

RAPORT FRANCUSKO-NIEMIECKI

Transformacja energetyczna i mechanizmy mocowe

Omówienie raportu opracowanego przez BDEW i UFE



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

bdeu
Energie. Wasser. Leben.

UFE
Union Française de l'Électricité

Polski Komitet Energii Elektrycznej
Warszawa, maj 2016



SŁOWO WSTĘPNE



Henryk Baranowski

Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE)

Niemcy i Francja identyfikują konieczność zaprojektowania optymalnego modelu rynku energii, który będzie uwzględniał istnienie zależności pomiędzy inwestycjami w stabilne konwencjonalne źródła energii, źródła odnawialne i bezpieczeństwem dostaw a kosztem energii dla odbiorcy. Analizę skutków implementacji różnych modeli rynków energii w obu krajach, w perspektywie do 2030 roku, przygotowały dwie największe organizacje sektora energii w Niemczech i Francji: BDEW (Niemieckie Stowarzyszenie Energetyki i Gospodarki Wodnej) oraz UFE (Francuskie Stowarzyszenie Energetyczne), przy wsparciu narzędzia dostarczonego przez Artelys Optimization Solutions. Wyniki analizy zostały przedstawione w raporcie *Raport francusko-niemiecki. Transformacja energetyczna i mechanizmy mocowe*, opublikowanym pod koniec lipca 2015.

Polski Komitet Energii Elektrycznej, we współpracy z autorami raportu, przedstawia Państwu polskie omówienie tej analizy. Opracowanie BDEW i UFE odpowiada na pytanie o opłacalność wdrażania mechanizmów mocowych. Odpowiedź jest jednoznaczna: **wprowadzenie rynku mocy obniża koszty energii dla gospodarki i pozwala na optymalizację sektora wytwarzania, zarówno pod względem ilości zainstalowanej mocy jak i miks paliwowego.**



Martin Weyand

Niemieckie Stowarzyszenie Energetyki i Gospodarki Wodnej (BDEW)

Niemieckie Stowarzyszenie Energetyki i Gospodarki Wodnej – BDEW czuje się zaszczycone, że wyniki przeprowadzonych we Francji i Niemczech badań zostały opublikowane w Polsce.

Istnieje szereg czynników, które powodują, że bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie jest zagwarantowane. Problem ten dotyka wszystkich krajów europejskich zarówno w średnim, jak i długim okresie. Rynek mocy, niejako z definicji, pozwala na osiągnięcie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii. Jednym z głównych wniosków płynących z raportu BDEW i UFE jest stwierdzenie, że **wprowadzenie mechanizmu mocowego na rynku energii prowadzi do redukcji kosztów w długim okresie.** Jest to wniosek sprzeczny z dominującym w opinii publicznej, mylnym przekonaniem. Dodatkowo równoległe wprowadzenie podobnych mechanizmów mocowych w dwóch lub większej liczbie krajów, spowoduje wzrost korzyści dla wszystkich uczestników rynku.

Słownik pojęć

- **EOM** (ang. *Energy Only Market*) – jednotowarowy rynek energii elektrycznej. Model rynku energii oparty na hurtowych cenach energii, jako podstawie wynagradzania za produkcję energii elektrycznej operatorów jednostek wytwórczych.
- **CRM** (ang. *Capacity Reliability Mechanism*) – mechanizm, którego zadaniem jest tworzenie dodatkowych zachęt finansowych dla wytwórców. Pozwala ustabilizować ich poziom przychodów oraz utrzymać rentowność, nawet przy niskim stopniu wykorzystania mocy (ograniczonym czasie pracy). Zapewnia bezpieczeństwo dostaw energii dla odbiorców końcowych.
- **Cap** (ang. *price cap*) – pułap cenowy, interwencja regulacyjna na rynku energii. Celem jest ograniczanie ryzyka znacznego wzrostu cen. Pułap cenowy wyznacza maksymalną wartość, jaką może osiągnąć cena energii elektrycznej na rynku hurtowym.
- **LOLE** (ang. *Loss of Load Expectation*) – wartość szacunkowa określająca liczbę godzin w ciągu roku, w których spodziewane jest niedopasowanie między popytem a podażą energii elektrycznej (niedobór mocy na pokrycie popytu). Wartość ta nie jest równoznaczna z liczbą blackoutów. W większości przypadków LOLE jest zarządzana przez operatora systemu w sposób nieodczuwalny dla odbiorców.
- **VoLL** (ang. *Value of Lost Load*) – stanowi szacunkową, krańcową cenę energii, którą odbiorca skłonny jest zapłacić, aby uniknąć przerw i zakłóceń w dostawach energii. W prezentowanej analizie przyjęto VoLL na poziomie 15 tys. EUR/MWh¹.
- **Marża pierwszego stopnia** – wynagrodzenie uzyskiwane przez operatorów jednostek. Liczona jako różnica między ceną sprzedaży energii na rynku, a kosztem zmiennym wytwarzania.

¹ W raporcie modelowanie VoLL następuje poprzez dodanie w modelu rynku energii jednostki o wysokim koszcie zmiennym (15 tys. EUR/MWh).

Czy Europa jest bezpieczna energetycznie?

Wiele państw w Europie i na świecie identyfikuje narastający problem zapewnienia odpowiedniego wolumenu mocy wytwórczych w systemach elektroenergetycznych. Możliwość wystąpienia niedoborów mocy powoduje konieczność zastanowienia się, czy jednotowarowy rynek tylko energii elektrycznej (ang. EOM-*Energy Only Market*) jest skutecznym rozwiązaniem oraz jakie mogą być koszty potencjalnych przerw w dostawach energii.

Według najnowszej prognozy ENTSO-E², część krajów nie będzie w stanie pokryć swojego zapotrzebowania na energię już w ciągu najbliższych dziesięciu lat. W scenariuszu konserwatywnym³ w Europie prognozowany jest strukturalny niedobór mocy wytwórczych. W 2025 roku suma zapotrzebowania na moc przewyższy moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych.

Prognozowane rezerwy mocy wytwórczych ponad zapotrzebowanie szczytowe, co do zasady, nie powinny spadać poniżej 15%⁴. W Europie, prognozowane przez ENTSO-E, rezerwy są istotnie niższe. W poszczególnych krajach członkowskich, w tym w największych krajowych systemach energetycznych, mamy do czynienia z niedoborami, bądź bardzo niskimi poziomami rezerw.

Według ENTSO-E kluczowe znaczenie ma rozwój fizycznych mocy transgranicznych (wraz z mechanizmami rynkowymi umożliwiającymi prowadzenie efektywnej i sprawiedliwej wymiany handlowej) oraz regulacyjności systemów elektroenergetycznych. Jednocześnie ENTSO-E wskazuje, że zastosowana metodyka analiz jest uproszczona i wymaga dalszego rozwoju w kierunku wykorzystywania metod probabilistycznych oraz uwzględnienia większej liczby obliczeń i danych.

² Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015.

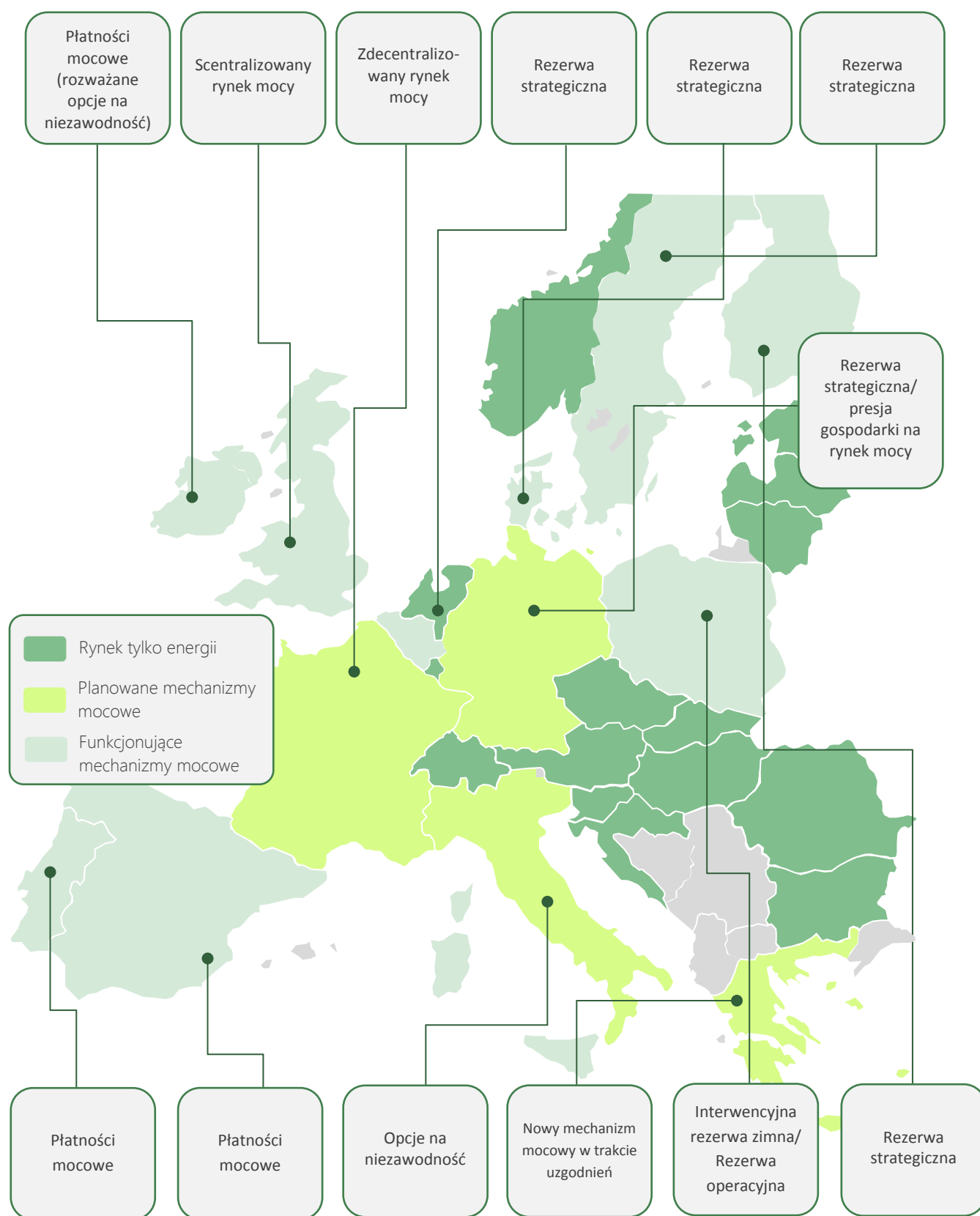
³ Scenariusz konserwatywny zakłada oddanie do eksploatacji fizycznie rozpoczętych inwestycji oraz inwestycji deklarowanych przez inwestorów.

⁴ Wartość rezerwy mocy wytwórczych ponad zapotrzebowanie szczytowe przyjmowana przez analityków (NERC – North American Electric Reliability Corporation) dla systemów, w których przeważają moce konwencjonalne.

Obecny model rynku nie wspiera bezpieczeństwa energetycznego

Polityka klimatyczna i środowiskowa Unii Europejskiej spowodowała szybką zmianę otoczenia rynku energii elektrycznej. Poszczególne kraje członkowskie zaczęły promować rozwój odnawialnych źródeł energii, wprowadzając indywidualne systemy wsparcia. Systemy te ewoluowały, dostosowując się do stopnia dojrzałości poszczególnych technologii, presji na ograniczanie kosztów wsparcia czy regulacji UE, dotyczących pomocy publicznej. Systemy wsparcia nie są ze sobą skoordynowane, co w istotny sposób zaburza procesy rynkowe i utrudnia realną konkurencję na rynku energii. Zasadniczym pozostaje fakt, że OZE wspierane są poza obszarem rynku hurtowego, na którym ma miejsce gra rynkowa między wytwórcami energii. Niskie koszty zmienne funkcjonowania instalacji odnawialnych sprawiają, że na krzywej podaży zajmują one miejsce przed jednostkami konwencjonalnymi, powodując znaczne skrócenie czasu pracy (zwłaszcza szczytowych i podszczytowych) jednostek konwencjonalnych. Dochody generowane przez jednostki konwencjonalne nie pokrywają w pełni ich kosztów. Powoduje to powstawanie niedoboru środków pieniężnych, nazywanego problemem *missing money*. Ze względu na brak pokrycia całkowitych kosztów produkcji, wytwarzanie energii elektrycznej stało się sektorem wysokiego ryzyka. Chcąc zredukować ryzyko, jednostki wytwórcze ograniczają wytwarzanie i uczestnictwo w konkurencyjnym rynku tylko energii elektrycznej (EOM), głównie poprzez wcześniejsze wyłączenia bloków z eksploatacji. Dodatkowo w obliczu niskich cen energii elektrycznej na rynku EOM, które nie pozwalają, w pełnym zakresie, na zwrot poniesionych nakładów, przedsiębiorstwa energetyczne nie podejmują lub ograniczają zakres inwestycji. W ten sposób problem *missing money* implikuje powstanie problemu *missing capacity*, który oznacza spadek zdolności wytwórczych, wynikający z braku inwestycji w nowe moce. Równoległe występowanie tych zjawisk może prowadzić do zagrożenia stabilności dostaw energii.

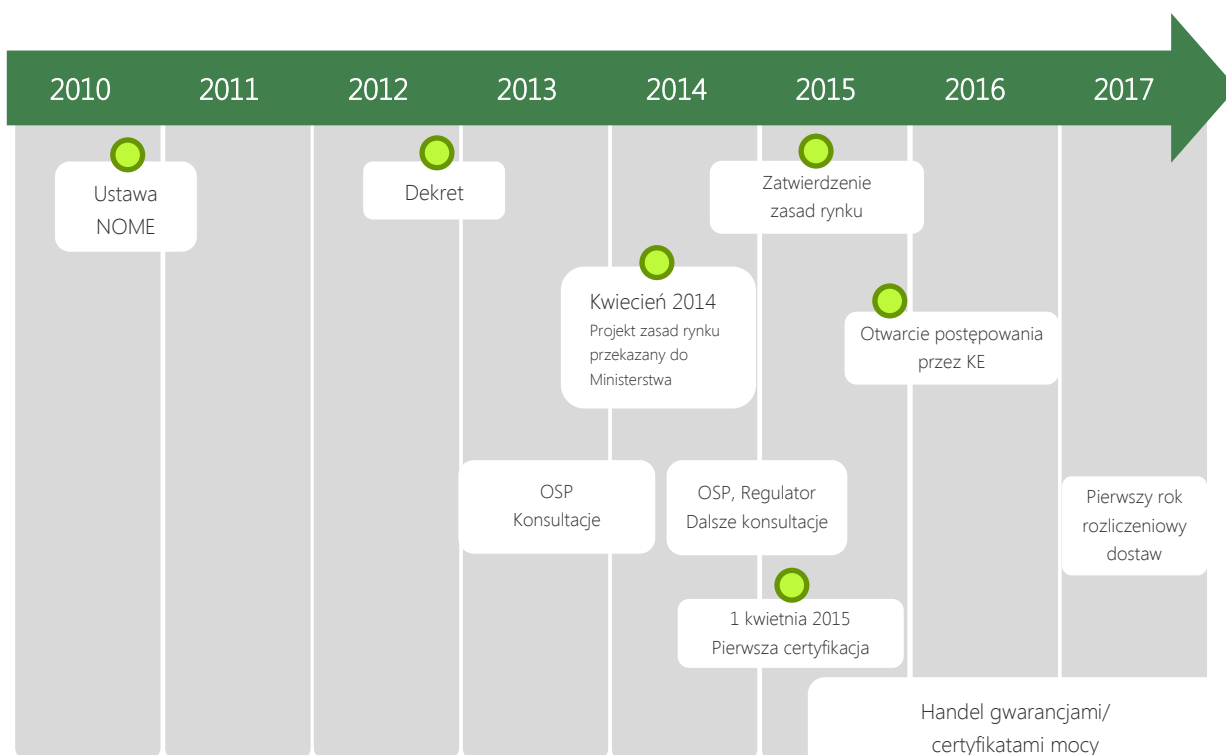
Ponadto europejskie rynki energii są zaburzane przez szereg interwencji o charakterze regulacyjnym i politycznym, takich jak: dolne i górne ograniczenia cenowe (ang. *price caps*), wspieranie wybranych źródeł wytwórczych i różnice w systemach podatkowych. Obecny sposób organizacji rynku energii nie zapewnia sygnałów cenowych dla inwestycji w nowe moce konwencjonalne, niezależnie od rodzaju technologii. Jako odpowiedź na problemy *missing money* i *missing capacity*, poszczególne kraje UE zaczęły wprowadzać mechanizmy mocowe.



*Dane ACER, wrzesień 2015.

Wdrażanie CRM we Francji

Francja w 2015 roku zakończyła pięcioletni proces wdrażania rynku mocy, zapoczątkowany w 2010 roku ustawą NOME (*Nouvelle Organisation du Marche de l'Electricite*). Ustawa zawiera ogólne zobowiązanie dostawców energii elektrycznej do wspierania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ogólne zasady działania rynku mocy we Francji wprowadził dekret z grudnia 2012 roku. Szczegółowe zasady rynku zostały uzgodnione w 2015 roku, pierwszym okresem obowiązywania rynku mocy we Francji ma być zima 2016/2017. Wdrażając CRM Francja pominęła część procedury obowiązującej na szczeblu europejskim. W konsekwencji, we wstępnym postępowaniu Komisja Europejska uznała francuski rynek mocy za niezgodny z zasadami pomocy publicznej, obowiązującymi w Unii Europejskiej.



Celem utworzenia rynku mocy we Francji jest z jednej strony, potrzeba redukcji zapotrzebowania szczytowego (które wzrastało w ostatnich latach o ok. 3% rocznie), z drugiej konieczność stworzenia warunków do inwestowania w zaawansowane technologicznie moce wytwórcze. Główną przyczyną utrzymującego się wzrostu zapotrzebowania szczytowego we Francji jest bardzo wysoka wrażliwość termiczna zapotrzebowania w tym kraju – 2,4 GW/1°C (niemal połowa wrażliwości temperaturowej całej Unii Europejskiej, ok. 5 GW/1°C), która wynika z dużego udziału ogrzewania elektrycznego.

We Francji będzie obowiązywał system gwarancji mocy, zobowiązujący odbiorców (bezpośrednio lub pośrednio przez dostawców energii) do posiadania wymaganego wolumenu mocy wytwórczych, odpowiadającego rzeczywistemu zapotrzebowaniu na moc w okresach szczytowych. Gwarancje mocy będą oferowane przez certyfikowane jednostki wytwórcze oraz podmioty świadczące usługę redukcji mocy (ang. *Demand Side Response*). Okresami weryfikacji obowiązku są, wskazane przez operatora sieci przesyłowej (OSP), rzeczywiste momenty zapotrzebowania szczytowego, skorygowane o dodatkowe czynniki, np. aktualne warunki pogodowe.

Zmienna produkcja rozproszonych OZE w Niemczech wymaga równoległego inwestowania w stabilne źródła energii

Niezależnie od decyzji politycznych o wprowadzeniu efektywnego EOM wspartego rezerwami strategicznymi, wprowadzenie CRM pozostaje jednym z potencjalnych rozwiązań, rozważanych na rynku niemieckim. Prowadzona od 2010 roku zdecydowana polityka *Energiewende*, polegająca na wygaszaniu mocy jądrowych i dynamicznym rozwoju odnawialnych źródeł energii, doprowadziła do wzrostu udziału OZE (głównie wiatrowych i fotowoltaicznych) w produkcji energii elektrycznej (ok. 30% – udział produkcji OZE w całkowitej produkcji energii elektrycznej w 2015 roku). Odnawialne źródła energii, tj. wiatr i słońce, cechuje duża zmienność produkcji, zależna bezpośrednio od występujących w danym momencie warunków atmosferycznych. Implikuje to, że cały system energetyczny musi być zaprojektowany w sposób, który zapewni dużą elastyczność i pozwoli dopasować zmienną produkcję z OZE do zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednocześnie konieczne jest rozwijanie konwencjonalnych źródeł energii, które zapewnią ciągłość dostaw, niezależnie od warunków atmosferycznych.

Jak wynika z doświadczeń niemieckich (np. pogarszające się wyniki finansowe największych niemieckich koncernów), obecny model rynku nie pozwala na pokrycie kosztów operacyjnych konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz nie wspiera nowych inwestycji w moce konwencjonalne. Polityka *Energiewende* zakłada wsparcie finansowe energetyki odnawialnej w Niemczech. Rozwój OZE o bardzo niskich kosztach zmiennych przyczynia się do spadku hurtowych cen energii elektrycznej.

Niskie ceny energii na niemieckim rynku hurtowym i, podobnie jak we Francji, ograniczenie czasu pracy jednostek konwencjonalnych, prowadzą do sytuacji, w której dalsze eksploatowanie elektrowni konwencjonalnych staje się nieopłacalne. Naturalną decyzją zarządzających tymi jednostkami jest ich wcześniejsze wyłączenie. Jest to istotne wyzwanie dla systemu energetycznego w Niemczech, gdyż te jednostki są często

(i w najbliższej przyszłości byłyby) niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W jaki sposób porównano modele rynku energii elektrycznej?

Celem analizy było porównanie konsekwencji, dla rynków francuskiego i niemieckiego, wdrożenia poszczególnych modeli rynku energii. W analizie posłużono się zaawansowanym modelem symulacyjnym, który umożliwił kompleksowe prognozowanie wielu elementów rynku energii elektrycznej. Analizowano następujące warianty modelu rynku:

1. EOM we Francji i Niemczech z ceną maksymalną równą 3000 EUR/MWh.⁵
2. EOM we Francji i Niemczech bez cen maksymalnych.
3. CRM we Francji, EOM w Niemczech. W obu krajach ceny maksymalne energii równe 3000 EUR/MWh.
4. CRM we Francji, EOM w Niemczech. W obu krajach nie funkcjonują ceny maksymalne energii.
5. Skoordynowany, wspólny CRM we Francji i Niemczech. W obu krajach ceny maksymalne energii.
6. Skoordynowany, wspólny CRM we Francji i Niemczech. W obu krajach nie funkcjonują ceny maksymalne energii.

Dla każdego wariantu dokonano symulacji zachowań uczestników rynku, skutkujących nowym miksem paliwowym o określonej charakterystyce, uwzględniającej:

- poziom bezpieczeństwa dostaw energii,
- ogólny poziom efektywności ekonomicznej,
- koszty dla odbiorcy końcowego.

Finalnym wynikiem analizy jest porównanie kosztów energii elektrycznej na rynku hurtowym. Uwzględniono następujące składniki kosztu energii:

- cenę energii wynikającą z kosztów zmiennych produkcji,
- wartość niedostarczonej energii – w wyniku braku odpowiednich zdolności wytwórczych,
- koszty stałe produkcji – koszty kapitałowe oraz operacyjne.

⁵ Model rynku energii najbardziej zbliżony do obecnie istniejącego kształtu rynku.

Wyniki zostały zaprezentowane w formie czterech przypadków, które szczegółowo omówiono poniżej. Każdy z przypadków (przypadek 1, 2, 3, 4) zawiera porównanie dwóch modeli rynku energii. Charakterystyka analizowanych modeli została przedstawiona w tabeli poniżej.

Przypadek	Francja		Niemcy			Francja		Niemcy	
	CRM	CAP	CRM	CAP		CRM	CAP	CRM	CAP
1	+	+	-	+	vs.	-	+	-	+
2	+	+	+	+		-	+	-	+
3	+	-	-	-		-	-	-	-
4	+	-	+	-		-	-	-	-

Przypadek 1 Analiza rynku z ceną maksymalną energii na poziomie 3000 EUR/MWh. Porównanie skutków implementacji CRM we Francji w stosunku do rynku tylko energii.

Przypadek 2 Analiza rynku z ceną maksymalną energii na poziomie 3000 EUR/MWh. Porównanie skutków implementacji CRM we Francji i Niemczech w stosunku do rynku tylko energii.

Przypadek 3 Analiza rynku bez maksymalnej ceny energii. Porównanie skutków implementacji CRM we Francji w stosunku do rynku tylko energii.

Przypadek 4 Analiza rynku bez maksymalnej ceny energii. Porównanie skutków implementacji CRM we Francji i Niemczech w stosunku do rynku tylko energii.

Rynek mocy bez ceny maksymalnej oznacza, że cena energii elektrycznej może osiągnąć wartość równą VoLL, która została przyjęta na poziomie 15 000 EUR/MWh.

Jak działa model analityczny opracowany na potrzeby raportu?

Model analityczny funkcjonuje według następującej sekwencji kroków:

- **Opracowanie scenariusza referencyjnego miks paliwowy.** Scenariusz wykorzystany w analizie został opracowany na podstawie prognoz ENTSO-E, zbieżnych z prognozami RTE⁶ i BMWi⁷. Jest to scenariusz teoretyczny, stanowiący punkt startowy analiz. W rzeczywistości decyzje biznesowe uczestników rynku, warunkowane czynnikami ekonomicznymi, spowodują, że miks paliwowy będzie inny. Decyzje te są prognozowane w następnych krokach.

⁶ Operator systemu przesyłowego we Francji.

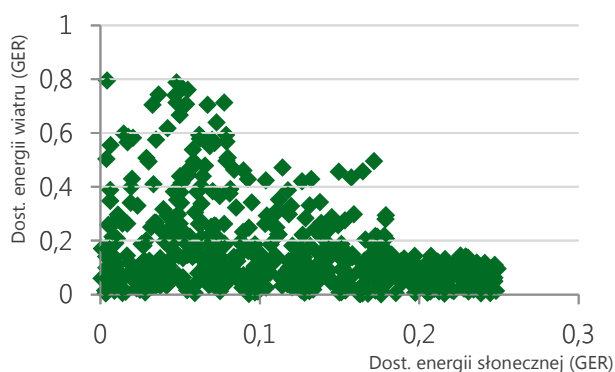
⁷ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energetyki w Niemczech.

- Opracowanie 50 scenariuszy klimatycznych na potrzeby analiz stochastycznych. Na potrzeby modelu, dla pojedynczego roku kalendarzowego, opracowano 50 scenariuszy klimatycznych, obejmujących godzinowe prognozy temperatury, wietrzności i natężenia promieniowania słonecznego. Uwzględniono korelację kluczowych wielkości, które determinują poziom zapotrzebowania na energię, czy poziom produkcji OZE. W tym kontekście **jednoczesne wystąpienie, np. szczytu zapotrzebowania na moc we Francji i Niemczech, bardzo istotnie wpływa na wymagany poziom mocy dyspozycyjnej.**

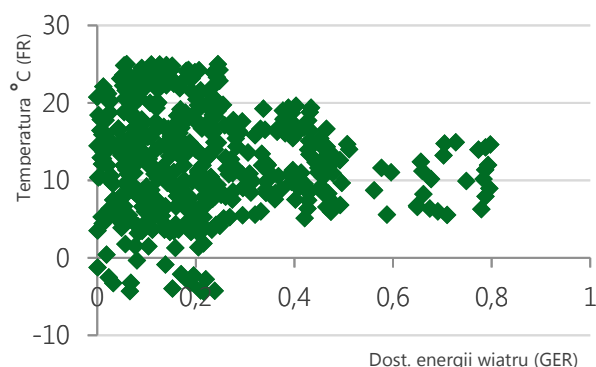
Na potrzeby scenariuszy wykorzystano bazy danych pogodowych z ostatnich trzydziestu lat. Scenariusze klimatyczne są wykorzystywane do modelowania stochastycznego, którego efektem są rozkłady prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych. Pozwalają one na modelowanie decyzji biznesowych uczestników rynku i tworzenie prognozy zmiany miks paliwowy. Zastosowanie 50 scenariuszy dla jednego roku umożliwia wykorzystanie bardzo dużej liczby scenariuszy w całym okresie analizy.

Wykresy na kolejnej stronie prezentują zależności pomiędzy temperaturą, generacją wiatrową oraz fotowoltaiczną (PV) we Francji i Niemczech. Występowanie niskich temperatur we Francji skorelowane jest z okresami o niewielkiej dostępności generacji wiatrowej w Niemczech (wykres po prawej). Jednocześnie w Niemczech przedziały czasowe z niewielką produkcją energii z wiatru pokrywają się w dużym stopniu z okresami niewielkiej generacji fotowoltaicznej (wykres po lewej). W sytuacji największego zapotrzebowania na energię we Francji (wynikającego z niskich temperatur, zwłaszcza w okresach zimowych), zarówno generacja wiatrowa jak i PV w Niemczech jest na stosunkowo niskim poziomie. Implikuje to wniosek, że w przypadku konieczności wzmożonego importu energii do Francji, poziom generacji z odnawialnych źródeł w Niemczech może być niewystarczający dla pokrycia zwiększonego popytu.

Korelacja dostępności energii wiatru i słonecznej w Niemczech



Korelacja temperatury powietrza we Francji i dostępności energii wiatru w Niemczech



W Niemczech niska generacja wiatrowa pokrywa się w dużym stopniu z niską generacją słoneczną.

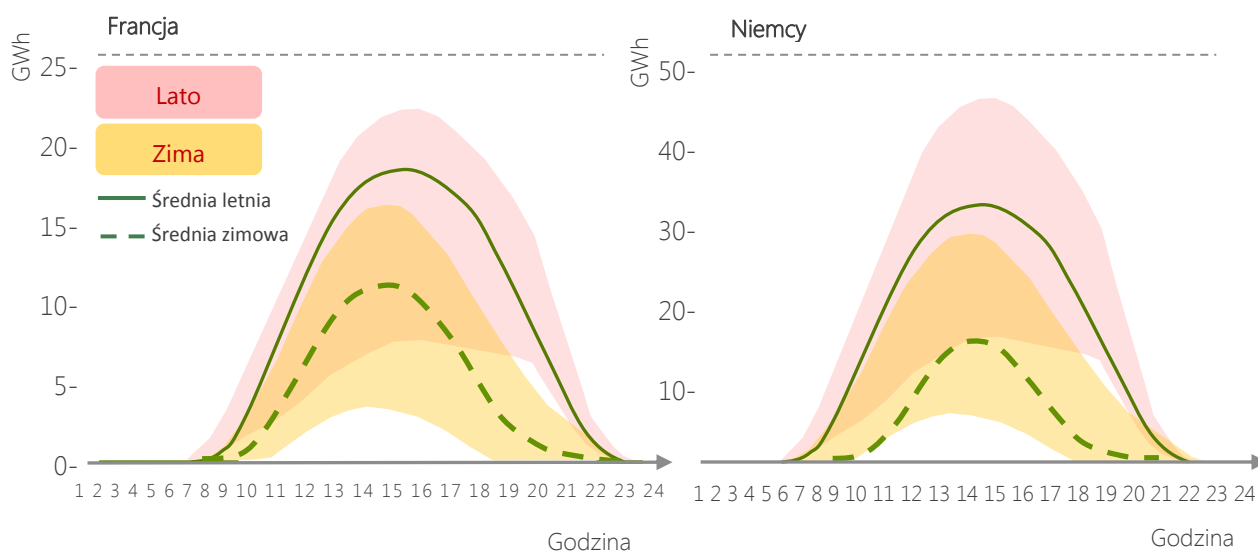
Okresy niskich temperatur we Francji i niewielkiej generacji wiatrowej w Niemczech są skorelowane.

W przypadku wzrostu zapotrzebowania wywołanego spadkiem temperatur we Francji i konieczności wzmożonego importu energii, generacja z odnawialnych źródeł w Niemczech może być niewystarczająca dla pokrycia zwiększonego popytu.

Najwyższa produkcja energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych, zarówno latem jak i zimą, występuje prawie jednocześnie w ciągu doby we Francji oraz w Niemczech (wykresy na kolejnej stronie). Oznacza to, że w obu krajach, w tym samym momencie następuje znaczący wzrost podaży energii, a następnie jej spadek. Prowadzi to do kumulacji produkcji energii fotowoltaicznej w pewnych godzinach oraz jej znacznego deficytu w innych.

W konsekwencji powoduje to konieczność zabezpieczenia stabilności dostaw energii poprzez wykorzystanie źródeł o przewidywalnym, stałym profilu produkcji.

Prognoza produkcji energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych, 2030 rok



W obu krajach, zarówno latem jak i zimą, prawie w tym samym momencie następuje kumulacja produkcji energii fotowoltaicznej.

- **Wybór pozostałych zmiennych.** Przyjęcie szeregu założeń dodatkowych, takich jak: zmiany zapotrzebowania na energię, w tym zależność od scenariuszy klimatycznych, agregaty jednostek wytwórczych poddane analizie⁸, koszty zmienne, koszt niedostarczonej energii (VoLL), dyspozycyjność poszczególnych rodzajów źródeł, charakterystyki jednostek szczytowo-pompowych oraz DSM, a także charakterystyka połączeń i wymiany transgranicznej.
- **Obliczenia iteracyjne równowagi ekonomicznej.** Obliczenie rozkładów prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych z uwzględnieniem analizy stochastycznej. Obliczenia iteracyjne decyzji biznesowych, o zmniejszaniu lub zwiększaniu mocy poszczególnych rodzajów źródeł aż do momentu osiągnięcia stanu równowagi, tj. miksu paliwowego, zapewniającego minimalizację całkowitych kosztów produkcji energii elektrycznej, przy zachowaniu rentowności jednostek, rozumianej jako pokrycie kosztów stałych operacyjnych oraz kapitałowych.

⁸ Patrz *Materiał dodatkowy*.

- **Zestawienie wyników.** Podsumowanie kosztów obliczonych w ramach kalkulacji równowagi ekonomicznej.

Sposób modelowania równowagi ekonomicznej

Decyzje podejmowane przez graczy rynkowych

Założono, że uczestnicy rynku podejmują uzasadnione ekonomicznie decyzje, odnośnie budowy i odstawień jednostek wytwórczych, tj.:

- Wyłączają jednostki, kiedy prognozowana marża pierwszego stopnia nie pokrywa kosztów stałych.
- Budują nowe jednostki, jeśli ich prognozowana marża pierwszego stopnia, co najmniej, pokrywa koszty stałe.

Na decyzje ma również wpływ percepcja ryzyka przez inwestorów, co zostało uwzględnione podczas analiz. Kalkulowany jest specjalny parametr – premia za ryzyko – w oparciu o rozkład prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia. Im większa jest zmienność prognozowanego rozkładu, względem wartości oczekiwanej, tym wyższej premii za ryzyko oczekują inwestorzy (są mniej skłonni do inwestowania i bardziej skłonni do odstawień).

Jak jest liczona premia za ryzyko ?

$$\text{Premia za ryzyko} = \frac{\text{Wariancja marży pierwszego stopnia w okresie życia}}{2 \times \text{wartość oczekiwana marży pierwszego stopnia w okresie życia}}$$

Wartość marży pierwszego stopnia w okresie życia to suma zdyskontowanych marż rocznych.

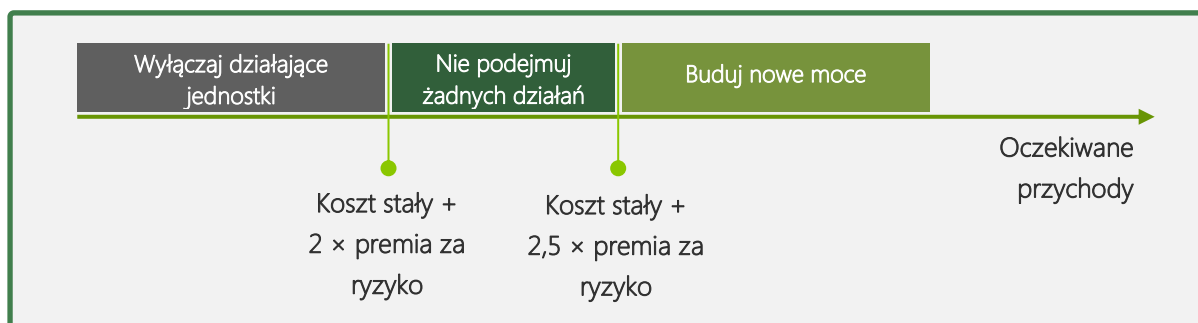
Premia za ryzyko jest istotną zmienną wspomagającą podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Wielkość ta bazuje na percepcji inwestycji ze strony inwestora. Premia obrazuje poziom ryzyka, które zgodzi się ponieść inwestor w zamian za konkretną, oczekiwaną przez niego wielkość przychodów. Poziom ryzyka kalkulowany jest jako możliwa zmienność przyszłych przychodów z inwestycji. Natomiast oczekiwany poziom przyszłych przychodów jest wyrażany w formie oczekiwanej marży pierwszego stopnia (2x)⁹.

⁹ Na podstawie: von Neumann and Morgenstern, *Theory of Games and Economic Behavior*, 2004.

Parametry wpływające na ocenę inwestycji przez graczy rynkowych, tj. koszty stałe i premia za ryzyko, różnią się dla poszczególnych technologii wytwórczych. W zależności od wartości parametrów każdy z inwestorów, działających na rynku, może podjąć jedną z trzech decyzji:

- Budować nowe jednostki;
- Nie podejmować żadnych działań;
- Wyłączyć działające jednostki.

Decyzje inwestycyjne uczestników rynku



Jeżeli rozwój danego źródła zostanie uznany przez inwestorów za opłacalny, decydują oni o zwiększeniu jego mocy zainstalowanej. Dzieje się tak w sytuacji, kiedy oczekiwane przychody z inwestycji równoważą poniesione koszty stałe i dodatkowo pokrywają, przynajmniej (2,5-krotnie) premię za ryzyko.

W przypadku kiedy sygnały generowane przez rynek nie są oceniane przez graczy rynkowych jako gwarantujące opłacalność eksploatacji, inwestorzy redukują moc zainstalowaną w danej technologii. Decyzja o wyłączeniu mocy jest podejmowana kiedy oczekiwane przez inwestora przychody nie pokrywają kosztów stałych, powiększonych o podwojoną premię za ryzyko. Inwestorzy nie podejmują żadnych działań dotyczących zwiększenia, bądź redukcji, zainstalowanych mocy w sytuacji, gdy oczekiwane przychody, z danej technologii, pokrywają ich koszty stałe oraz, w pewnym stopniu, ponoszone przez nich ryzyko. W takiej sytuacji brak jest zachęt rynkowych do rozbudowy mocy zainstalowanej i następuje stagnacja rynku na poziomie równowagi, wyznaczanym przez koszt inwestycji (uwzględniający ryzyko) i oczekiwane przychody.

Rozkłady prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia

Poniższy rysunek ilustruje przykładowy rozkład prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia, obliczony na podstawie analiz stochastycznych z wykorzystaniem wspomnianych wcześniej scenariuszy klimatycznych. Na rysunku zamieszczono opis interpretacji wykresu, gdyż będzie on wykorzystywany w dalszych częściach tego opracowania.

Przykładowy rozkład prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia



Marża pierwszego stopnia kalkulowana w oparciu o koszt krańcowy wytwarzania energii (ang. *merit order*)

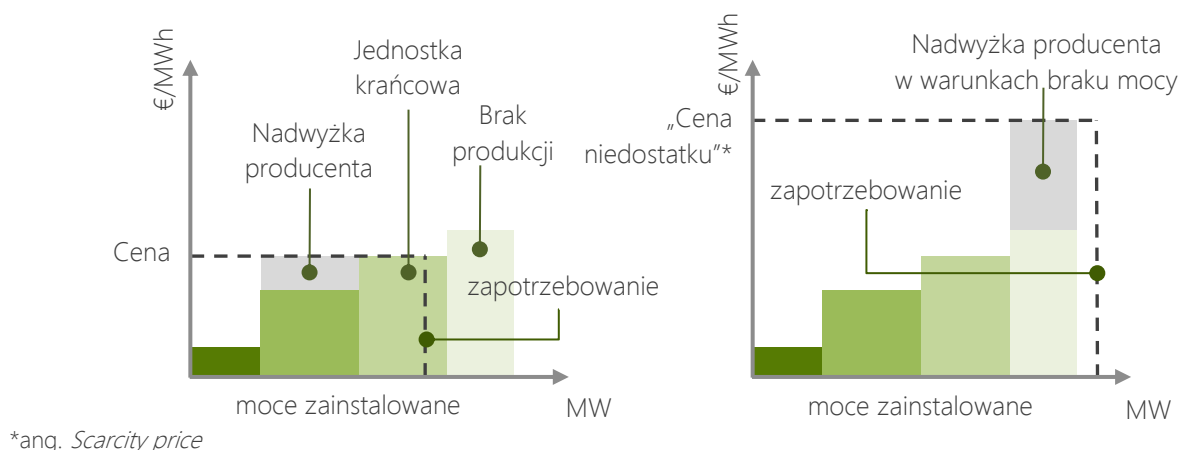
Merit order jest to narzędzie wykorzystywane do modelowania cen energii elektrycznej. Kształt *merit order* jest jednym z najważniejszych czynników wpływających na przychody operatorów jednostek wytwórczych (marże pierwszego stopnia).

Merit order pozwala uszeregować kolejność włączania jednostek według właściwego dla nich kosztu zmiennego wytwarzania. W pierwszej kolejności do pracy dopuszczane są jednostki o najniższych kosztach zmiennych. W przypadku wzrostu zapotrzebowania również droższe jednostki są uruchamiane, w celu jego pokrycia. W konsekwencji cena energii elektrycznej jest wyznaczana na podstawie kosztów zmiennych (krańcowych) jednostek domykających *merit order*.

Wynagrodzenie uzyskiwane przez operatorów jednostek, czyli marża pierwszego stopnia (marża ponad koszt zmienny), wyliczane jest jako różnica między ceną sprzedaży energii na rynku a kosztem zmiennym wytwarzania.

W sytuacji kiedy zapotrzebowanie jest niższe niż dostępna moc jednostek wytwórczych (rysunek po lewej), cena energii elektrycznej jest na tyle niska, że część jednostek balansuje na krawędzi opłacalności, a części w ogóle nie opłaca się produkować (poza *merit order*). W oczywisty sposób redukuje to marże (ponad koszt zmienny) dla wszystkich jednostek w systemie.

Ilustracja *merit order*



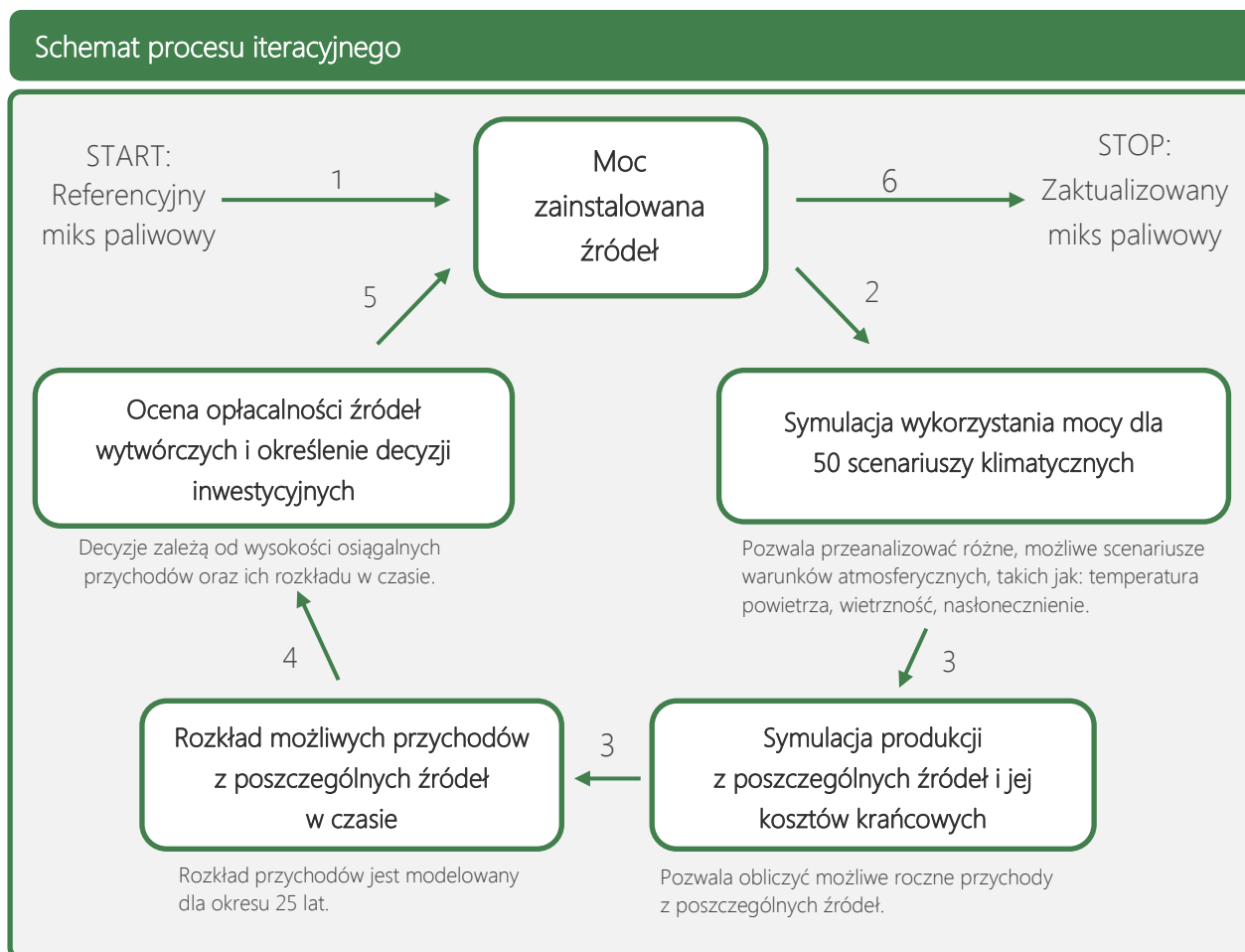
Jednostki, które znajdują się poza *merit order* mogą liczyć na wynagrodzenie jedynie w sytuacji wzrostu cen (do poziomu „ceny niedostatku”), spowodowanego wzrostem popytu (rysunek po prawej). W przypadku gdy zapotrzebowanie jest wyższe niż dostępna moc cena energii może osiągnąć wartość VoLL lub maksymalną wartość, określoną dla danego rynku (ang. *price cap*).

Proces iteracyjny dla rynku jednotowarowego

Równowaga ekonomiczna rynku jednotowarowego jest modelowana w kolejnych krokach:

1. START: Scenariusz referencyjny miks paliwowy.
2. Symulacja wykorzystania poszczególnych źródeł energii w zależności od scenariusza - dla 50 scenariuszy klimatycznych.
3. Aktualizacja rozkładu rocznych przychodów, uzyskiwanych przez poszczególne źródła, na podstawie danych o wykorzystaniu mocy (z uwzględnieniem kosztu krańcowego energii elektrycznej).
4. Określenie jakie decyzje podejmą inwestorzy w danym otoczeniu rynkowym, na podstawie ustaleń dotyczących wysokości oczekiwanej przez nich premii rynkowej.
5. Aktualizacja miks referencyjnego. Zwiększenie mocy zainstalowanej jednostek, które zostaną uznane przez inwestorów za opłacalne oraz zmniejszenie mocy jednostek, które zostaną zakwalifikowane przez graczy jako „jednostki przeznaczone do wyłączenia”.

6. STOP: Zaktualizowany na podstawie warunków rynkowych miks paliwowy.



Modelowanie mechanizmów mocowych

Cena mocy jest kalkulowana, niezależnie dla Francji oraz Niemiec, jako najniższa cena krańcowa (taka sama dla wszystkich rodzajów źródeł), zapewniająca wymagany poziom bezpieczeństwa dostaw. Dla wariantów, w których CRM jest analizowany tylko we Francji, miarą wymaganego bezpieczeństwa dostaw jest wskaźnik LOLE (ang. *Loss of Load Expectation*) nie przekraczający 3 godzin w roku¹⁰. Dla skoordynowanego CRM we Francji i Niemczech założono minimalny poziom rezerwy mocy dyspozycyjnej, przyjęty na podstawie referencyjnego miks paliwowy.

¹⁰ Oznacza to, że wartość oczekiwana liczby godzin w roku, kiedy popyt przekroczy podaż jest nie większa niż 3.

Cena mocy zmienia się w ramach procesu iteracyjnego, przedstawionego wyżej, zgodnie z następującą regułą:

- Jeżeli poziom bezpieczeństwa dostaw nie jest odpowiedni, cena mocy wzrasta do minimalnego poziomu, który spowoduje wzrost mocy zainstalowanej;
- Jeżeli poziom bezpieczeństwa dostaw jest wyższy niż wymagany, cena mocy spada do poziomu, który spowoduje spadek mocy zainstalowanej.

Wyniki analiz

Wpływ CRM na poziom ryzyka wytwórców

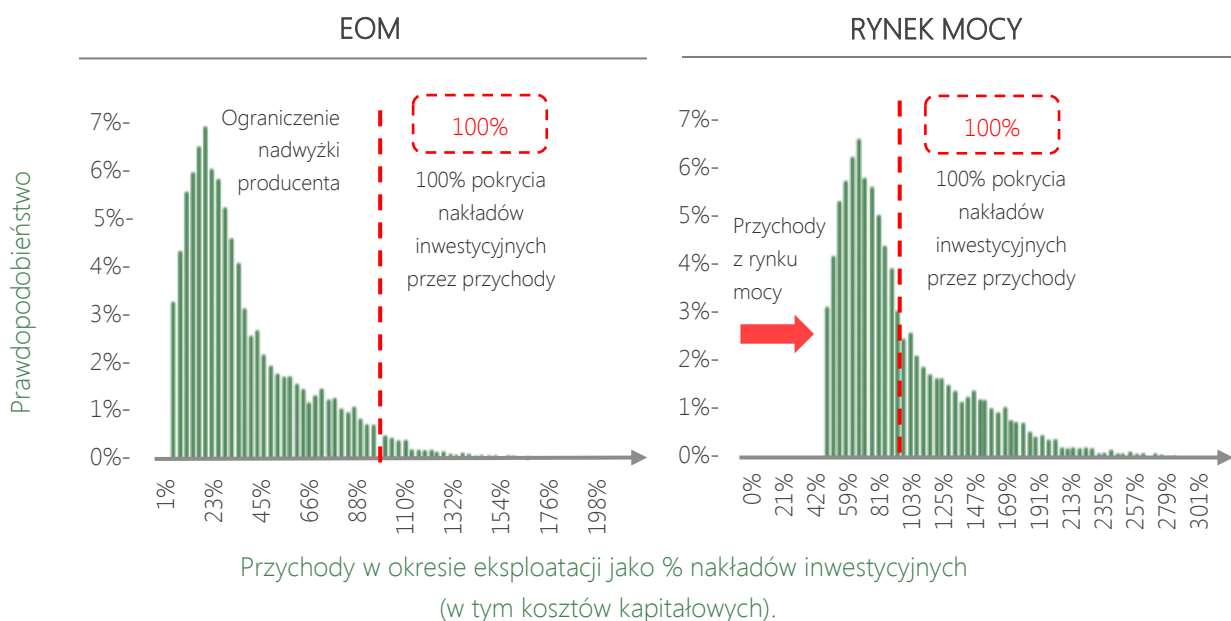
Na hurtowym rynku energii w Niemczech i Francji obowiązuje maksymalna cena energii, która wynosi 3000 EUR/MWh. Jest ona niższa niż cena energii, którą odbiorcy są średnio gotowi zapłacić, aby nie doświadczyć przerw w dostawie prądu, a którą określono na poziomie 15 000 EUR/MWh (wskaźnik VoLL). Prowadzi to do sytuacji, w której przychody jednostek wytwórczych wykazują mniejszą wrażliwość na popyt i warunki atmosferyczne. Dzieje się tak, ponieważ istnienie ceny maksymalnej nie pozwala na kształtowanie się cen rynkowych na odpowiednio wysokim poziomie w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania, czy ograniczenia podaży źródeł OZE. Ceny rynkowe nie mogą przekroczyć przyjętej wartości maksymalnej. W konsekwencji obserwujemy ograniczenie przychodów operatorów i jednoczesny wzrost ryzyka inwestycyjnego. Im niższy czas wykorzystania mocy poszczególnych źródeł, tym problem ten jest dotkliwszy.

W modelu rynku energii z mechanizmem mocowym, operatorzy jednostek wytwórczych są wynagradzani zgodnie z rynkową ceną energii oraz rynkową ceną za moc. W efekcie przychody operatora składają się z dwóch części: wynagrodzenia z rynku energii oraz wynagrodzenia za moc. Istotnym elementem tego rozwiązania jest gwarancja, że przychody otrzymywane za utrzymanie mocy są niezależne od warunków klimatycznych i pogodowych. W konsekwencji prowadzi to do ograniczenia ryzyka dla operatorów jednostek wytwórczych.

Rozkład marży pierwszego stopnia jednostki szczytowej na rynku EOM, bez ceny maksymalnej



Rozkład marży pierwszego stopnia jednostki szczytowej na rynku EOM z ceną maksymalną (po lewej) oraz na rynku z mechanizmem mocowym z ceną maksymalną (po prawej)



Rozkład marży pierwszego stopnia różni się w zależności od przyjętego modelu rynku. Rynek tylko energii (EOM) bez ceny maksymalnej, charakteryzuje się wysokim prawdopodobieństwem osiągnięcia przez jednostkę wytwórczą przychodu, który nie pokryje nakładów inwestycyjnych. Dodatkowo, rozciągnięcie wykresu wskazuje na dużą niepewność wyników, a tym samym na wysokie ryzyko inwestycji.

Wprowadzenie ceny maksymalnej na rynku EOM przyczynia się do ograniczenia nadwyżki producenta. Na wykresie jest to zilustrowane poprzez koncentrację rozkładu marży pierwszego stopnia bliżej wartości najbardziej prawdopodobnych.

Implementacja rynku mocy pozwala przede wszystkim na zwiększenie przychodów, które jednostka wygeneruje w okresie eksploatacji. Na wykresie przedstawione w postaci przesunięcia wykresu w prawą stronę. W konsekwencji rośnie prawdopodobny minimalny przychód z inwestycji. Wartość oczekiwana przychodów z rynku mocy pokryje minimum 42% nakładów inwestycyjnych. Taka gwarancja w oczywisty sposób ogranicza ryzyko dla inwestorów. Koncentracja prawdopodobnych przychodów wokół wartości pokrywającej w 100% nakłady inwestycyjne wskazuje na ich większą przewidywalność. **Każdy inwestor indywidualnie musi ocenić, jaki poziom ryzyka jest w stanie zaakceptować. Jednakże, wynikające z wdrożenia rynku mocy, zwiększenie przewidywalności przychodów oraz ich wysokości wpływa korzystnie na decyzje inwestycyjne.**

Wartością, która odzwierciedla, jak inwestorzy postrzegają ryzyko związane z inwestycją, jest przedstawiona wcześniej premia za ryzyko. Duża korelacja pomiędzy przychodami z inwestycji¹¹ a warunkami atmosferycznymi oraz duża zmienność przychodów, wpływa negatywnie na ocenę opłacalności przedsięwzięcia z punktu widzenia inwestora. W sytuacji gdy inwestorzy identyfikują duże prawdopodobieństwo, że ich przychody mogą nie pokrywać kosztów jednostki wytwórczej, rekompensują sobie tę niepewność zwiększając premię za ryzyko, a co za tym idzie podnoszą ceny lub odstawiają jednostki.

Premia za ryzyko (procentowy udział w koszcie stałym całego okresu życia)		
	Jednostki CCGT we Francji	Jednostki szczytowe we Francji
EOM we Francji, EOM w Niemczech <i>bez cen maksymalnych</i>	22,10%	50,70%
CRM we Francji, EOM w Niemczech <i>bez cen maksymalnych</i>	12,60%	30,50%
CRM we Francji, CRM w Niemczech <i>bez cen maksymalnych</i>	4,70%	14,00%
EOM we Francji, EOM w Niemczech <i>ceny maksymalne</i>	5,50%	14,30%
CRM we Francji, EOM w Niemczech <i>ceny maksymalne</i>	2,90%	9,50%
CRM we Francji, CRM w Niemczech <i>ceny maksymalne</i>	0,90%	4,20%

¹¹ Marżą pierwszego stopnia.

Niezależnie od rodzaju jednostek (jednostki szczytowe, czy CCGT), największa premia za ryzyko wymagana jest przez inwestorów w przypadku rynku tylko energii bez ceny maksymalnej. Wynika to z faktu bardzo niewielkiej przewidywalności przychodów w sytuacji, kiedy ceny hurtowe energii kształtują się jedynie w oparciu o prawa rynkowe.

Rynek mocy na rynku z ceną maksymalną

W tabelach poniżej porównano wpływ odpowiednio: wdrożenia CRM tylko we Francji oraz skoordynowanego CRM we Francji i Niemczech z rynkiem tylko energii, przy założeniu istnienia rynku z ograniczeniami cenowymi (cena maksymalna) w obu przypadkach.

Przypadek 1. Wpływ wprowadzenia rynku mocy we Francji na rynku z maksymalną ceną energii

Przypadek 1 zakłada, że zarówno we Francji jak i w Niemczech analizujemy rynek z maksymalną ceną energii na poziomie 3000 EUR/MWh. Dodatkowo na tym rynku porównujemy dwie sytuacje:

- Sytuacja 1 – CRM we Francji, EOM w Niemczech,
- Sytuacja 2 – EOM we Francji, EOM w Niemczech.

Skutki implementacji powyższych rozwiązań wyrażone są różnicą kosztów (Sytuacja 1 w stosunku do Sytuacji 2).

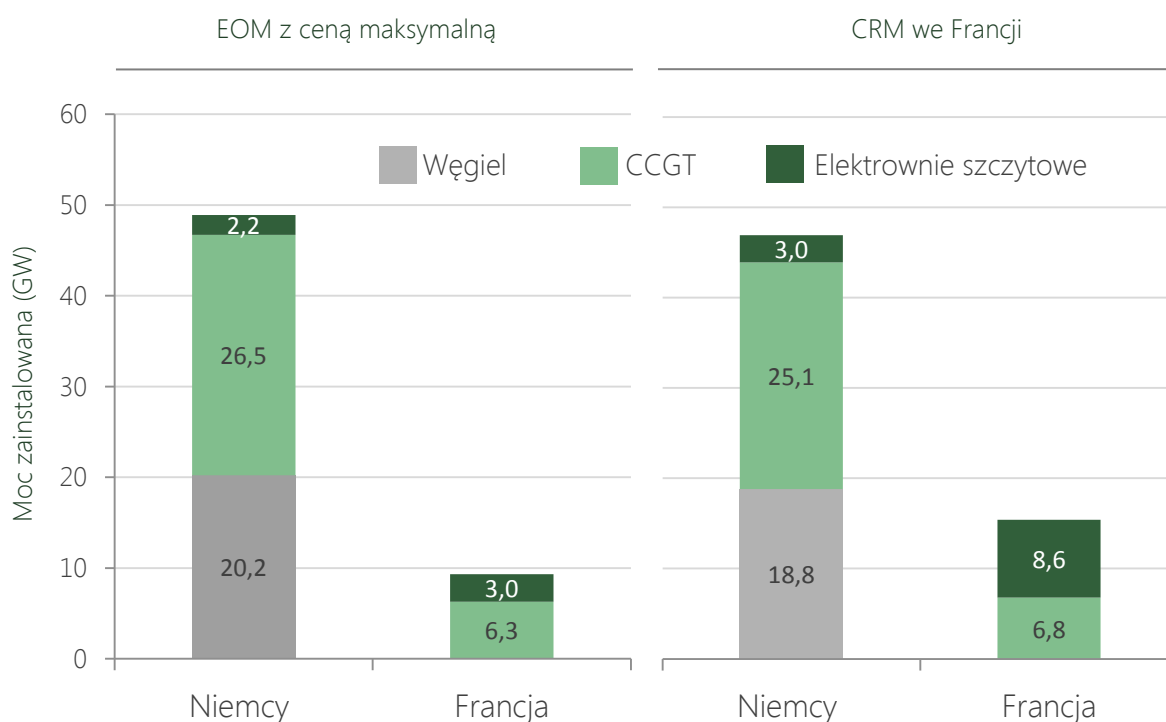
Rynek z maksymalną ceną energii				
Francja	Niemcy		Francja	Niemcy
CRM	EOM	vs.	EOM	EOM
Koszty operacyjne [mln EUR/rok]: +70				
Koszt niedostarczonej energii [mln EUR/rok]: -510				
Koszty stałe [mln EUR/rok]: +70				
Koszty razem [mln EUR/rok]: -370				

Wprowadzenie CRM pozwala na redukcję całkowitych kosztów systemu we Francji o 370 mln EUR rocznie. Wzrost kosztów operacyjnych oraz całkowitych, wynikający z przyrostu mocy zainstalowanej, jest znoszony przez znacznie większą redukcję kosztów niedoboru mocy. Niedobory mocy mogą występować, jeżeli kształt rynku energii generuje ryzyko większe, niż inwestorzy są w stanie ponieść. Wprowadzenie CRM we Francji gwarantuje wymagany poziom bezpieczeństwa dostaw i czterokrotnie obniża wolumen niedostarczonej energii w tym kraju, co zostało przedstawione w tabeli na kolejnej stronie.

Rynek z maksymalną ceną energii	EOM we Francji, EOM w Niemczech	CRM we Francji, EOM w Niemczech
Niedostarczona energia we Francji [GWh]	46	11
Niedostarczona energia w Niemczech [GWh]	9	10

Efektom wprowadzenia CRM we Francji (w stosunku do rynku tylko energii z ceną maksymalną) jest wzrost sumarycznej mocy zainstalowanej i rozwój gazowych źródeł szczytowych i podszczytowych (wykres poniżej). Równolegle w Niemczech następuje spadek mocy i wzrasta zapotrzebowanie na import z Francji, w tym na transgraniczne moce importowe. Obserwujemy naturalny i intuicyjny transfer inwestycji do kraju, który ogranicza ryzyko dla inwestorów. W konsekwencji w Niemczech wzrasta również poziom niedostarczonej energii.

Wpływ wprowadzenia CRM we Francji na zainstalowane moce węglowe, CCGT i szczytowe



Przypadek 2. Wpływ wprowadzenia skoordynowanego mechanizmu mocowego we Francji i Niemczech na rynku z maksymalną ceną energii

Przypadek 2 zakłada, że zarówno we Francji jak i w Niemczech analizujemy rynek z maksymalną ceną energii na poziomie 3000 EUR/MWh. Dodatkowo na tym rynku porównujemy dwie sytuacje:

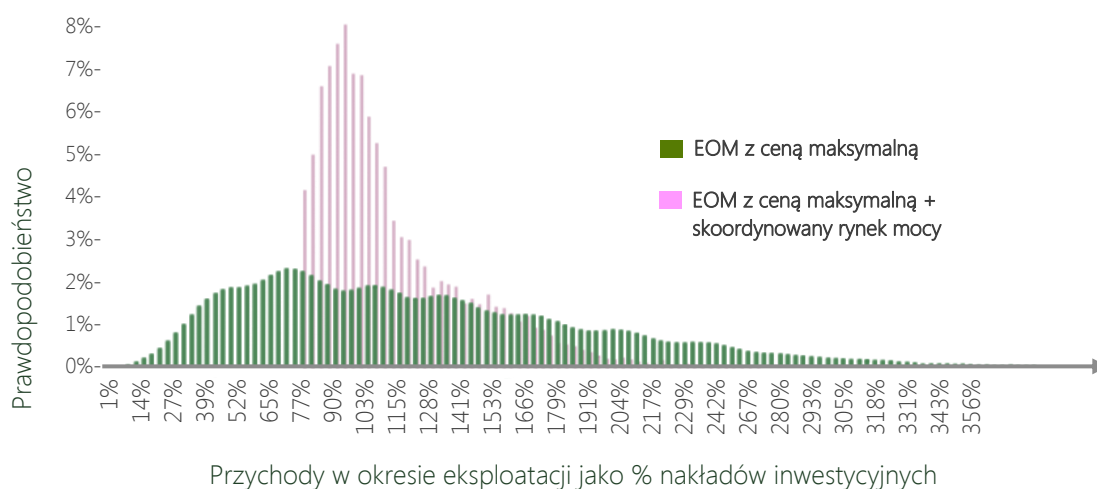
- Sytuacja 1 – CRM we Francji, CRM w Niemczech,
- Sytuacja 2 – EOM we Francji, EOM w Niemczech.

Skutki implementacji powyższych rozwiązań wyrażone są różnicą kosztów (Sytuacja 1 w stosunku do Sytuacji 2).

Rynek z maksymalną ceną energii				
Francja	Niemcy		Francja	Niemcy
CRM	CRM	vs.	EOM	EOM
Koszty operacyjne [mln EUR/rok]: <5				
Koszt niedostarczonej energii [mln EUR/rok]: -700				
Koszty stałe [mln EUR/rok]: 230				
Koszty razem [mln EUR/rok]: -470				

Skoordynowany CRM znacznie obniża ryzyko rynkowe źródeł wytwórczych, w pierwszej kolejności źródeł o niskim czasie wykorzystania mocy, czyli źródeł szczytowych, w dalszej kolejności źródeł podszczytowych i podstawowych. Na wykresie poniżej zaprezentowano wpływy skoordynowanego CRM na rozkład prawdopodobieństwa marży pierwszego stopnia źródeł szczytowych we Francji.

Rozkład przychodów w okresie życia dla jednostki szczytowej we Francji, rynek energii z ceną maksymalną

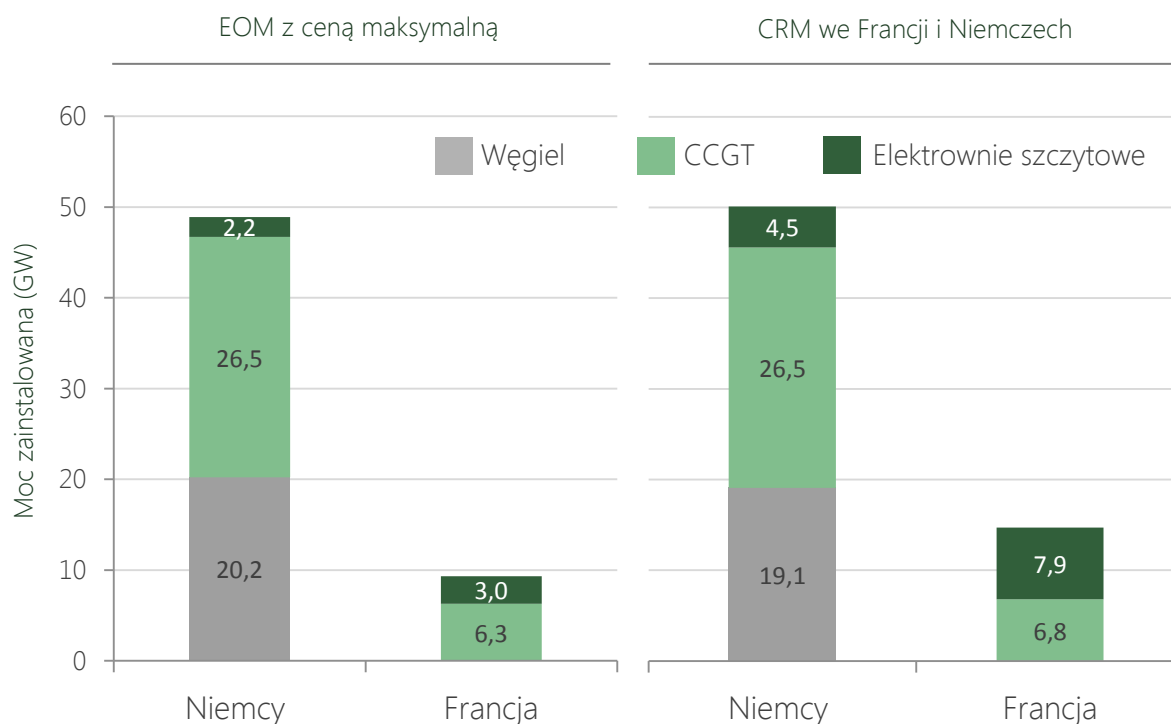


Skoordynowany CRM we Francji i w Niemczech kilkukrotnie zwiększa prawdopodobieństwo pokrycia nakładów inwestycyjnych przez przychody jednostki w okresie jej eksploatacji. Skoordynowany CRM we Francji i w Niemczech istotnie obniża wolumen niedostarczonej energii w obu krajach.

Rynek z maksymalną ceną energii	EOM we Francji, EOM w Niemczech	CRM we Francji, CRM w Niemczech
Niedostarczona energia we Francji [GWh]	46	6,7
Niedostarczona energia w Niemczech [GWh]	9	1,9

Dodatkowo skoordynowany CRM ogranicza transfer mocy wytwórczych oraz aktywności inwestycyjnej pomiędzy krajami, ponieważ zapewnia podobny poziom ryzyka inwestycyjnego zarówno we Francji jak i w Niemczech. Implementacja wpływa korzystnie na zrównoważony rozwój mocy zainstalowanych w obu krajach, w porównaniu z modelem rynku tylko energii z ceną maksymalną oraz rynku mocy tylko we Francji.

Wpływ wprowadzenia skoordynowanego CRM we Francji i Niemczech na zainstalowane moce węglowe, CCGT i szczytowe



Rynek mocy przy braku ceny maksymalnej

W tabelach poniżej porównano wpływ odpowiednio wdrożenia CRM tylko we Francji oraz skoordynowanego CRM we Francji i Niemczech z rynkiem tylko energii, przy założeniu braku ceny maksymalnej w obu przypadkach.

Przypadek 3. Wpływ wprowadzenia mechanizmu mocowego we Francji na rynku bez maksymalnej ceny energii

Przypadek 3 zakłada, że zarówno we Francji jak i w Niemczech, analizujemy rynek bez maksymalnej ceny energii. Dodatkowo na tym rynku porównujemy dwie sytuacje:

- Sytuacja 1 – CRM we Francji, EOM w Niemczech,
- Sytuacja 2 – EOM we Francji, EOM w Niemczech.

Skutki implementacji powyższych rozwiązań wyrażone są różnicą kosztów (Sytuacja 1 w stosunku do Sytuacji 2).

Rynek bez maksymalnej ceny energii				
Francja	Niemcy		Francja	Niemcy
CRM	EOM	vs.	EOM	EOM
Koszty operacyjne [mln EUR/rok]: -20				
Koszt niedostarczonej energii [mln EUR/rok]: <5				
Koszty stałe [mln EUR/rok]: +20				
Koszty razem [mln EUR/rok]: <5				

Implementacja rynku mocy tylko we Francji pozwala na stosunkowo niewielką redukcję kosztów całkowitych dla systemu. Dodatkowo wzrost bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców, wyrażony spadkiem kosztów niedostarczonej energii, jest najmniejszy spośród analizowanych przypadków.

Przypadek 4. Wpływ wprowadzenia skoordynowanego mechanizmu mocowego we Francji i Niemczech na rynku bez maksymalnej ceny energii

Przypadek 4 zakłada, że zarówno we Francji jak i w Niemczech, analizujemy rynek bez maksymalnej ceny energii. Dodatkowo na tym rynku porównujemy dwie sytuacje:

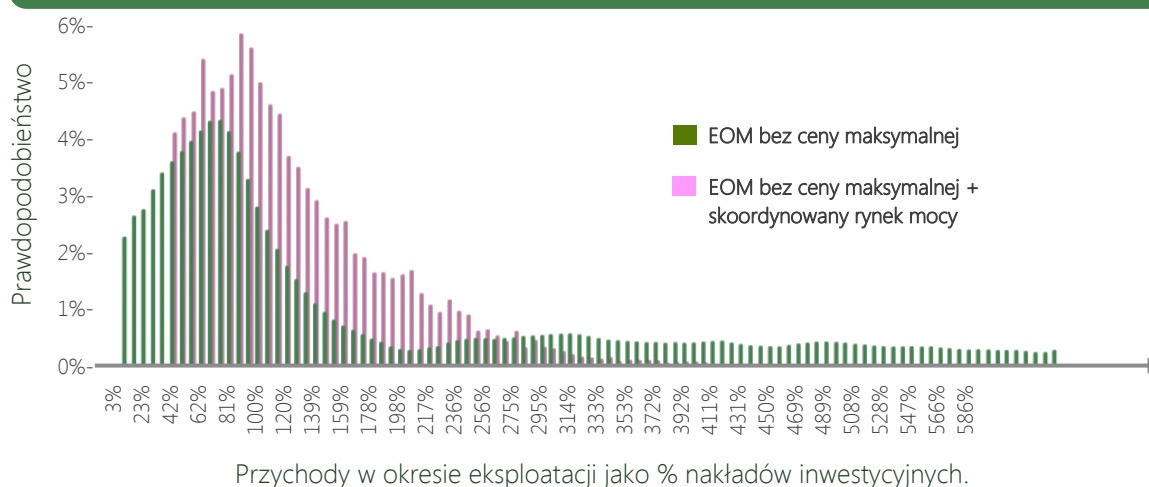
- Sytuacja 1 – CRM we Francji, CRM w Niemczech,
- Sytuacja 2 – EOM we Francji, EOM w Niemczech.

Skutki implementacji powyższych rozwiązań wyrażone są różnicą kosztów (Sytuacja 1 w stosunku do Sytuacji 2).

Rynek bez maksymalnej ceny energii				
Francja	Niemcy		Francja	Niemcy
CRM	CRM	vs.	EOM	EOM
Koszty operacyjne [mln EUR/rok]: +30				
Koszt niedostarczonej energii [mln EUR/rok]: -70				
Koszty stałe [mln EUR/rok]: +10				
Koszty razem [mln EUR/rok]: -30				

Niezależnie od funkcjonowania cen maksymalnych skoordynowany rynek mocy ponownie obniża ryzyko dla źródeł, co obrazuje rysunek poniżej. Zniesienie cen maksymalnych spowoduje, że więcej przychodów jednostek wytwórczych będzie generowanych z rynku energii, co nieznacznie zwiększy ryzyko źródeł wytwórczych w stosunku do rynku z ograniczeniami cenowymi.

Rozkład przychodów w okresie życia dla jednostki szczytowej we Francji, rynek energii bez ceny maksymalnej

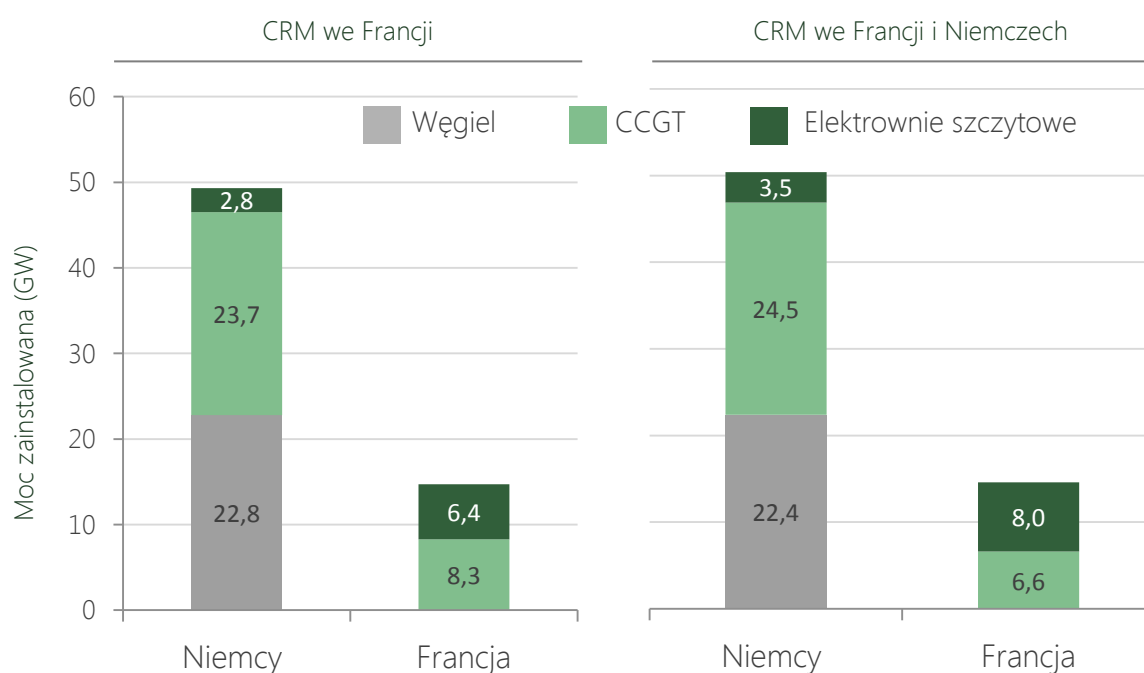


Korzyści z wprowadzenia skoordynowanego CRM polegają na redukcji wolumenu i kosztu niedostarczonej energii, co przedstawiono w poniższej tabeli.

Rynek bez maksymalnej ceny energii	EOM we Francji, EOM w Niemczech	CRM we Francji, CRM w Niemczech
Niedostarczona energia we Francji [GWh]	9,9	6,7
Niedostarczona energia w Niemczech [GWh]	3,5	1,9

Podobnie jak w przypadku rynku z ceną maksymalną, na rynku bez ceny maksymalnej wprowadzenie skoordynowanego rynku mocy zapobiega transferowi mocy zainstalowanej między krajami. Dzięki równomiernemu ograniczeniu ryzyka inwestycyjnego w obu krajach rozbudowa mocy następuje zarówno w Niemczech jak i we Francji.

Wpływ wprowadzenia skoordynowanego CRM we Francji i Niemczech na zainstalowane moce węglowe, CCGT i szczytowe



Podsumowanie wyników analizy

Nazwa	Przypadek 1		Przypadek 2		Przypadek 3		Przypadek 4	
	Rynek z ceną maksymalną				Rynek bez ceny maksymalnej			
Opis	CRM we Francji	EOM	Skoordynowany CRM	EOM	CRM we Francji	EOM	Skoordynowany CRM	EOM
Niedostarczona energia we Francji [GWh]	11	46	6,7	46	bd	9,9	6,7	9,9
Niedostarczona energia w Niemczech [GWh]	10	9	1,9	9	bd	3,5	1,9	3,5
Redukcja kosztów niedostarczonej energii [mln EUR/rok]	-510		-700		<5		-70	
Redukcja kosztów ogółem [mln EUR/rok]	-370		-470		<5		-30	

Uwaga. Każdy przypadek porównuje różne opcje wdrożenia CRM z rynkiem tylko energii (EOM).

Największa redukcja łącznych kosztów (470 mln EUR/rocznie) może zostać osiągnięta dzięki wprowadzeniu skoordynowanego mechanizmu CRM we Francji i Niemczech na rynku z maksymalną ceną energii (Przypadek 2). Mniejszą redukcję kosztów (370 mln EUR/rok) generuje implementacja mechanizmu mocy tylko we Francji, również na rynku z ceną maksymalną (Przypadek 1).

Wprowadzenie CRM na rynku bez ceny maksymalnej nie pozwala tak znacząco obniżyć kosztów systemu. Jednakże i w tym otoczeniu rynkowym widoczna jest ponad sześciokrotnie większa redukcja kosztów w sytuacji, kiedy mechanizm CRM implementowany jest w obu krajach (skoordynowany CRM), w porównaniu z sytuacją działania CRM jedynie we Francji.

Implementacja CRM, zarówno na rynku z maksymalną ceną energii, jak i na rynku bez maksymalnej ceny energii, przyczynia się do znaczącej poprawy bezpieczeństwa dostaw dla odbiorców końcowych. W obu krajach wartość niedostarczonej energii po wprowadzeniu rynku mocy spada. Największą łączną redukcję niedostarczonej energii można uzyskać poprzez wprowadzenie skoordynowanego CRM (Przypadek 2 i Przypadek 4). Jest to warunkowane ograniczeniem transferu mocy z Niemiec do Francji. Z uwagi na ograniczenie ryzyka dla inwestorów następuje przyrost mocy zainstalowanych w obu krajach. Jeżeli CRM występuje jedynie we Francji obserwujemy transfer mocy z Niemiec do Francji.

Podsumowanie

Opracowanie BDEW i UFE w sposób ilościowy odpowiada na pytanie o opłacalność wdrażania mechanizmów mocowych. Odpowiedź jest jednoznaczna – **wprowadzenie rynku mocy obniża koszty energii dla gospodarki i pozwala na optymalizację sektora wytwarzania, zarówno pod względem ilości zainstalowanej mocy, jak i miksu paliwowego.**

Rynek mocy jest korzystny dla wszystkich rodzajów źródeł wytwórczych:

- Pozwala na rozwój źródeł szczytowych, podszczytowych oraz DSR, znacznie obniżając ryzyko inwestycyjne,
- Optymalizuje wolumen mocy zainstalowanych poprzez stworzenie warunków do utrzymywania, ważnych dla bezpieczeństwa systemu, istniejących jednostek oraz daje właściwy sygnał inwestycyjny do budowy nowych mocy,
- Rynek mocy to komplementarne rozwiązanie dla rozwoju źródeł odnawialnych. Pozwala na ograniczenie ryzyka związanego ze zmiennymi warunkami pogodowymi i dyspozycyjnością niesterowalnych OZE oraz wrażliwością termiczną popytu na energię.

Dodatkowo wprowadzenie skoordynowanego rynku mocy zapobiega transferowi mocy z Niemiec do Francji, co ma miejsce w przypadku implementacji CRM jedynie we Francji.

Wprowadzenie rynku mocy w perspektywie długoterminowej:

- Zwiększy bezpieczeństwo dostaw – poprzez redukcję wolumenu, a tym samym kosztu niedostarczonej energii,
- Obniży ryzyko inwestycyjne – wartości oczekiwane przychodów jednostek będą co prawda niższe, ale jednocześnie dużo bardziej przewidywalne.



Material dodatkowy



Założenia przyjęte w raporcie (wartości referencyjne)

- Referencyjny miks wytwórczy dla Francji i Niemiec.

Odzwierciedla zmiany, które zgodnie z planami tych państw, zostaną wprowadzone w miksach wytwórczych obydwu krajów do 2030 roku. Miksy charakteryzują się wzrostem udziału odnawialnych źródeł energii w mocy zainstalowanej w obu państwach oraz całkowitym wygaszeniem mocy atomowych w Niemczech. Źródłem informacji dotyczących zainstalowanych mocy OZE, atomowych i węgla brunatnego były krajowe i międzynarodowe prognozy dotyczące: rozwoju OZE, magazynowania energii, mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną (DSR), konsumpcji, importu i eksportu oraz mocy zainstalowanych źródeł atomowych i węglowych. Otrzymany w ten sposób miks referencyjny jest zbliżony z prognozami ENTSO-E.

Referencyjny miks wytwórczy (moc zainstalowana, MW), 2030 rok		
Technologia	Francja	Niemcy
Atom	48 000	0
Węgiel brunatny	0	17000
Elektrownie wodne przepływowe	13 100	4000
Rezerwuary wodne	9300	0
Elektrownie szczytowo-pompowe	4300	8000
Inne konwencjonalne	4200	2880
Fotowoltaika	30 800	68 000
Wiatr	36 200	59 000
Energia geotermalna	5800	7000

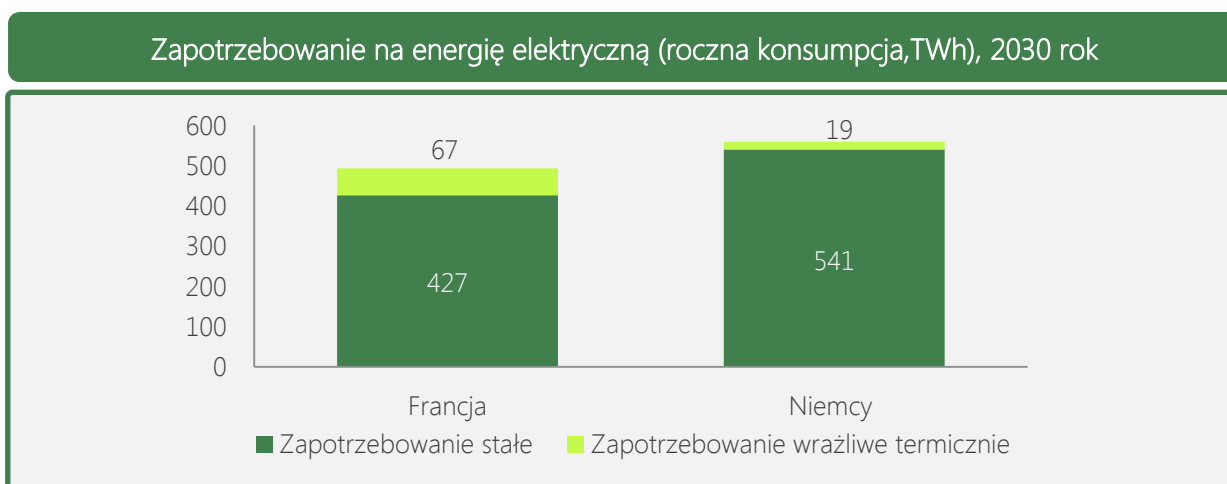
Referencyjne wartości zainstalowanych mocy konwencjonalnych (węgiel kamienny, CCGT i elektrowni szczytowych) we Francji i Niemczech w 2030 roku, zostały ustalone na podstawie modelu rozwoju mocy zainstalowanej *capacity expansion model* (tabela na kolejnej stronie).

Zainstalowana moc konwencjonalna (MW), 2030 rok		
Technologia	Francja	Niemcy
Węgiel kamienny	0	17 500
CCGT	6300	27 200
Elektrownie szczytowe	8300	5300

Łączna moc zainstalowana w referencyjnym miksie wytwórczym we Francji i Niemczech wynosi odpowiednio 151,7 GW i 165,88 GW. Największy udział w mocy zainstalowanej we Francji ma energetyka atomowa – 31,6%, a w Niemczech fotowoltaika – 41%. Miks referencyjny zakłada również, że w sektorze energetycznym we Francji nie będzie mocy opartych o węgiel brunatny i kamienny, natomiast w Niemczech zostaną wygaszone całkowicie elektrownie atomowe.

■ Zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w obu krajach jest podzielone na dwie części: część wrażliwą termicznie i stałą. Wrażliwa termicznie część zapotrzebowania jest uzależniona od temperatury powietrza. W skład zapotrzebowania wrażliwego termicznie wchodzi głównie ogrzewanie elektryczne i klimatyzacja. Zapotrzebowanie stałe to zapotrzebowanie wynikające z wykorzystania urządzeń gospodarstwa domowego, konsumpcji przemysłowej i zapotrzebowania na energię sektora transportowego. Wrażliwość termiczna zapotrzebowania na energię elektryczną we Francji jest ponad 3,5-krotnie większa, niż w Niemczech. Wynika to z większego udziału ogrzewania elektrycznego we Francji. W konsekwencji wzrasta zapotrzebowanie na energię elektryczną we Francji zimą, co prowadzi do częstych i gwałtownych wzrostów cen w wyniku spadku temperatury powietrza.



- Zarządzanie popytem na energię elektryczną.

Zarządzanie popytem na energię elektryczną (DSR) zostało podzielone na swobodną oraz awaryjną redukcję obciążenia. Swobodna redukcja obciążenia reprezentuje moc, która może zostać zredukowana w ramach elastyczności cenowej popytu. Ze względu na ograniczony wolumen potencjalnej redukcji, swobodna redukcja obciążenia jest aktywowana jedynie przy wysokich cenach energii (w peaku). Awaryjna redukcja obciążenia ma miejsce w momencie wystąpienia cen powyżej 400 EUR/MWh i składa się z mocy, które mogą zostać zredukowane przez przemysł. Koszt tej redukcji jest ponad czterokrotnie wyższy niż koszt uruchomienia jednostki wytwórczej. Awaryjna redukcja jest wykorzystywana jedynie w skrajnych sytuacjach – w celu uniknięcia blackoutu.

Zarządzanie popytem na energię elektryczną – dostępne moce (MW), 2030 rok		
	Francja	Niemcy
Swobodna redukcja obciążenia	7000	2500
Awaryjna redukcja obciążenia	4000	5000

- Zmiana poziomu wymiany transgranicznej między Niemcami i Francją.

Wartość wymiany transgranicznej między Francją i Niemcami w miksie referencyjnym została zoptymalizowana na takiej samej zasadzie jak aktywa konwencjonalne.

Przesył energii Francja – Niemcy, 2030 rok	Moc przesyłowa (MW)	Średnie roczne transfery (TWh)
Francja – Niemcy	6900	20,5
Niemcy – Francja	6900	5,5

Warto zwrócić uwagę, że otrzymane optymalne wartości dostępnych połączeń transgranicznych, do przesyłu energii elektrycznej w 2030 roku, różnią się od obecnie dostępnych. Obecna wydolność połączeń transgranicznych z Niemiec do Francji wynosi 4,4 GW, natomiast z Francji do Niemiec 2,45 GW.

- Wymiana transgraniczna z innymi państwami Europy.

Francja, ze względu na zakładane utrzymanie się dużego udziału energii atomowej w miksie energetycznym, ma pozytywny bilans wymiany transgranicznej z innymi krajami. Średni roczny poziom eksportu energii z Francji przyjmowany jest na poziomie 50 TWh. Dla Niemiec utrzymuje się zrównoważenie eksportu i importu.

■ Zmienne koszty produkcji.

Zmienne koszty produkcji		
Technologia	Koszt paliwa (EUR/MWh)	Poziom emisji CO ₂ (t/MWh)
Atom	6,4	0
Węgiel kamienny	25	0,89
Węgiel brunatny	15	0,99
CCGT	52	0,4
Elektrownie szczytowe	82	0,62
Inne konwencjonalne	82	0,62

Zmienne koszty produkcji uwzględniają koszty paliwa oraz koszty emisji dwutlenku węgla. Cena emisji dwutlenku węgla została zamrożona na poziomie 33 EUR/tona. Najniższe koszty zmienne w perspektywie 2030 roku mają elektrownie atomowe, natomiast najwyższe jednostki szczytowe.

■ Rodzaje źródeł wytwórczych.

Na potrzeby raportu źródła wytwórcze zostały zagregowane i zaklasyfikowane do jednej z trzech grup:

- źródła nieodnawialne,
- źródła odnawialne o zmiennej produkcji,
- źródła wodne magazynujące energię.

Do **źródeł nieodnawialnych** zaliczono elektrownie: atomowe, na węgiel brunatny, na węgiel kamienny, CCTG oraz szczytowe. Każda z jednostek jest scharakteryzowana z uwzględnieniem mocy zainstalowanej (MW), kosztów zmiennych (EUR/MWh) oraz profilu dostępności mocy (w %, na podstawie danych historycznych).

Do **źródeł odnawialnych o zmiennej produkcji** zaklasyfikowano elektrownie: wiatrowe, słoneczne, odnawialne termalne, wodne przepływowe i wodne zaporowe. Produkcja i moc zainstalowana tych źródeł została oparta na danych historycznych oraz wartościach uzyskanych na podstawie scenariuszy klimatycznych.

Do grupy źródeł magazynujących energię zaliczono sezonowe magazyny wodne oraz elektrownie szczytowo-pompowe. Dla elektrowni szczytowo-pompowych przyjęto charakterystykę opartą na mocy zainstalowanej, mocy magazynowania i sprawność magazynowania na poziomie 80%. Do sezonowych magazynów wodnych zaklasyfikowano rezerwuary wodne, które scharakteryzowano biorąc pod uwagę moc magazynowania, minimalny poziom magazynowania i profil przepływów wody.







Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE) – wiodące stowarzyszenie branży elektroenergetycznej, którego działalność koncentruje się na zagadnieniach związanych z jej funkcjonowaniem w nowoczesnej gospodarce rynkowej. Angażuje się w działania, których celem jest dostosowanie polskiej elektroenergetyki do wyzwań związanych z integracją europejską.



Niemieckie Stowarzyszenie Energetyki i Gospodarki Wodnej (BDEW) – organizacja zrzeszająca przedsiębiorstwa z sektorów: gazowego, energetycznego, wodnego, ciepłowniczego i gospodarki komunalnej. Nadrzędnym celem stowarzyszenia jest kształtowanie bezpiecznej, efektywnej ekonomicznie i przyjaznej dla środowiska gospodarki.



Francuskie Stowarzyszenie Energetyczne (UFE) – stowarzyszenie sektora elektroenergetycznego, zrzeszające przedstawicieli sektorów energii elektrycznej i gazu. W ramach struktur stowarzyszenia działa ponad 500 przedsiębiorstw. Reprezentuje interesy i stanowiska tych branż, a także lobbuje na rzecz rozwiązań prawnych korzystnych dla ich rozwoju.

www.pkee.pl



@PKEE_Brussels

Przy wykorzystaniu informacji pochodzących z niniejszego materiału, prosimy powoływać się na źródło.