych odbiorców, należałoby również wziąć pod uwagę możliwości wynikające z instalowania przez odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych odnawialnych źródeł energii, tym bardziej takich, które mogą pracować naprzemiennie (np. instalacja fotowoltaiczna oraz biogazowa) lub w skojarzeniu z przydomowym magazynem energii. Wydaje się, że nie ma uzasadnienia dla nieobejmowania wyłączeniami, czy chociażby ograniczeniami obciążenia, odbiorców indywidualnych a tym bardziej takich, którzy dysponują własnymi źródłami zasilania. W przypadku objęcia ograniczeniami w dostawach i wyłączeniami odbiorców w gospodarstwach domowych, niezbędne byłoby doregulowanie sposobu postępowania wobec osób, dla których urządzenia działające w oparciu o energię elektryczną są niezbędne do życia (urządzenia medyczne, itp.). Można tutaj wskazać na rolę samorządów, które mogłyby po otrzymaniu informacji o operatora o możliwych wyłączeniach lub ograniczeniach w dostawach energii elektrycznej, podjąć działania zmierzające do zlikwidowania ewentualnych negatywnych skutków dla ww. osób.¹⁶⁰

Z kolei grupą odbiorców, o którą katalog podmiotów chronionych przed administracyjnymi wyłączeniami przez OSP mógłby zostać rozszerzony, są uczestnicy

¹⁶⁰ Takie rozwiązanie stosuje m.in. CAISO

mechanizmu szybkiej reakcji strony popytowej na wezwanie operatora podobnego do omówionego wyżej DLC. Proponowane rozwiązanie jest niezbędne w przypadku wyboru wariantu mechanizmu DLC nie przewidującego opłat dla uczestników za zrealizowaną zgodnie z poleceniem OSP redukcję obciążenia.

V.4. Środki ochrony odbiorców przed arbitralnymi ograniczeniami

Jak się wydaje, ochrona przed arbitralnymi ograniczeniami wprowadzanymi na drodze administracyjnej może najefektywniej zostać wprowadzona poprzez dookreślenie warunków na jakich są wprowadzane (w planach na wypadek zagrożenia) oraz zwiększenie roli podmiotów innych niż OSP w tym procesie (np. Prezesa URE poprzez zatwierdzanie planów na wypadek zagrożenia bądź nawet samej decyzji o wprowadzeniu administracyjnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii). Trudno bowiem sobie wyobrazić efektywnie działającą procedurę w której indywidualny odbiorca mógłby zakwestionować wprowadzenie ograniczeń i mu się nie podporządkować.

Niezależnie od powyższego, postulować można wzmocnienie ochrony interesów odbiorcy w sytuacji w której ograniczenia zostaną już wprowadzone. Abstrahując od omawianej wyżej kwestii rekompensat mogłoby to zostać zrealizowane przez zmianę zasad odpowiedzialności za wprowadzenie ograniczeń w poborze. W chwili obecnej odpowiedzialność ta ma bowiem charakter bezwzględny i nie jest zależna od winy przedsiębiorcy, jego staranności, itp. Jedyny wyjątek od niej wprowadzono w art. 56 ust. 1 pkt 7a pr. en., zgodnie z którym karze pieniężnej podlega ten „*kto świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28*”. Jak się wydaje, z uwagi na szczególny i nadzwyczajny charakter obowiązków wynikających z wprowadzenia ograniczeń w poborze, odpowiedzialność za ich niedopełnienie także powinna być skonstruowana na zasadzie winy. Co za tym idzie, odbiorca nie byłby wówczas karany w sytuacji w której niepodporządkowanie się do wprowadzonych ograniczeń, spowodowane było okolicznościami od niego niezależnymi.

Wzmocnieniu ochrony odbiorców przed ograniczeniami służyć może także zmiana zasad odpowiedzialności odszkodowawczej OSP, w szczególności w sytuacji, gdyby w dalszym ciągu nie miały im przysługiwać jakiegokolwiek rekompensaty z tytułu ograniczeń. Zmiana ta mogłaby w szczególności obejmować poszerzenie zakresu rzeczywiście poniesionych

szkód, które objęte są odpowiedzialnością (nie tylko te związane z uszkodzeniem/zniszczeniem/utrata rzeczy ruchomej bądź uszkodzeniem/zniszczeniem nieruchomości); podwyższenie łącznej wysokości odpowiedzialności OSP (ustalona ona została w roku 2010 według ok. 25% wartości ówczesnych przychodów przeznaczonych na pokrycie kosztów własnych działalności operatora¹⁶¹), a także uregulowanie procedury rozpatrywania reklamacji. W odniesieniu do tej ostatniej kwestii należy zauważyć, że w chwili obecnej przepisy nie określają, jakie środki przysługują odbiorcy w sytuacji, gdy jego wniosek o wypłatę odszkodowania nie zostanie przez OSP uwzględniony. W związku z tym, postulować należy wprowadzenie w sposób wyraźny drogi sądowej dla tego typu roszczeń (określając jaki sąd byłby właściwy), bądź procedury arbitrażowej (biorąc pod uwagę, że oceniając odpowiedzialność OSP co do przesłanek wprowadzenia ograniczeń sąd bazowałby zapewne wyłącznie na opinii biegłego). Powoływanie w podobnych sytuacjach komisji arbitrażowych przewiduje np. prawo portugalskie¹⁶².

¹⁶¹ F. Elżanowski, *Komentarz do art. 11e pr. en.* [w:] *Prawo energetyczne. Komentarz*, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2010, pkt 8.

¹⁶² ¹⁶² *Review of current national rules and practices relating to risk preparedness in the area of security of electricity supply. Final report*, May 2016, s. 66.

VI.1. Rozwiązania systemowe dotyczące postępowań w sprawie nałożenia kar na przedsiębiorców nie stosujących się do ograniczeń w sierpniu 2015 r.

Biorąc pod uwagę powyższe, istnieje niewątpliwie potrzeba rozwiązań systemowych które powinny objąć także odbiorców będących adresatami postępowań w sprawie niedostosowania się do ograniczeń wprowadzonych w sierpniu 2015 r. Jak wskazano powyżej ograniczenia wprowadzone przez OSP były pierwszym tak radykalnym środkiem zastosowanym po upadku systemu nakazowo-rozdzielczego i miały charakter bezprecedensowy w najnowszej historii Polski. Zastosowano je w okolicznościach nadzwyczajnych, zarówno ze względu na sytuację pogodową (według raportu Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej sierpień 2015 r. pobił dotychczas najgorętszy z 1992 roku, stając się najcieplejszym miesiącem od 1950 roku¹⁶⁴), jak i co do stanu polskiego systemu elektroenergetycznego. Były one bowiem w pewnym stopniu konsekwencją braku ważnych, systemowych zmian dotyczących zapewnienia odpowiednich zdolności wytwórczych i ich rezerw.

W związku z tym, zasadne jest objęcie wspomnianej grupy odbiorców jakimś rozwiązaniem systemowym, którym mogła by być abolicja, czy też abolicja połączona z amnestią. Z zastrzeżeniem, że w interesującym nas przypadku mamy do czynienia z karami administracyjnymi, uzasadniając tak postawiony postulat, należy na wstępie odwołać się do ustaleń z zakresu karnistyki. Abolicja w prawie karnym „*oznacza darowanie pewnych przestępstw (ewentualnie także wykroczeń), określonych przez wskazanie ich typów lub zagrożeń karnych oraz daty, przed którą zostały popełnione. Następuje to, co do zasady, na mocy przepisów rangi ustawowej. Abolicję należy odróżnić od amnestii, która stanowi zbiorowy akt łaski, mający formę ustawy i polegający na darowaniu lub złagodzeniu prawomocnie orzeczonych kar za przestępstwa*”¹⁶⁵. Przyjmuje się przy tym, że abolicja stanowi przeszkodę do wymierzenia kary (co odróżnia ją od amnestii, odnoszącej się do kar orzeczonych).

Należy zauważyć, że po roku 1989 ustawodawca polski nie posługiwał się tym instrumentem kształtowania polityki kryminalnej¹⁶⁶, przy czym dotyczy to wyłącznie

¹⁶⁴ *Biuletyn Monitoringu Klimatu Polski Sierpień 2015*. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej Państwowy Instytut Badawczy. Warszawa 2015.

http://www.imgw.pl/images/stories/biuletyn_monitoringu/2015/sierpien2015.pdf.

¹⁶⁵ M. Płachta, „Abolicja podatkowa” jako problem legislacyjny (casus ustawy z dnia 26 września 2002 r., Przegąd Sejmowy 2003, nr 3, s. 38.

¹⁶⁶ P. Rogoziński, *Instytucja ulaskawienia w prawie polskim*, Warszawa 2009, s. 89 i n.

odpowiedzialności karnej *sensu stricto*. Stosowany on był natomiast w odniesieniu do odpowiedzialności karno-skarbowej czy odpowiedzialności administracyjnej. Przykładem może być ustawa z dnia z dnia 25 lipca 2008 r. o szczególnych rozwiązaniach dla podatników uzyskujących niektóre przychody poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej¹⁶⁷. Objęła ona podatników, którzy znaleźli się w szczególnej sytuacji w związku z osiągnięciem przychodów za granicą, które były tam opodatkowane podatkiem dochodowym, a co do których pojawił się problem z ich opodatkowania w Polsce. Niezależnie od umorzenia określonych w ustawie zaległości podatkowych, ustawodawca wyłączył względem tych podatników odpowiedzialność karno-skarbową, a także objął amnestią tych względem których nałożone zostały kary za przestępstwa skarbowe lub wykroczenia skarbowe¹⁶⁸. Warto zauważyć, że specyficzna abolicja była stosowana przez ustawodawcę także w odniesieniu do odpowiedzialności administracyjnej w postaci kar pieniężnych związanych z obowiązkiem wnoszenia opłat przez korzystających z dróg publicznych z tytułu przejazdu po drogach krajowych. System tych kar wprowadzonych przez ustawodawcę do ustawy z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych¹⁶⁹ okazał się bowiem wadliwy (brak narzędzi obrony dla ukaranych) i nieadekwatny (wysokie, kumulujące się kary). Podmioty obowiązane do uiszczania opłat znalazły się zatem w szczególnej sytuacji, którą ustawodawca zdecydował się rozwiązać nowelizacją z dnia 29 sierpnia 2014 r.¹⁷⁰ Przewidywała ona niewszczywanie postępowań administracyjnych co do opłat nieuiszczonych przed jej wejściem w życie oraz umorzenie tych wszczętych przed wskazanym terminem¹⁷¹.

W dotychczasowych działaniach ustawodawcy można więc znaleźć analogię do postulowanego rozwiązania systemowego, które miałyby objąć odbiorców będących adresatami postępowań w sprawie niedostosowania się do ograniczeń wprowadzonych w sierpniu 2015 r. Jak przy tym wskazuje się w literaturze przedmiotu powodem wydawania aktów amnestyjnych, czy abolicyjnych, może być zmiana warunków

¹⁶⁷ Dz.U. z 2008 r., Nr 143, poz. 894.

¹⁶⁸ Art. 13 i 17 ustawy z dnia z dnia 25 lipca 2008 r. o szczególnych rozwiązaniach dla podatników uzyskujących niektóre przychody poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

¹⁶⁹ Dz.U. z 2015 r., poz. 460.

¹⁷⁰ Ustawa z dnia 29 sierpnia 2014 r. o zmianie ustawy o drogach publicznych, ustawy o autostradach płatnych oraz o Krajowym Funduszu Drogowym oraz ustawy o transporcie drogowym (Dz. U. z 2014 r., poz. 13010).

¹⁷¹ Art. 4 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o zmianie ustawy o drogach publicznych, ustawy o autostradach płatnych oraz o Krajowym Funduszu Drogowym oraz ustawy o transporcie drogowym.

społecznych oraz zmian ocen i wartości, bądź też zakwestionowanie prawidłowości polityki kryminalnej czy penalizacyjnej¹⁷². Biorąc pod uwagę wszystkie przytoczone wyżej okoliczności, zasadnym jest postulat, aby nałożenie przez Prezesa URE na odbiorców kar za niestosowanie się do ograniczeń wprowadzonych w sierpniu 2015 r., a w szczególności w dniu 10 sierpnia, spotkało się z reakcją ustawodawcy, w postaci ustawy wprowadzającej abolicję. Uzasadnieniem dla wprowadzenia takiego rozwiązania byłby wskazany już wyjątkowy charakter zdarzeń z sierpnia 2015, których skutkami zostali obciążeni praktycznie wyłącznie odbiorcy przemysłowi. Do zaistnienia takiego stanu rzeczy przyczyniły się obowiązujące, niejasne normy prawne i praktyczny brak przygotowania techniczno-organizacyjnego do wprowadzenia ograniczeń. W kręgu odbiorców objętych postępowaniami Prezesa URE, mogą znaleźć się oczywiście zróżnicowane przypadki, również być może takie w przypadku których można postawić tezę o świadomym niedostosowaniu się do poleceń operatora. Uznajemy jednak, że uwzględniając nawet takie przypadki, dominującym jest tutaj przytoczony argument dotyczący niedostatków systemu prawnego i techniczno-organizacyjnego i to on powinien przeważać przy podejmowaniu decyzji legislacyjnej. Argumentem pośrednim jest również wzgląd na ekonomikę stosowania prawa. W sytuacji daleko idącej niepewności prawnej, która dotyczy znaczącej liczby postępowań, wprowadzenie ustawy abolicyjnej, przyczyni się do minimalizacji kosztów prowadzenia sporów zarówno po stronie administracji publicznej, jak również po stronie przedsiębiorców. Ponadto, istotnym jest również to, że wprowadzenie postulowanego rozwiązania powinno być połączone ze swoistym „wyjściem naprzód”. Otóż chodzi o to, żeby w formule dialogu pomiędzy administracją centralną a użytkownikami systemu (w tym odbiorcami przemysłowymi), wypracować nowoczesne rozwiązania, które w przyszłości posłużą do skutecznego przeciwdziałania sytuacjom awaryjnym systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem aktywnej roli odbiorców nie tylko na poziomie „awaryjnym” ale również na etapie prewencyjnym. Jesteśmy głęboko przekonani, że przyjęcie ustawy abolicyjnej, nie będzie miało negatywnych skutków jeżeli chodzi o postrzeganie skuteczności systemu prawnego. Represyjna funkcja prawa, powinna ustąpić w tym miejscu wzmocnieniu zasady zaufania do państwa i jego organów i taki wymiar ma przedstawiony postulat.

¹⁷² P. Rogoziński, *Instytucja ułaskawienia w prawie polskim*, Warszawa 2009, s. 89 i n.

VI.2. Modyfikacja obecnego modelu reagowania na ryzyko zagrożenia bezpieczeństwa dostaw oraz mechanizmu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

Przeanalizowane powyżej niedostatki obecnych mechanizmów reagowania na ryzyko zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, jak również sama procedura wprowadzania ograniczeń w poborze – jako środka przeciwdziałającego temu ryzyko – wskazują na potrzebę ich gruntowej zmiany. W naszej ocenie powinny one obejmować następujące elementy i etapy:

- 1) Usystematyzowanie procedury przygotowania:
 - i. oceny potencjalnych ryzyk;
 - ii. planów zaradczych minimalizujących możliwość wystąpienia ryzyk oraz niwelujących skutki wystąpienia stanów zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia.

Ustawowy obowiązek przygotowania zarówno oceny ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa dostaw jak i planu działań minimalizujących możliwość aktualizacji ryzyk i niwelujących skutki wystąpienia stanów zagrożenia powinien spoczywać na OSP, przy czym przepisy rangi ustawowej powinny stosunkowo szczegółowo regulować zakres ww. oceny:

- i. poprzez wskazanie konkretnych ryzyk, określenie ich prawdopodobieństwa i skutków zaktualizowania się oraz ewentualnych środków prewencyjnych;
- jak i planu działań:
- ii. poprzez wskazanie najbardziej prawdopodobnych ryzyk, wynikających z nich potencjalnych stanów zagrożenia oraz katalogu właściwych dla danego ryzyka i stanu zagrożenia środków zaradczych.
- 2) Modyfikację regulacji dotyczącej katalogu działań podejmowanych w razie zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, poprzez:
 - i. wskazanie pożądanej hierarchii wdrażanych środków z uprzywilejowaniem mechanizmów rynkowych oraz
 - ii. znacznie szersze wykorzystanie zdolności odbiorców do sterowania obciążeniem, również w przypadku środków o charakterze awaryjnym.

W związku z powyższym, proponuje się uzupełnienie wspomnianego katalogu o następujące instrumenty:

- i. zmodyfikowaną usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP;
 - ii. stosowanie taryf z wyłączeniem;
 - iii. bezpośrednie wyłączenie odbioru.
- 3) Wdrażanie środków nierynkowych w postaci arbitralnego wyłączenia lub ograniczania odbioru jako mechanizmów ostatniej szansy, przy czym powinny one:
- i. rotacyjnie obejmować kolejne obszary sieci elektroenergetycznej;
 - ii. obejmować szerszy zakres odbiorców (należących obecnie do kategorii chronionych, ale posiadających własne źródła zasilania, odbiorców poniżej 300 kW);
 - iii. uwzględniać ewentualne uczestnictwo danych odbiorców w awaryjnych mechanizmach redukcji obciążenia, zwłaszcza bezpłatnych;
- tak aby minimalizować negatywne skutki dla odbiorców.

W przypadku, gdyby arbitralne ograniczenia albo wyłączenia miały obejmować w dalszym ciągu wyłącznie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW, tj. głównie odbiorców przemysłowych, przy bardzo ograniczonych możliwościach udziału w dobrowolnych usługach DSR, zasadne wydaje się wprowadzenie jakiejś formy rekompensat. Przyjęcie takiego rozwiązania wymagałoby jednak wprowadzenia odpowiednich zmian na rynku bilansującym, a w szczególności takiego skonstruowania cen za niezbilansowanie by uwzględniały koszty ewentualnych rekompensat. W każdym przypadku, wprowadzenie takich rozwiązań wymaga przeprowadzenia pogłębionych analiz techniczno-ekonomicznych.

VI.3. Program aktywnego udziału odbiorców przemysłowych (energochłonnych) w zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną - ENERGIA dla PRZEMYSŁU +

Modyfikacja obecnego systemu mechanizmów krajowych służących zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, w kierunku ich unowocześnienia poprzez wykorzystanie i zaadaptowanie rozwiązań stosowanych w UE i USA jest dobrą okazją do zwiększenia i zaktywizowania roli specyficznej grupy uczestników rynku, jakimi są duzi odbiorcy przemysłowi (energochłonni). Propozycje poniższe, z jednej strony docelowo zwiększą poziom bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i zaopatrzenia w energię elektryczną, z drugiej pozwolą osiągnąć ten cel poprzez maksymalne wykorzystanie mechanizmów rynkowych, optymalizujących koszty i korzyści dla wszystkich uczestników rynku.

Program Energia dla Przemysłu + powinien składać się w szczególności z elementów przedstawionych w poniższej tabeli. Elementy te wpisują się w Plan Odpowiedzialnego Rozwoju i powinny służyć wzmocnieniu zaufania oraz dobrego postrzegania polskiej gospodarki przez inwestorów.

Energia dla Przemysłu +	
Aktywny popyt	Zapewnienie odbiorcom przemysłowych realnych i opłacalnych mechanizmów redukcji zapotrzebowania (DSR)
Źródła i magazyny	Zapewnienie odbiorcom źródeł finansowania własnej generacji oraz magazynowania (połączone z wprowadzeniem wynagradzania za świadczenie usług systemowych z wykorzystaniem magazynów)
Jakość energii	Wprowadzenie mechanizmów finansowych ułatwiających i umożliwiających korzystanie z instrumentów poprawy jakości dostarczanej energii
Bezpieczeństwo dostaw	Przeгляд obowiązujących norm prawnych oraz racjonalizacja ekonomiczna i organizacyjna udziału odbiorców w systemie poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Przedstawiony powyżej przykładowy zestaw środków, które miałyby się składać na dedykowany program dla przemysłu wymaga oczywiście dalszych prac i uzgodnień, niemniej przyjęcie środków, które w sytuacjach awaryjnych pozwalałyby na racjonalizację ich skutków jest naszym zdaniem nieodzowne.

Autorzy raportu:

adw. dr hab. Mariusz Swora – dr hab. nauk prawnych, adiunkt na WPIA UAM w Poznaniu (od 01.10.2011 r. adiunkt do 12.2014 r. na WPIA UJ w Krakowie). Autor i współautor ponad stu publikacji z zakresu prawa administracyjnego i gospodarczego (w języku polskim i angielskim), w tym prawa energetycznego i prawa ochrony konkurencji, prawa bankowego oraz ochrony danych osobowych. W ramach praktyki adwokackiej (przed 2007 r.) reprezentował m.in. duże przedsiębiorstwa z branży IT w sprawach z zakresu prawa ochrony konkurencji. Redaktor i autor komentarza do ustawy Prawo energetyczne oraz jeden z autorów komentarza do ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Doradca rządu rumuńskiego w programie dekoncentracji i decentralizacji administracji publicznej, członek zespołu kodyfikacyjnego ds. rumuńskiego kodeksu postępowania administracyjnego. Honorowy członek międzynarodowego stowarzyszenia regulatorów ERA w Budapeszcie (przedtem członek zarządu i wiceprzewodniczący), członek rady programowej konsorcjum Smart Power Grids – Polska. Od lipca 2012 roku legal expert doradzający Komisji Europejskiej w konsorcjum VVA Europe, Spark Legal Network, the Groningen Centre of Energy law oraz the Aberdeen Centre for Energy law (autor m.in. krajowego raportu nt. risk assessment analysis KSP elektroenergetycznego). Autor raportu prawno – regulacyjnego realizowanego dla Banku Światowego w ramach projektu “Home Area Network for Smart Grids” (2012). Laureat ERA Energy Regulatory Research Award. Członek komitetu sterującego programu sektorowego dla energetyki przy NCBIR (2016).

Piotr Suski, radca prawny. Specjalizuje się w publicznym i prywatnym prawie konkurencji, prawie energetycznym, prawie konsumenckim oraz ochronie własności intelektualnej. Egzamin radcowski zdał w roku 2013, uzyskując drugi wynik w OIRP w Krakowie. Doktorant na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego. Absolwent studiów prawniczych na WPIA UJ. Ukończył również Szkołę Prawa Amerykańskiego organizowaną przez The Catholic University of America oraz Uniwersytet Jagielloński. Wieloletni współpracownik wiodącej polskiej kancelarii, specjalizującej się w sprawach z zakresu ochrony konkurencji i konsumentów oraz ochrony własności intelektualnej. Doradzał w kwestiach antymonopolowych i regulacyjnych przedsiębiorstwom energetycznym (w tym spółkom obrotu, spółkom dystrybucyjnym oraz przedsiębiorstwom ciepłowniczym), jak również podmiotom z branż FMCG, handlu detalicznego, e-commerce czy artykułów budowlanych. Autor publikacji m. in. z zakresu prawa konsumenckiego.

Arkadiusz Ratajczak, radca prawny, absolwent Krajowej Szkoły Administracji Publicznej (promocja 2001), absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Adama Mickiewicza w Poznaniu (1999); 2009–2012 z-ca dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji w Urzędzie Regulacji Energetyki; 2001–2009 główny specjalista i radca ministra w Departamencie Harmonizacji Prawa oraz Departamencie Prawa Unii Europejskiej w Urzędzie Komitetu Integracji Europejskiej; stażysta w Komisji Europejskiej w Dyrekcji Generalnej – Konkurencja (2005). Specjalizuje się w prawie energetycznym ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących hurtowego rynku energii elektrycznej (udział w pracach związanych z wprowadzaniem tzw. obliża publicznej sprzedaży energii elektrycznej i następnie kontrolą jego realizacji, rozliczaniem pomocy publicznej udzielanej w następstwie rozwiązania tzw. kontraktów długoterminowych) oraz rynku gazu (udział w pracach zw. z zatwierdzeniem instrukcji ruchu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, przygotowywaniem programu uwalniania gazu). W trakcie wcześniejszej pracy w Urzędzie Komitetu Integracji Europejskiej, badając zgodność projektów aktów prawnych z prawem unijnym, zajmował się prawem konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień związanych z udzielaniem pomocy publicznej, a także reprezentował stanowisko Rzeczypospolitej Polskiej przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej w Luksemburgu.

Jacek Zimmer-Czekaj, radca prawny, w 2012 roku zdał egzamin radcowski z najlepszym wynikiem w małopolskiej OIRP. Ukończył w 2008 r. wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego. Jest laureatem ogólnopolskiego konkursu prawa nowych technologii. Pełnił funkcję asystenta Prezesa w Urzędzie Regulacji Energetyki. W przeszłości współpracował kolejno z dwoma wiodącymi polskimi kancelariami prawniczymi w obszarze prawnych aspektów TMT. Uczestniczył w projektach związanych z wdrożeniami systemów komputerowych, projektach związanych z usługami płatniczymi, a także w szeregu projektów związanych z ochroną danych osobowych, w tym z transferem danych do państw trzecich. Autor i współautor artykułów z zakresu ochrony własności intelektualnej i prawa energetycznego (systemy wsparcia). W Kancelarii doradzał w projektach dotyczących umów tollingowych, brał udział w przygotowaniu analiz prawno – regulacyjnych w projekcie Home Area Network dla inteligentnych sieci (projekt realizowany dla BGK, finansowany przez Bank Światowy), taryf DSM, umów gazowych, zajmował się kwestią ochrony prywatności w inteligentnych sieciach, przygotowaniu jednego z konsorcjów naukowo – przemysłowych.