



# Zarządzanie ryzykiem na europejskim, wspólnym rynku energii

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacja Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTOR:

**Edith Bayer**

OPIEKA MERYTORYCZNA:

**dr Joanna Maćkowiak Pandera, Forum Energii**

REDAKCJA:

**Paweł Mikusek, Forum Energii**

TŁUMACZENIE:

**Justyna Piszczatowska**

Projekt zrealizowano we współpracy z Regulatory Assistance Project



## SPIS TREŚCI

04	Wstęp
05	Najważniejsze wnioski
06	Wprowadzenie
07	Zarządzanie ryzykiem
14	Bezpieczeństwo dostaw energii
20	Podsumowanie

# Wstęp

Wspólny, europejski rynek energii elektrycznej przyniesie konsumentom korzyści dzięki niższym cenom, bardziej efektywnej integracji źródeł odnawialnych (OZE) i poprawie niezawodności systemu. Największą wątpliwością pojawiającą się w dyskusji o wspólnym rynku jest pytanie: czy w sytuacjach kryzysowych, kiedy równolegle w kilku systemach nastąpi problem z dostępną mocą oraz przesyłem Polska będzie mogła polegać na dostawach energii z krajów sąsiedzkich? Czy łączenie rynków to rozwiązanie bezpieczne skoro za zarządzanie systemami energetycznymi w Europie odpowiadają krajowi operatorzy?

Polska i Europa na przestrzeni lat doświadczały nieczęstych, ale rozległych kryzysów energetycznych. Można byłoby im zapobiec lub je złagodzić dzięki lepszej współpracy i wspólnym zasadom działania.

We wcześniejszych pracach Forum Energii zajmowaliśmy się kwestią ekonomicznych skutków łączenia rynków. Na spotkaniach i panelu ekspertów Forum Energii decydenci podnosili kwestię braku odpowiednich regulacji europejskich zapewniających wystarczający poziom bezpieczeństwa dostaw energii. Rzeczywiście, mimo kodeksów sieciowych, które określają techniczne warunki współpracy europejskich systemów energetycznych, brakowało ram prawnych regulujących zasady współpracy. Jakiś czas później Komisja Europejska zaproponowała nowe rozporządzenie w sprawie zarządzania ryzykiem w sektorze energii elektrycznej (tzw. risk preparedness), które jeszcze w tym roku prawdopodobnie zostanie przyjęte.

Dlatego postanowiliśmy przeanalizować proponowane rozwiązania. Nowe regulacje nadadzą szereg praw, ale również nałożą obowiązki, np. przygotowania krajowych planów na wypadek niedoborów mocy.

Zapraszamy do lektury i debaty.

Z poważaniem  
**dr Joanna Maćkowiak Pandera**  
Forum Energii

# Najważniejsze wnioski

1. Celem proponowanego Rozporządzenia w sprawie zarządzania ryzykiem w sektorze energii elektrycznej (Risk Preparedness Regulation) jest poprawa koordynacji regionalnej w zakresie zapobiegania sytuacjom kryzysowym, przygotowywania się do nich i zarządzania nimi. Regulacja znacznie porządkuje i wzmacnia współpracę pomiędzy krajowymi operatorami w zakresie zarządzania siecią.
2. Mimo postępów poczynionych w zakresie zarządzania ryzykiem dostaw energii elektrycznej, wciąż istnieją istotne bariery ograniczające uruchomienie pełnego potencjału współpracy regionalnej:
  - a. Brak instytucji na poziomie europejskim odpowiedzialnej za koordynację dostaw energii. Koordynacja w sytuacjach kryzysowych wciąż będzie zależała od decyzji podejmowanych na szczeblu krajowym, co utrudni optymalizację zasobów na terenie UE.
  - b. Możliwość integracji rynków i polegania w kryzysowych sytuacjach na zasobach dostępnych w sąsiednich systemach limitują również ograniczone przepustowości dostępne na połączeniach transgranicznych. Do kluczowych kroków zmieniających tę sytuację należą reforma rynku w zakresie granic stref cenowych, łączenie rynków energii elektrycznej (market coupling) i rozbudowa sieci.
3. Jednym z najważniejszych kolejnych kroków jest ustanowienie wśród krajów członkowskich UE jasnych i porównywalnych standardów niezawodności (Reliability Standards), a następnie ocena adekwatności zasobów (Resource Adequacy Assessment). Mechanizmy te są kluczowe dla poprawy bezpieczeństwa dostaw i określenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

# 1. Wprowadzenie

W 2006 roku w Europie doszło do rozległych ograniczeń w dostawach energii elektrycznej. Objęły one ponad 15 milionów osób, również w Polsce. Pierwotnym źródłem problemu okazała się zmiana terminu rutynowego odłączenia linii przesyłowej w północno-zachodnich Niemczech, która nie została odpowiednio zakomunikowana operatorom sąsiednich systemów przesyłowych<sup>1</sup>.

Po tym kryzysie europejscy operatorzy dobrowolnie zgodzili się na utworzenie Regionalnych Inicjatyw Koordynacji Bezpieczeństwa (RSCIs, Regional Security Coordination Initiatives), by świadczyć usługi na poziomie regionalnym. Z biegiem czasu koordynacja pracy systemów postępuje. Przyjęte niedawno wytyczne dotyczące organizacji systemu (System Operation Guideline) porządkują kwestię roli koordynatorów regionalnych (zwanym RSC, regionalnymi koordynatorami ds. bezpieczeństwa) i nakładają na każdego z operatorów przesyłowych obowiązek uczestniczenia w jednym z nich.

Zaproponowane przez Komisję Europejską Rozporządzenie w sprawie zarządzania ryzykiem uzupełnia te standardy techniczne o ramy koordynacji pomiędzy OSP a państwami członkowskimi w zakresie:

1. przygotowywania oceny sytuacji kryzysowych,
2. reagowania na sytuacje kryzysowe,
3. oceny ex-post.

Koordynacja regionalna w sytuacjach kryzysowych jest jednym z najbardziej wrażliwych elementów funkcjonowania wewnętrznego rynku energii (Internal Energy Market, IEM). Proponowane rozporządzenie służy zwiększeniu pewności, że w przypadku kryzysu (w tym przekraczania granic kraju) państwa członkowskie reagują w sposób skoordynowany i optymalizują zasoby w skali regionalnej.

W niniejszym opracowaniu przeanalizowano, w jakim stopniu Rozporządzenie w sprawie zarządzania ryzykiem i powiązane z nim regulacje proponowane w Rozporządzeniu w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej pomagają zmierzyć się z następującym problemem:

<sup>1</sup> UCTE, Final Report System Disturbance on 4 November 2006, [http://ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf](http://ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf)

*"Czy Polska może polegać na sąsiednich zasobach na wypadek rozległego kryzysu elektroenergetycznego?"*

W raporcie wzięto pod uwagę następujące wymiary niezawodności systemu, ze szczególnym uwzględnieniem gotowości na ryzyko:

- Proponowane zasady w zakresie przygotowania się, reagowania i oceny ex-post sytuacji kryzysowych, w tym kryzysów regionalnych.
- Ocena adekwatności zasobów i określenie standardów niezawodności na poziomie regionalnym i unijnym.
- Ustalenie odpowiedzialności i struktur zarządzania w ramach proponowanych rozporządzeń w zakresie gotowości na wypadek zagrożeń oraz dotyczących energii elektrycznej.

W opracowaniu odniesiono się do faktu, że negocjacje w sprawie proponowanych regulacji będą kontynuowane na przestrzeni 2018 roku. Raport dostarcza informacji przydatnych dla zrozumienia kluczowych elementów regulacji zaproponowanych przez Komisję. Opisuje w jakim zakresie odnoszą się one zarówno do obaw Polski dotyczących wzajemnej pomocy krajów UE w sytuacjach kryzysowych, jak i tego, w jakich obszarach Polska może skorzystać z propozycji KE, a w jakich można byłoby je jeszcze poprawić. W ten sposób mamy nadzieję wesprzeć dyskusję na temat ważnego elementu pakietu "Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" (tzw. pakiet zimowy).

7

## 2. Zarządzanie ryzykiem

### Co oznacza zarządzanie ryzykiem?

Jedną z korzyści płynących z integracji systemów elektroenergetycznych jest wzrost ich elastyczności, czyli zdolności do szybkiego reagowania na zmienny popyt i podaż energii elektrycznej. Wynika ona z możliwości skuteczniejszego zapobiegania i reagowania w kryzysowych sytuacjach o wymiarze krajowym i regionalnym, dzięki szerszemu spojrzeniu na system i współużytkowania zasobów. Proponowane Rozporządzenie w sprawie zarządzania ryzykiem wprowadza ramy umożliwiające osiągnięcie tego celu.

Rozporządzenie skupia się na działaniach mających na celu przewidywanie, zapobieganie, przygotowywanie się i reagowanie w przypadku sytuacji kryzysowych. Definiuje ono kryzys elektroenergetyczny:

**Kryzys elektroenergetyczny**

*zagrożenie lub fizyczny niedobór energii elektrycznej lub brak możliwości dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców.*

Ponadto Rozporządzenie definiuje “jednoczesny kryzys” jako “kryzys elektroenergetyczny dotyczący więcej niż jedno państwo członkowskie w tym samym czasie”.

Rozporządzenie bazuje na przyjętych niedawno wytycznych w zakresie działania systemu (System Operation Guidelines) i Rozporządzeniu ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Network Code on Emergency Restoration), które dostarcza technicznych wytycznych dotyczących współpracy między OSP, włącznie z sytuacjami kryzysowymi<sup>2</sup>.

8

Rozporządzenie ustanawia metodykę i procedury w szczególności dla:

- Identyfikowania scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego na poziomie krajowym i regionalnym, przy zastosowaniu standardowej metodologii i oceny poszczególnych kategorii ryzyka<sup>3</sup>.
- Oceny krótkoterminowej wystarczalności zasobów, obejmującej regionalne oceny sezonowe, a także oceny ryzyka z wyprzedzeniem w przedziale od następnego tygodnia do dnia bieżącego.
- Tworzenia narodowych planów przygotowania na ryzyko, które uwzględniają działania uzgodnione przez kraje członkowskie w odpowiednich regionach.
- Zarządzenia w sytuacjach kryzysów elektroenergetycznych.
- Oceny ex-post oraz monitorowania.

Propozycje Komisji bazują na istniejących ramach zarządzania, które wynikają z trzeciego pakietu energetycznego. Poniższa tabela przedstawia uproszczone spojrzenie na te ramy. Ujmuje ona podmioty odpowiedzialne za różne aspekty regulacji, planowania systemu, operacje systemowe i rozwój polityki na poziomie krajowym, regionalnym i unijnym.

<sup>2</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

<sup>3</sup> Scenariusze kryzysowe będą podzielone na co najmniej 4 kategorie ryzyk: rzadkie i ekstremalne naturalne ryzyka, incydentalne ryzyka przekraczające kryterium bezpieczeństwa N-1; ryzyka będące skutkiem innych zdarzeń np. niedoborów paliw, wrogie ataki.



ZARZĄDZANIE SYSTEMEM PLANOWANIA			
ROLA	SZCZEBEL KRAJOWY	SZCZEBEL REGIONALNY	UNIA EUROPEJSKA
Regulacja	Regulatorzy krajowi Właściwe organy	ACER regionalne podgrupy narodowych organów regulacyjnych (propozycja) koordynator lub zespół ds. sytuacji kryzysowych	ACER
Planowanie systemu	OSP	Regionalne ośrodki koordynujące/ Podmioty krajowe	ENTSO-E
Funkcjonowanie systemu	OSP	Regionalne ośrodki koordynujące/ Podmioty krajowe	-
Rozwój polityki	Rządy krajowe	Wkład regionalnych organów regulacyjnych i planujących	Komisja Europejska

< Grupa Koordynacyjna ds. Energii Elektrycznej >

9

**\* Na czerwono zaznaczono podmioty o szczególnym znaczeniu w kontekście zarządzania ryzykiem.**

Rozporządzenie w sprawie zarządzania ryzykiem przypisuje określone role i zakres odpowiedzialności podmiotom takim jak ACER, ENTSO-E i Grupa Koordynacyjna ds. Energii Elektrycznej. Dodatkowo ustanawia następujące struktury:

- Określa "właściwe organy" - wyznaczone krajowe instytucje rządowe lub regulacyjne odpowiedzialne za realizację zadań określonych w Rozporządzeniu w sprawie zarządzania ryzykiem.
- Wzywa do powołania krajowych koordynatorów lub zespołów ds. sytuacji kryzysowych.
- Przypisuje dodatkowe, opisane bardziej szczegółowo w ramce poniżej, zadania jednostkom regionalnym.

Grupie Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej (GKEE) powierza się nadzór nad spójnością procesu osiągnięcia gotowości na ryzyko. GKEE składa się z dwóch przedstawicieli z każdego państwa członkowskiego: z ogólnokrajowych organów regulacyjnych oraz odpowiednich ministerstw. Polska deleguje po jednym przedstawicielu z Urzędu Regulacji Energetyki i z Ministerstwa Energii. Podczas gdy na mocy Rozporządzenia GKEE ma ograniczone uprawnienia, to jej rola w nadzorowaniu całego procesu zarządzania ryzykiem, w tym nad spójnością planów krajowych, adekwatności zasobów i oceny ex-post, jest ważna dla oceny spójności i koordynacji w sytuacjach kryzysowych.

### Rola organów regionalnych

Propozycje Komisji rozszerzą kompetencje organów regionalnych. W projekcie rozporządzenia KE określa je jako Regionalne Centra Operacyjne (ROCs), w poprawkach przedstawionych przez Radę i Parlament nazywane są inaczej.

Regionalni koordynatorzy ds. bezpieczeństwa (RSCs) odpowiadają za pięć głównych zadań:

- planowanie operacyjne i analiza bezpieczeństwa.
- koordynacja planowania wokół przerw w dostawach energii.
- skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych.
- opracowanie krótkookresowych prognoz wystarczalności systemu (w horyzoncie do kilku tygodni).
- opracowanie wspólnego modelu sieci.

Komisja może rozszerzyć zakres działalności regionalnych koordynatorów o dodatkowe funkcje:

- regionalne kształtowanie wielkości rezerw mocy.
- określanie maksymalnej mocy w zagranicznych źródłach, mogących brać udział w krajowych rynkach mocy.
- ustalanie regionalnych scenariuszy kryzysowych.

### Dlaczego wspólne, europejskie zasady zarządzania ryzykiem są istotne?

Dotychczas nie istniały żadne formalne ramy współpracy ani standardowe podejście określające zasady działania na poziomie krajowym i regionalnym w kryzysowych sytuacjach. Funkcjonowały tylko dwustronne porozumienia. Z sytuacjami kryzysowymi radzono sobie przy użyciu krajowych procedur opartych na krajowych środkach, często różniących się między sobą w definicjach i podejściach. W projekcie Rozporządzenia w sprawie zarządzania ryzykiem podjęto ważne kroki, które umożliwią stosowanie bardziej skoordynowanego podejścia.

Do wzmocnienia planowania i koordynacji w sytuacjach kryzysowych przyczynią się w szczególności definiowanie wspólnych zagrożeń, określanie scenariuszy kryzysowych i opracowywanie krajowych strategii przy pomocy środków regionalnych. Wyznaczenie podmiotów odpowiedzialnych za realizację tych zadań jeszcze bardziej wzmocnia przejrzystość i koordynację. Kombinacja wszystkich tych środków powinna wzmocnić niezawodność systemu elektroenergetycznego, co skutkuje obniżeniem kosztów ponoszonych przy podejściu „zrób to sam”.

Wzmocniona rola regionalnych ośrodków koordynujących (Regionalnych Centrów Operacyjnych lub ich odpowiedników) jest szczególnie istotnym krokiem w kierunku bardziej zregionalizowanego podejścia do sytuacji kryzysowych i szerszej koordynacji działania systemu<sup>4</sup>. W szczególności prowadzenie przez te podmioty krótkoterminowych regionalnych ocen wystarczalności zasobów i określanie regionalnych scenariuszy kryzysowych powinno poprawić sytuację systemu elektroenergetycznego i dostępność zasobów, jednocześnie znosząc ograniczenia. Prognozy sezonowe już dziś są przygotowywane przez ENTSO-E<sup>5</sup>. Rozporządzenie dodaje do nich przygotowywane regionalnie oceny wystarczalności obejmujące bardzo bliski horyzont czasowy (w przedziale od następnego tygodnia do następnego dnia)<sup>6</sup>.

Ważny jest również nacisk na środki rynkowe w sytuacjach kryzysowych. Państwa członkowskie muszą określić wkład rynkowych oraz nierynkowych środków we wzmacnianie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Środki nierynkowe mogą być uruchamiane w sytuacji kryzysowej tylko wtedy, gdy wszystkie możliwości oferowane przez rynek zostały wyczerpane i nie mogą „w nieuzasadniony sposób zakłócać konkurencji ani skutecznego funkcjonowania rynku energii elektrycznej”. Muszą być „konieczne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne oraz mieć tymczasowy charakter”. Zapewnienie, że środki zgodne z rynkiem wewnętrznym są w sytuacjach kryzysowych traktowane priorytetowo, jest ważne dla wspierania zaufania do rynków i tzw. „scarcity pricing”, są istotne by zapewniać stabilność po najniższych kosztach i przy zastosowaniu metod nierynkowych tylko w ostateczności. Jednocześnie ważnym obszarem, który wciąż wymaga zdefiniowania, jest określenie, gdzie leży granica pomiędzy środkami rynkowymi a uruchamianiem środków nierynkowych.

11

<sup>4</sup> Więcej o roli ROCs: Phil Baker, Julie Finlker and Christos Kolokathis, Regional Operational Centres: A review of the Commission's proposal and recommendations for improvement (Aug 2017). <http://www.raponline.org/knowledge-center/regional-operational-centres-review-commissions-proposal-recommendations-improvement/3>. Crisis scenarios are to be identified on the basis of at least 4 risk categories: rare and extreme natural hazards; accidental hazard going beyond the N-1 security criterion; consequential hazards including fuel shortages; malicious attacks

<sup>5</sup> Wytyczne będą wzywać regionalne ośrodki do opracowywania regionalnych prognoz adekwatności z przynajmniej tygodniowym wyprzedzeniem. Komisja proponuje dodać również perspektywę do następnego dnia i intraday, aby decyzje mogły być podejmowane na bieżąco.

<sup>6</sup> Komisja zaproponowała utworzenie „Regional Operational Centres” (ROCs), aby wypełnić to i inne zadania. Jednakże Radzie i Parlamencie ROCs zostały zaswątłpione regionalnymi ośrodkami o innych nazwach. Aby uniknąć niejasności, w tym dolkumecie jest stosowany termin „ośrodkie regionalne” tam, gdzie mowa o propozycji Komisji dotyczącej ROCs.

## Co można poprawić w Rozporządzeniu?

Rozporządzenie bazuje na istniejących strukturach do zarządzania ryzykiem. Oznacza to, że nie tworzy silniejszego regionalnego podmiotu operacyjnego, by optymalizować reakcję na sytuację kryzysową. Przeciwnie, gotowość na ryzyko osiąga się poprzez aktywność podmiotów krajowych, które ponoszą ostateczną odpowiedzialność za bezpieczeństwo dostaw, przy współdziałaniu podmiotów regionalnych, które mają ograniczone uprawnienia do optymalizacji zasobów regionalnych w czasie kryzysu.

Wynikają z tego dwa problemy:

1. W przypadku kryzysu operatorzy systemów i organy państw członkowskich nadal stoją w obliczu niepewności, że odpowiedź regionalna będzie oparta na wzajemnej współpracy.
2. Współdzielenie ról i obowiązków przez różne podmioty krajowe i regionalne może prowadzić do niejasności.

Wzmocniona rola regionalnych podmiotów (ROC lub ich odpowiedników) jest krokiem w kierunku poprawy działania systemu na poziomie regionalnym i większego wykorzystania połączeń międzysystemowych. Jednak w przypadku kryzysu nie istnieją żadne środki zmuszające państwa członkowskie do działania w sposób, który zoptymalizowałby reakcję regionalną. Państwa członkowskie powinny:

- działać i współpracować w duchu solidarności.
- oferować sobie nawzajem pomoc w zapobieganiu lub łagodzeniu kryzysu, o ile jest to konieczne i możliwe.
- stosować się do działań określonych w planie gotowości na wypadek ryzyka "w najszerszym możliwym zakresie".

Chociaż takie sformułowania zachęcają do współpracy, to jej nie gwarantują.

Integracja regionalna przynosi dwa rodzaje korzyści, po pierwsze - korzyści operacyjne, a po drugie - kosztowe, związane ze współdzieleniem rezerw mocy. Tradycyjną praktyką było, że każdy kraj we własnym zakresie szacował wielkość wymaganych rezerw, chociaż stopniowo pewna współpraca zaczęła się pojawiać. Aby bardziej zdecydowanie przejść do koordynacji regionalnej, Komisja zaproponowała, aby jednostki regionalne były odpowiedzialne za określanie wielkości rezerw dla całego regionu. Istniejące ramy zarządzania nie gwarantują jednak, że rezerwy te zostaną rozmieszczone w skoordynowany sposób. Dotyczy to szczególnie sytuacji kryzysowych, w których zasoby są ograniczone, a państwa członkowskie mogą stawiać interesy narodowe ponad regionalnymi.

Widoczne jest pewne rozmycie odpowiedzialności i ról związanych z gotowością na sytuacje kryzysowe. Brakuje jasności, jak mechanizm ten zadziała w praktyce. Oczekuje się na przykład, że ENTSO-E zaproponuje metodę ustalania scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego i krótkoterminowych prognoz adekwatności. Tymczasem za opracowanie sezonowych prognoz

odpowiada ENTSO-E, a prognozy wystarczalności w przedziale od następnego tygodnia do dnia bieżącego przygotowywane są przez podmioty regionalne. ENTSO-E ma możliwość przypisania odpowiedzialności również za przygotowanie sezonowych prognoz podmiotom regionalnym. Jednak tam, gdzie tak się nie dzieje, pojawia się pytanie o skuteczność i spójność takiego podejścia.

W tym kontekście główną wartością Rozporządzenia w sprawie gotowości na sytuacje kryzysowe jest wzmocnienie koordynacji w okresie poprzedzającym sytuację kryzysową. Nadal istnieje możliwość poprawy w zakresie zapewniania współpracy podczas kryzysu.

### Gotowość na sytuacje kryzysowe a rola interkonektorów

Dostępność połączeń transgranicznych jest niezbędna, by w pełni wykorzystać mechanizm market coupling i zmobilizować kraje regionu do jak najsilniejszej reakcji na powszechny kryzys.

W przypadku Polski łączna moc połączeń międzysystemowych w kierunku importu i eksportu jest szacowana na prawie 6 791 MW. Jednak przepustowość realnie dostępna jest znacznie mniejsza.

Jest to w dużej mierze spowodowane nieplanowanymi przepływami energii z Niemiec, które blokują sieci przesyłowe w Polsce i w regionie. Obecny przesuwnik fazowy między Polską a Niemcami pozwala na udostępnienie około 500 MW mocy na zasadach rynkowych, zaś drugie połączenie pozostaje zamknięte do czasu zakończenia prac nad uruchomieniem drugiego przesuwnika fazowego. ACER szacuje, że łączna przepustowość dostępna dla rynku na granicy Polska-Niemcy powinna wynosić 2424 MW. W praktyce w 2016 r. tylko 1 MW (PL > DE) i 9 MW (DE > PL) zdolności przesyłowych netto zostało udostępnionych na zasadach handlowych.

Wymiana handlowa często jest wstrzymywana na połączeniu Polska-Litwa, w dużej mierze ze względu na konieczność rozwiązywania problemów sieciowych wewnątrz Polski. Zgodnie z ostatnim raportem monitorującym rynek ACER, w 2016 r. tylko 30% zdolności, które mogłyby być wykorzystywane na rynku na granicy polsko-litewskiej, zostało w rzeczywistości udostępnione.

Ograniczenia w wykorzystaniu połączeń transgranicznych stwarzają szereg problemów. Po pierwsze ograniczają korzyści, jakie polscy konsumenci mogliby czerpać dzięki dostępowi do tańszej energii na sąsiednich rynkach. Po drugie, w przypadku kryzysu w polskim systemie, ograniczenia w imporcie uniemożliwiają korzystanie z tak cennego wsparcia ze strony państw sąsiadujących. Po trzecie, nie uwzględnienie pełnych zdolności na połączeniach międzysystemowych podczas oceny wystarczalności zasobów zwiększa potrzebę inwestowania w zdolności wytwórcze na terytorium kraju, generując niepotrzebne koszty dla polskich konsumentów.

Istotnym środkiem, by zwiększyć wykorzystanie połączeń międzysystemowych, jest właściwe zaimplementowanie wytycznych zawartych w Rozporządzeniu w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (714/2009). Zgodnie z jego zapisami, przepustowości oferowane uczestnikom rynku powinny być maksymalizowane i nie mogą być ograniczane poprzez przesuwanie wewnętrznych ograniczeń w kierunku granic – pod warunkiem, że bezpieczeństwo sieci pozostanie niezagrożone. Co więcej, w wypadku szerszej, regionalnej sytuacji kryzysowej, krajowe środki ograniczające dostępność połączeń międzysystemowych mogą pogłębić problem i podważyć zaufanie do koncepcji regionalnego podejścia wobec wystarczalności zasobów i niezawodności. Ramy współpracy zaproponowane w Rozporządzeniu w sprawie gotowości na sytuacje kryzysowe przyczyniają się w pewien sposób do rozwiązania tego problemu, ale nie rozwiązują go całkowicie.

## 3. Bezpieczeństwo dostaw energii

14

### Do czego się odnosi?

Bezpieczeństwo dostaw energii w Rozporządzeniu w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej jest definiowane następująco:

#### **Bezpieczeństwo dostaw energii**

*Zdolność systemu elektroenergetycznego do zagwarantowania nieprzerwanej dostawy energii elektrycznej do odbiorców na jasno określonym poziomie wydajności.*

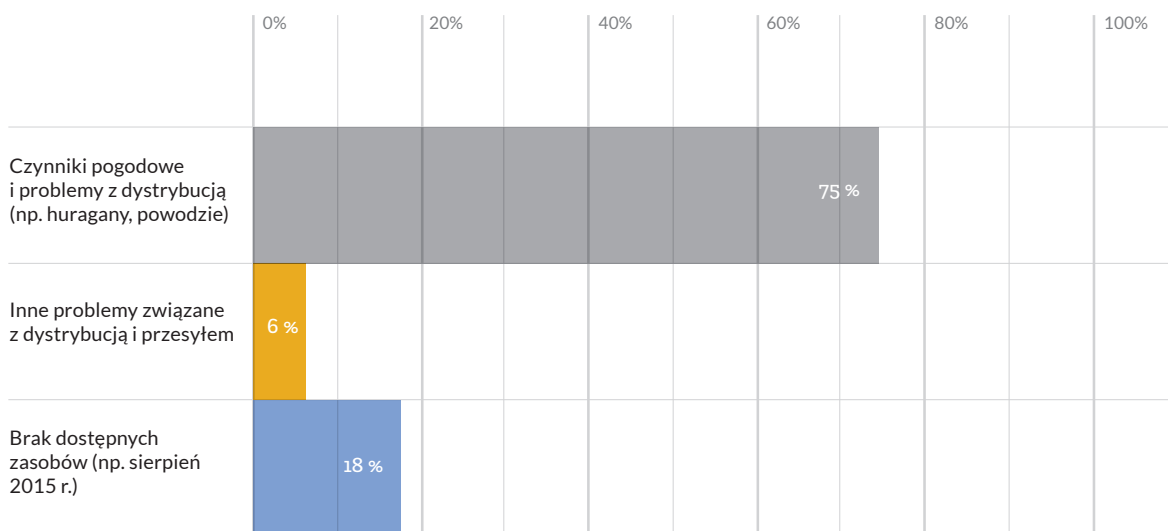
Oznacza to, że bezpieczeństwo dostaw nie jest określane jako absolutna pewność (“zapewnijmy, że światła nigdy nie zgasną!”), ale raczej ujmowane w wymiarze wydajności.

Bezpieczeństwo dostaw jest często skorelowane z wystarczalnością zasobów (dla wszystkich przedziałów czasowych). Należy jednak pamiętać, że w rzeczywistości zależy również od innych czynników. Znaczna większość przerw w dostawach jest spowodowana problemami sieciowymi, związanymi głównie z pogodą, a tylko niewielką ich część można przypisać niewystarczającej dostępności mocy wytwórczych.

Poniższy wykres odzwierciedla przyczyny zakłóceń w dostawach energii elektrycznej w Polsce w latach 2005-2015. Łączna wielkość ograniczeń w całym tym okresie wyniosła 299,805 GWh, czyli około 1,8% popytu z 2015 roku. Większość przerw w dostawach wywołały ograniczenia sieciowe, głównie na poziomie sieci dystrybucyjnych dotkniętych niekorzystnymi warunkami pogodowymi. Przerwy związane z ograniczeniami w dostępie do mocy wytwórczych i energii stanowiły 18,35% całości. Można je w całości przypisać do jednego zdarzenia, czyli ograniczeń w dostawach i stopni zasilania wprowadzonych przez PSE w sierpniu 2015 r.

O ile nieprzewidziane wyłączenie bloku w największej w Polsce elektrowni Bełchatów jest często postrzegane jako główna przyczyna ograniczeń w dostawach energii w 2015 r., to w rzeczywistości mieliśmy do czynienia z nałożeniem się na siebie kilku czynników. Należą do nich: warunki pogodowe, ograniczenia sieciowe, zamknięcie generatora jądrowego w Czechach i brak wystarczających mocy, które mogłyby niezawodnie zaspokoić zapotrzebowanie szczytowe w lecie<sup>7</sup>. Całkowity niedobór energii wyniósł wówczas 55,02 GWh, w porównaniu z 161 400 GWh całkowitego rocznego zużycia. Oznacza to, że jeden przypadek zaburzenia adekwatności w ciągu dekady wynosił 0,03% rocznego popytu w roku, w którym nastąpiło.

### Przyczyny zakłóceń w dostawach energii w Polsce w latach 2005-2015.



Źródło: PSE

<sup>7</sup> Vide komentarz Forum Analiz Energetycznych z 23 września 2015 r. "Niedobory mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu" [http://forum-energii.eu/files/file\\_add/file\\_add-42.pdf](http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-42.pdf)

Jedną z oczekiwanych korzyści płynących z budowy zewnętrznego rynku energii UE jest wzrost niezawodności i niższe koszty związane z współdzieleniem zasobów i rezerw<sup>8</sup>. Rozporządzenie w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej postuluje wprowadzenie unijnej oceny wystarczalności zasobów. Wniosek ten wiąże się z ustaleniem, czy przy uwzględnieniu zasobów dostępnych w regionie, dla danego kraju istnieją obawy dotyczące wystarczalności zasobów, które uzasadniają wprowadzenie mechanizmu wsparcia mocy konwencjonalnych. Z drugiej strony są istotnym elementem poprawy transparentności transgranicznej współpracy energetycznej.

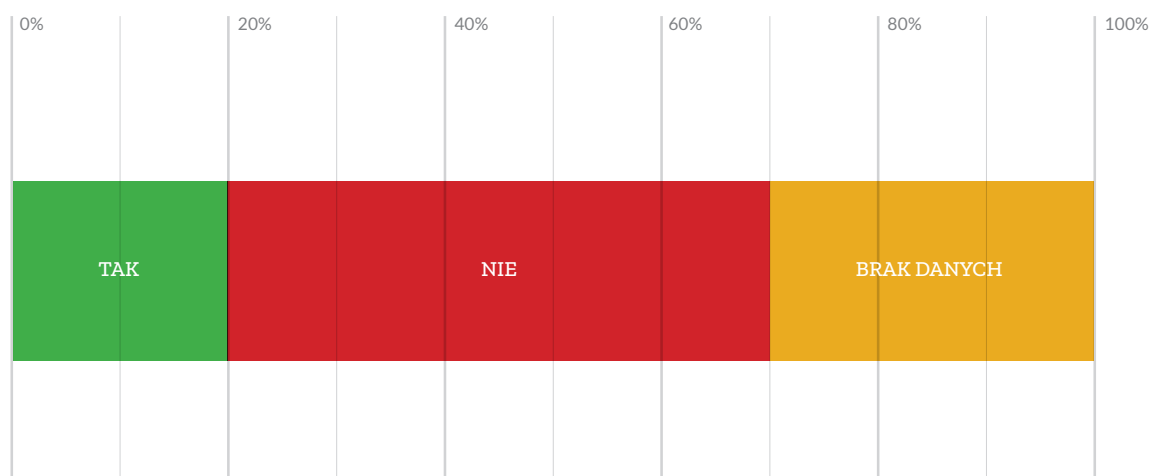
ENTSO-E prowadzi oceny wystarczalności zasobów w swojej średniookresowej prognozie adekwatności (MAF) oparte na danych dostarczonych przez OSP państw członkowskich. Jednak obecnie nie wszystkie krajowe oceny adekwatności są prowadzone według tej samej metodyki. Powoduje to problemy związane z brakiem kompatybilności systemów krajowych i pewności zasobów. Prognoza MAF jest publikowana co roku i obejmuje 10-letnią perspektywę<sup>9</sup>. Sezonowe prognozy na lato i zimę są przygotowywane co roku przed nadchodzącym sezonem.

Celem tych ocen jest przedstawienie oczekiwanego bilansu podaży i popytu w Europie. Ocena długoterminowa pozwala ocenić adekwatność zasobów w ramach czasowych umożliwiających inwestowanie, a prognozy sezonowe dostarczają danych, aby przewidzieć problemy mogące pojawić się w nadchodzących miesiącach.

16

Głównym wyzwaniem dla określenia wystarczalności zasobów na poziomie regionalnym lub ogólnoeuropejskim był brak norm niezawodności w wielu państwach członkowskich. Jak pokazano poniżej, w 2015 r. ponad połowa państw członkowskich nie posiadała standardu niezawodności.

### Standardy niezawodności w Europie, 2015



Odsetek państw Unii Europejskiej, które wdrożyły standardy niezawodności w 2015 r.

Źródło: ACER, CEER Market Monitoring Report 2016.

<sup>8</sup> Roboczy dokument Komisji, ocena skutków regulacji. Projekt Rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:e4c834ae-b7b8-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC\\_1&format=PDF](http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:e4c834ae-b7b8-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF) DF

<sup>9</sup> Prognoza z 2017 roku ocenia adekwatność do roku 2025. [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2017\\_report\\_for\\_consultation.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf)



W unijnej ocenie adekwatności zasobów (EU Resource Adequacy Assessment) wzywa się do opracowania standardu niezawodności, w odniesieniu do którego mierzony będzie stopień wystarczalności. To jest, wprowadzono ramy dla metodologii ustalania krajowych standardów niezawodności dla określenia adekwatności zasobów w Europie. Państwa członkowskie nadal będą odpowiedzialne za ustalanie własnych standardów niezawodności w oparciu o wartość przypisywaną nieprzerwanym dostawom energii elektrycznej. Jednak stosując tę samą metodologię i definiując wiarygodność w porównywalnych kategoriach, możliwe byłoby oszacowanie bezpieczeństwa dostaw w oparciu o to, czy są spełnione krajowe standardy niezawodności.

Rozporządzenie w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej wyznacza standardy niezawodności ujęte w dwóch wymiarach:

1. Liczba godzin bez dostaw prądu (Loss of load expectation - LOLE) oznacza średnią liczbę godzin w ciągu roku, podczas których podaż nie zaspokoi popytu w przypadku braku interwencji operatora systemu. Wielkość ta jest obliczana jako:  $(CONE \text{ w } \text{€}/\text{MW}/\text{rok})^{11}/(VOLL \text{ w } \text{€}/\text{MWh})^{12}$ .
2. Niedostarczona Energia (Expected energy not served - EENS) oznacza średnią wielkość popytu na energię, który nie zostanie zaspokojony w ciągu roku (prawdopodobieństwo + potencjalna wielkość niedoboru energii). Wyrażana w GWh/rok.

17

### VOLL – wartość niedostarczonej energii

Wskaźnik VOLL jest równoznaczny szacowanej cenie, którą odbiorcy byliby skłonni zapłacić, by uniknąć przerw w dostawach. Miarę tę stosuje się w wielu krajach jako podstawę do wyznaczania standardów niezawodności. Proces wyliczania VOLL może być okazją do nawiązania współpracy z grupami odbiorców końcowych i zapewnia przejrzystą informację o tym, ile odbiorcy końcowi płacą za dany poziom niezawodności i dlaczego.

Wartość wskaźnika będzie różna w przypadku poszczególnych grup konsumentów: przemysłowych, biznesowych, w gospodarstwach domowych, a także dla poszczególnych odbiorców wewnątrz tych grup. Oszacowanie jednej wartości VOLL ma zatem subiektywny charakter. Warto przy tym wspomnieć, że nie mówimy tylko o standardach stosowanych w przypadkach niedoboru źródeł mocy, które z zasady są dość rzadkie. Przyjęta norma powinna być spójna z tą, którą przyjmuje się w przypadku wszystkich pozostałych rodzajów zakłóceń, włącznie z zaburzeniami sieciowymi. Nie miałyby sensu budowa mocy wytwórczych na taką skalę (i przy takiej cenie) by zapewnić poziom bezpieczeństwa, którego żaden odbiorca nigdy nie mógłby doświadczyć w praktyce.

<sup>10</sup>. [https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY.pdf)

<sup>11</sup>. CONE (Cost of New Entry) to szacunkowy, uśredniony koszt w € / MW / rok marginalnego źródła wytwarzania, tradycyjnie blok gazowo-parowy.

<sup>12</sup>. Te standardy niezawodności nie są w proponowanym prawodawstwie określone. Zastosowaliśmy definicje opracowane przez Ofgem, które są podobne do definicji stosowanych w Polsce i innych krajach. VOLL jest objaśnione dokładniej w ramce na następnej stronie.

Kluczową miarą niezależności jest koszt niedostarczonej energii mierzony wskaźnikiem Value of Lost Load (VOLL). Jest to szacowana maksymalna cena energii elektrycznej w €/MWh, którą odbiorcy byliby skłonni zapłacić, by uniknąć wymuszonych przerw w dostawach energii.

### **Dlaczego ustalenie standardu niezawodności jest istotne?**

Opracowanie wspólnej metodyki ustalania krajowych standardów niezawodności jest ważne, aby umożliwić właściwą ocenę adekwatności zasobów na poziomie regionalnym i ogólnoeuropejskim. Z kolei oceny wystarczalności zasobów we wszystkich horyzontach czasowych odgrywają ważną rolę w określaniu dostępności zasobów w celu spełnienia norm niezawodności w długim okresie. Rozporządzenie w sprawie zarządzania ryzykiem uzupełnia te krótkoterminowe oceny wystarczalności zasobów, które są szczególnie ważne w kontekście gotowości na ryzyko oraz identyfikowania i unikania potencjalnych sytuacji kryzysowych już na etapie ich powstawania.

Unijna ocena wystarczalności zasobów jest również ważna dla Polski w świetle niedawnej decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej wprowadzenie w Polsce rynku mocy. Polska wprowadziła niedawno standard LOLE trwający 3 godziny, w oparciu o obliczenia VOLL i CONE. Mechanizm mocowy został opracowany w taki sposób, by umożliwić uczestnictwo w nim również mocy transgranicznych oraz zasobów po stronie popytu (magazyny energii i DSR). Są to ważne elementy, które dostosowały polski rynek mocy do europejskich wytycznych. To jednak nie koniec zmian. Konieczne będzie zastosowanie przepisów Rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Wymóg ustanowienia przejrzystego standardu niezawodności opartego na VOLL powinien ułatwić w Polsce dyskusję na temat obecnego poziomu bezpieczeństwa dostaw. Szereg państw członkowskich wciąż ocenia wystarczalność zasobów w oparciu o kryteria, które nie są przejrzyste i które różnią się między sobą. W ostatnim czasie ENTSO-E wprowadziła, po publicznych konsultacjach, standardową procedurę ustalania poziomu wystarczalności zasobów<sup>13</sup>. Propozycja Komisji idzie o krok dalej, stawiając wymaganie, by ENTSO-E zaproponowała standardową metodologię wyznaczania poziomu niezawodności, w oparciu o który oceniano by wystarczalność zasobów, uwzględniając przy tym zasoby DSR i moce transgraniczne.

### **Co można wciąż poprawić w rozporządzeniu?**

Chociaż wspólny dla całej UE przegląd systemu elektroenergetycznego ma wartość, to już ogólnoeuropejska ocena wystarczalności prawdopodobnie nie będzie wystarczająco szczegółowa, by w pełni zdiagnozować, czy istnieje deficyt mocy w regionie lub w danym kraju. Połączenie krajowych, regionalnych i ogólnoeuropejskich ocen ma większą szansę pokazać, w jaki sposób bilans podaży i popytu w regionie w różnych horyzontach czasowych może kształtować ryzyka i korzyści dla polskiego systemu elektroenergetycznego.

<sup>13</sup>- <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>

W tym kontekście warto wspomnieć, że poprawki do rozporządzenia ACER mogłyby wesprzeć tworzenie regionalnych podgrup Rady Organów Regulacyjnych (Board of Regulators). Przyczyniłoby się to do rozwoju ściślejszej współpracy regionalnej w zakresie oceny adekwatności zasobów. Długoterminowe regionalne oceny wystarczalności zasobów mogą uzupełniać sezonowe i krótkoterminowe oceny przewidziane w wytycznych w sprawie funkcjonowania systemu przesyłu energii elektrycznej oraz Rozporządzeniu w sprawie zarządzania ryzykiem, aby zapewnić długoterminową perspektywę regionalną.

Istnieją wreszcie pewne obawy, czy uzależnianie regionalnej reakcji na sytuację kryzysową od wartości VOLL jest rozwiązaniem sprawiedliwym. Mogłoby to prowadzić do sytuacji, że uprzemysłowione regiony z wyższą wartością produkcji miałyby preferencje zachowania dostaw energii ponad regiony z przemysłem o niższej wartości produkcji.

Ważne jest zrozumienie celu VOLL i w jaki sposób miara ta kształtuje sposób reagowania na kryzysy. VOLL jest wprowadzony do rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej jako wskaźnik określający krajowe standardy niezawodności. Oczywiście jest, że jeden krajowy VOLL nie jest reprezentatywny dla wszystkich cen, które różni konsumenci są skłonni zapłacić. W praktyce duzi odbiorcy prawdopodobnie będą skłonni stopniowo zmniejszać zużycie energii wraz ze wzrostem cen w sytuacji niedoboru. Jeżeli po wyczerpaniu tego środka ryzyko niezbilansowania wciąż będzie istnieć, operator systemu wdroży środki awaryjne, w tym wykorzystując umowy na usługi DSR świadczone w trybie awaryjnym, a w ostateczności – zarządzi przerwy w dostawach.

19

W tym kontekście opracowanie szczegółowych planów zmniejszania obciążenia systemu, określone w Rozporządzeniu w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej, stanowi ważny krok w kierunku budowania wiarygodności w zakresie regionalnej reakcji na sytuacje kryzysowe i ustanowienia odpowiednich rekompensat.

Podsumowując w sytuacji znacznego kryzysu o regionalnym wymiarze możliwe jest, że energia będzie płynąć do kraju o najwyższym poziomie VOLL, a ograniczenia zostaną wprowadzone w krajach o wskaźniku niższym. Poprawa obecnych ram polegałaby na całkowitym obniżeniu limitów cenowych, co zapewniłoby równe szanse wszystkim państwom członkowskim.

## 4. Podsumowanie

Dotychczas brakującym elementem i źródłem obaw wokół budowy wewnętrznego rynku energii UE był brak przepisów dotyczących współpracy regionalnej w sytuacjach kryzysowych.

Często zadawanym pytaniem w debacie publicznej wokół Wspólnego Rynku Energii jest: czy Polska może liczyć na wsparcie krajów sąsiednich w przypadku powszechnego kryzysu elektroenergetycznego?

W Rozporządzeniu w sprawie zarządzania ryzykiem zaproponowano ważne kroki, aby wypełnić lukę i zapewnić ramy takiej współpracy. Proponuje się przepisy dotyczące zapobiegania, przygotowywania oraz zarządzania sytuacjami kryzysowymi. Oznacza to ustanowienie wspólnej metodyki procesu definiowania i określania ryzyka, a także prowadzenie krótkoterminowych regionalnych ocen wystarczalności zasobów. Oczekuje się, że państwa członkowskie opracują plany gotowości na wypadek sytuacji kryzysowych, które obejmą środki regionalne uzgodnione sąsiadami, z którymi prowadzona jest wymiana transgraniczna. Przepisy proponowane w Rozporządzeniu w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej dotyczące długoterminowej ogólnoeuropejskiej oceny wystarczalności zasobów i wspólnych ram dla określania krajowych standardów niezawodności dodatkowo wspierają adekwatność zasobów w horyzoncie inwestycyjnym.

20

Zarządzanie ryzykiem dostaw energii elektrycznej jest częścią szerszej debaty o efektach, jakie integracja rynków i zarządzania nimi będzie wywierać na polski system elektro-energetyczny i na politykę publiczną. Bez wątplenia połączony, wspólny rynek energii niesie wiele korzyści w postaci niższych cen energii dla odbiorców. Ponadto będzie wyrównywał ceny dla przemysłu co jest ważnym elementem równomiernego i sprawiedliwego rozwoju gospodarczego Unii Europejskiej.

Często dyskusje wokół wewnętrznego rynku energii koncentrują się na kwestiach związanych z wpływem, jaki tańsza energia z importu będzie miała z jednej strony na polskie źródła wytwórcze, a także na ceny dóbr konsumpcyjnych i rozwój gospodarczy z drugiej. Do niedawna gotowość na sytuacje kryzysowe oznaczała wyzwanie, wobec którego nie przedstawiono jasnych rozwiązań. Propozycja Komisji w sprawie gotowości na sytuacje kryzysowe wyznacza drogę do budowania większego zaufania wśród krajów członkowskich, które w warunkach powszechnego kryzysu energetycznego będą mogły liczyć na wsparcie dzięki zasobom istniejącym w krajach sąsiednich.







# Zarządzanie ryzykiem na europejskim, wspólnym rynku energii.



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/559-00, 20 Warszawa  
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)