



Rynek lokalizacyjny w Polsce

Bezpieczeństwo dostaw, koszty i wpływ
na transformację energetyczną

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 publikacje Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTORZY

Michael Hogan – Regulatory Assistance Project
Dr Joanna Maćkowiak-Pandera – Forum Energii

DATA PUBLIKACJI:

Czerwiec 2019

WSPÓŁPRACA:



SPIS TREŚCI

Główne wnioski	5
Cel opracowania	5
Wprowadzenie	5
Wyzwanie – obecna architektura rynku energii elektrycznej	6
Charakterystyka rynku lokalizacyjnego	8
Zasady funkcjonowania rynku lokalizacyjnego	9
Niepoprawne bodźce cenowe	10
Rosnące koszty ograniczeń przesyłowych	11
Rynek lokalizacyjny w innych krajach	13
Proces wprowadzania rynku lokalizacyjnego – kolejne kroki	13
Stymulowanie tanich zasobów alternatywnych	14
Siła rynkowa	14
Płynność rynku	16
Ryzyko cenowe	16
Sprawiedliwość cenowa	18
Bezpieczeństwo dostaw i rynek mocy	17
Podsumowanie	20

Wstęp

Dzisiejszy system energetyczny funkcjonuje na zasadach, które powstały na początku ubiegłego wieku. Wielkie elektrownie pracują przy pełnym obciążeniu, system przesyłowy zapewnia dostawy prądu do miejsca, gdzie jest na niego zapotrzebowanie. System energetyczny się jednak mocno zmienia, a tradycyjna struktura wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii nie nadąża za rozwojem technologii. Jak zmienić rynek energii, aby system energetyczny pozostał niezawodny, niskoemisyjny oraz akceptowalny ekonomicznie i społecznie?

Doświadczenia transformacji energetycznej w Europie pokazują, że sieci będą największym wyzwaniem dla zmian w energetyce. Źródła odnawialne szybko się rozwijają. Powstają tam, gdzie są dobre warunki (wieje i słońce), gdzie uda się uzyskać warunki przyłączenia do sieci lub tam gdzie jest wola polityczna budowy elektrowni. Brakuje bodźców ekonomicznych, które dawałyby impuls do budowy linii przesyłowych lub źródeł wytwórczych w miejscu największego zapotrzebowania. Bez uwzględnienia potrzeb systemu, koszty bilansowania i usuwania ograniczeń przesyłowych będą rosły. Kluczowa jest poprawa elastyczności systemu energetycznego.

Przedstawiamy koncepcję rynku lokalizacyjnego (węzłowego), który naszym zdaniem rozwiązuje ten problem. W modelu rynku lokalizacyjnego wycenia się nie tylko koszt produkcji, ale również koszt dostarczenia energii elektrycznej w konkretne miejsce systemu. W opracowaniu analizujemy doświadczenia innych krajów i możliwości wprowadzenia tego modelu rynku w Polsce. Od kilkunastu lat rynek lokalizacyjny funkcjonuje w wielu krajach, w tym w części Stanów Zjednoczonych, w Australii, Nowej Zelandii. W opracowaniu piszemy dlaczego warto go wdrożyć w Europie, szczególnie w Polsce.

Zachęcamy do dyskusji i polemiki.

Z wyrazami szacunku,

Dr Joanna Maćkowiak-Pandera

Prezes Forum Energii

1. Główne wnioski

Rynek lokalizacyjny (*Locational Marginal Pricing, LMP*):

- wpływa pozytywnie na poprawę elastyczności i wykorzystanie zasobów systemu energetycznego dotychczas niedostępnych;
- zwiększa wykorzystanie najtańszych i istniejących zasobów elastyczności systemu, zarówno tradycyjnych, po stronie podaży, jak i nowych, po stronie popytu;
- stymuluje nowe inwestycje w wytwarzanie i infrastrukturę sieciową;
- prowadzi w dłuższej perspektywie do obniżenia cen hurtowych;
- w Polsce, po właściwym wdrożeniu, może przynieść znaczące korzyści dla niskoemisyjnej transformacji systemu energetycznego.

2. Cel opracowania

Polska rozważa wprowadzenie rynku lokalizacyjnego jako alternatywy dla obecnie obowiązującego w całej Unii Europejskiej modelu „miedzianej płyty”.

Celem niniejszego opracowania jest odpowiedź na następujące pytania:

1. Czy rynek lokalizacyjny będzie wsparciem dla niskoemisyjnej transformacji sektora energetycznego, czy ją utrudni?
2. Czy system energetyczny, funkcjonujący w oparciu o ceny węglowe, będzie niezawodny i efektywny ekonomicznie? Jak wpłynie na nowe inwestycje w energetyce?
3. Co zrobić, żeby rynek lokalizacyjny uzyskał akceptację społeczną?

5

3. Wprowadzenie

Elektroenergetyka ewoluuje w kierunku systemu opartego na rozproszonych i zmiennych źródłach energii, które wprawdzie wymagają większych nakładów kapitałowych, ale jednocześnie charakteryzują się niższymi kosztami produkcji. Zmiany te, pobudzone przez rozwój technologii i politykę klimatyczną, wywołują presję na modyfikacje na rynku energii.

Transformacja sektora energetycznego w kierunku źródeł niskoemisyjnych i rozproszonych będzie wymagać znacznych inwestycji w zakresie:

- produkcji,
- przesyłu,
- dystrybucji.

Zarówno produkcja, jak i konsumpcja energii elektrycznej charakteryzują się coraz większymi zmianami, jedną z nich jest fakt, że konsumenci stają się jednocześnie wytwórcami. Ponieważ tendencje te zderzają się, ryzyko i koszty niewłaściwej alokacji i niewystarczającego wykorzystania ograniczonych zasobów będą coraz większe.

Rośnie potrzeba zwiększenia elastyczności systemu energetycznego. Rynki energii muszą zacząć generować sygnały cenowe odpowiadające realnej sytuacji w zakresie podaży i popytu, w tym zapotrzebowania na usługi systemowe – jest to powszechny, międzynarodowy trend.

W perspektywie kolejnych pięciu lat zasoby systemu energetycznego:

- staną się bardziej lokalne (elastyczny popyt i rozproszone źródła energii);
- będą powstawać niezależnie od tego, czy w danym miejscu występuje zapotrzebowanie na energię.

Z wymienionych powodów czynnik lokalizacyjny będzie odgrywał coraz większą rolę.

Obecny system kształtowania cen ukrywa zróżnicowanie kosztów krańcowych wynikające z różnych kosztów dostarczenia energii do poszczególnych lokalizacji. To zwiększa nieefektywność rynku i tworzy niewłaściwe bodźce cenowe. Operatorzy systemów przesyłowych rozwiązują nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku energii dzięki zarządzaniu ograniczeniami przesyłowymi (np. *redispatching*). Nie są to metody optymalne, ponieważ to operator, a nie rynek, decyduje o tym, których zasobów użyć, jak je opłacić i jak potem odzyskać poniesione koszty. Jest to metoda ręcznego sterowania, która może być ułomna technicznie i finansowo.

Zaprezentowane w niniejszym opracowaniu doświadczenia z wprowadzania rynku lokalizacyjnego pochodzą głównie, choć nie jedynie, z rynku ERCOT (The Electric Reliability Council of Texas) w Stanach Zjednoczonych. Zdecydowaliśmy się na analizę tego rynku, ponieważ jest on adekwatny do rynków Europy i Polski z kilku powodów:

1. Prawdopodobnie jest najlepszym przykładem konkurencyjnego rynku energii (Energy Only Market, EOM);
2. Ewoluował z rynku jednostrefowego poprzez podział na mniejsze strefy cenowe, aż do wprowadzenia rynku lokalizacyjnego, co trwało ostatnie osiem lat. Można się spodziewać podobnej ewolucji na naszym kontynencie.
3. Powszechnie dostępne są liczne, niezależne dane dotyczące ERCOT.
4. Wprowadzenie rynku lokalizacyjnego zbiegło się w czasie z szybkim wzrostem udziału źródeł zmiennych, a tego można się spodziewać również w Europie.

6

4. Wyzwanie – obecna architektura rynku energii elektrycznej

Obecna struktura rynku z jednolitą ceną w Unii Europejskiej odzwierciedla założenia wprowadzania konkurencyjnych rynków energii w latach 90. ubiegłego wieku i na początku obecnego stulecia.

Fundamentalne wyzwania w sektorze energetycznym, szczególnie w krajach, w których został on zliberalizowany, są wszędzie niemal takie same:

1. Historycznie ukształtowana struktura wytwarzania energii elektrycznej z przewagą starych, nieelastycznych i negatywnie oddziałujących na środowisko źródeł.
2. Rozległy system elektroenergetyczny, w którym działają duże jednostki mające za zadanie zaspokoić nieelastyczny popyt.
3. Wzrost udziału zmiennych źródeł o minimalnych lub zerowych kosztach zmiennych stanowiących wyzwanie dla tradycyjnych systemów elektroenergetycznych i sposobu kształtowania cen hurtowych.
4. Mechanizmy rezerw działające na rynku zaburzające poprawne sygnały cenowe i utrudniające inwestycje w nowe, potrzebne źródła wytwarzania.
5. Decentralizacja, zarówno w formie rozproszonych zasobów energii, jak i cyfryzacji usług energetycznych.
6. Rozwój sieci nienadążający za zmieniającą się strukturą i rozmieszczeniem mocy wytwórczych, co prowadzi do coraz częściej pojawiających się ograniczeń sieciowych lub konieczności stosowania kosztownych środków zaradczych.

Historycznie – przeciętne koszty ograniczeń przesyłowych były stosunkowo niewielkie na większości rynków, co było widoczne szczególnie w europejskiej, silnie połączonej sieci. Choć było jasne, że ceny rynkowe powinny uwzględniać lokalizacyjne koszty krańcowe, nie zdecydowano się na ich wprowadzenie, ponieważ wtedy wydawało się, że jest to zbyt skomplikowane, a korzyści są niepewne.

W efekcie w Europie, również w Polsce, ceny ustalane są bez uwzględniania kosztów ograniczeń lub strat przesyłowych. Znaczne różnice między cenami hurtowymi a cenami rzeczywistymi, uwzględniającymi koszty dostarczenia energii do konkretnej lokalizacji, dają niepoprawne sygnały cenowe. Prowadzą do podejmowania decyzji, które ani nie rozwiązują problemu przesyłu, ani nie stymulują najbardziej potrzebnych zasobów (np. najtańszych lub najbardziej elastycznych). W rezultacie podejmowane są nieoptymalne decyzje w zakresie:

- sprzedaży energii,
- zawierania dwustronnych zobowiązań z innymi podmiotami rynkowymi,
- planowania produkcji i przesyłu energii¹,
- konsumpcji energii,
- inwestowania w nowe zasoby,
- dostępności zasobów,
- udostępniania jeszcze mniejszej zdolności przesyłowej i wzajemnych połączeń.

Na wielu pozaeuropejskich rynkach, które wcześniej obrały ten kierunek, wkrótce okazało się, że oparcie się na uśrednionych kosztach ograniczeń przesyłowych było błędem. Nawet jeśli średni koszt odpowiada rzeczywistości, problemem staje się kilka godzin, kiedy to najtrudniej pokonać ograniczenia przesyłowe. Na niektórych rynkach (np. w krajach skandynawskich i we Włoszech) próbuje się łagodzić tę sytuację przez podział na mniejsze strefy (*market splitting*), ale z kolei prowadzi to do powstania innych problemów².

7

W idealnym systemie elektroenergetycznym możliwe byłoby przesłanie energii elektrycznej z miejsca, w którym jest najtaniej produkowana, wszędzie tam, gdzie jest na nią zapotrzebowanie (konceptcja „miedzianej płyty”, *copper plate*). W rzeczywistości nie ma takiej możliwości. Zdolności przesyłowe między lokalizacjami będą czasowo zmniejszane z powodu ograniczeń sieci. Rozbudowa nowych linii przesyłowych i środki zaradcze są kosztowne. Nawet przy optymalnie zaprojektowanym systemie przesyłowym musimy zaakceptować jego pewne ograniczenia. W dobie transformacji energetycznej, nowych, relatywnie szybko powstających jednostek wytwórczych i centrów dużego zapotrzebowania na energię nowe ograniczenia przesyłowe pojawiają się coraz częściej i mało przewidywalne. W Polsce, podobnie jak w pozostałej części Europy, inwestycje w sieci przesyłowe nie nadążają za zmianami, powodując wzrost kosztów i zwiększenie ryzyka dla stabilności dostaw.

W obecnym systemie to granice państw definiują zakres rynku, na którym powstaje jednolita cena hurtowa. W takich „dużych strefach cenowych” koszty krańcowe usuwania ograniczeń przesyłowych są albo współdzielone, albo ukrywane poprzez nakładanie administracyjnych ograniczeń transgranicznej wymiany handlowej³. W rezultacie ceny rynkowe nie odzwierciedlają kosztów krańcowych zakupu i sprzedaży energii w różnych lokalizacjach systemu. Może to być istotne, ponieważ prawidłowe funkcjonowanie rynku zarówno w perspektywie krótko-, jak i długoterminowej opiera się na założeniu, że ceny energii będą odpowiadać jej rzeczywistemu krańcowemu kosztowi.

1 W przeciwieństwie do innych państw członkowskich Polska wykorzystuje centralny system dysponowania mocą jednostek wytwórczych, co daje jej przewagę w ograniczaniu tego szczególnego ryzyka; niestety brak lokalizacyjnych cen krańcowych ma tendencję do neutralizowania tej przewagi.

2 L. Hirth, and I. Schlecht, *Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: INC-DEC Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power)*, 21 March 2019, <https://ideas.repec.org/p/zbw/esprep/194292.html>.

3 Wyjątkiem jest region skandynawski i Włochy, gdzie (gdy to konieczne) rynek „dzieli się” na strefy regionalne, które zostały ustalone tak, by odzwierciedlić rzeczywiste ograniczenia systemowe. Obszary stref granicznych pokrywają się z granicami państw, ale podział wewnętrzny rynku na strefy i tak lepiej odzwierciedla koszty krańcowe.

Ceny energii, które nie wyrażają faktycznego zapotrzebowania, tworzą niepożądane sygnały w odniesieniu do produkcji i konsumpcji energii. To z kolei prowadzi do:

- zwiększenia ograniczeń przesyłowych,
- nieefektywnego wykorzystania zasobów systemowych,
- wzrostu niekontrolowanych fizycznych przepływów energii,
- zmniejszenia elastyczności systemu energetycznego,
- tłumienia zachęt do poprawy efektywności energetycznej,
- podniesienia kosztów funkcjonowania systemu,
- braku inwestycji w przesył,
- podejmowania błędnych decyzji w zakresie lokalizacji inwestycji.

Nie ma wątpliwości, że konkurencyjny, hurtowy rynek energii jest podstawą. Jego celem jest i będzie dostarczanie usług energetycznych w sposób niezawodny i po możliwie najniższym koszcie. Co więcej, rosnąca decentralizacja może taki rynek tylko wzmocnić. Aby tak się stało, zasady i praktyki rynkowe muszą się zmieniać, odzwierciedlając szybko zachodzące zmiany w europejskim systemie energetycznym. Jednym z największych wyzwań jest brak uwzględnienia lokalizacyjnych kosztów krańcowych w cenie energii.

5. Charakterystyka rynku lokalizacyjnego

8

Rynek lokalizacyjny to rynek hurtowy, który funkcjonuje w oparciu o lokalizacyjne ceny krańcowe. Ceny te zawierają w sobie nie tylko koszt wytwarzania, ale również przesyłu energii.

Definicja rynku lokalizacyjnego

Rynek lokalizacyjny, czyli lokalizacyjne ceny krańcowe (*locational marginal pricing, LMP*), opiera się na krańcowych kosztach zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w różnych węzłach na hurtowych rynkach energii elektrycznej. Każdy węzeł jest punktem wejścia do systemu przesyłowego lub wyjścia z niego (rynek lokalizacyjny może być również wdrożony w systemie dystrybucyjnym, ale nie jest to temat tego opracowania).

Przykładami rynków współpracujących z rynkiem lokalizacyjnym są: PJM (Pensylwania, New Jersey i Maryland; ISO New England; MISO; CAISO; ERCOT i IESO Ontario. Rynek lokalizacyjny składa się z trzech komponentów: cen energii, kosztów ograniczeń przesyłowych i kosztów strat przesyłowych.

W idealnej sytuacji operator rynku hurtowego działa zarówno na rynku dnia następnego, jak i w czasie rzeczywistym, z krańcowymi cenami lokalizacyjnymi w obu rynkach.

Wprowadzenie rynku lokalizacyjnego ma na celu zastąpienie stref i wyznaczanie cen hurtowych w poszczególnych węzłach całego rynku.

Każdy węzeł reprezentuje:

- źródło (z którego energia elektryczna jest dostarczana do sieci) lub
- odbiór (w którym energia jest z sieci pobierana).

Cena energii w każdym węźle odzwierciedla krańcowy udział energii w koszcie ograniczeń przesyłowych w systemie⁴.

Różnica

Główna różnica między podejściem lokalizacyjnej ceny krańcowej a obecnym polega na tym, że ograniczenia przesyłowe są wyceniane i w większości przypadków usuwane przez podmioty rynkowe reagujące na sygnały ekonomiczne, a nie poprzez działania administracyjne operatora systemu przesyłowego.

Rynek lokalizacyjny jest więc rozwiązaniem bardziej efektywnym ekonomicznie.

6. Zasady funkcjonowania rynku lokalizacyjnego

Istotą hurtowych rynków energii jest umożliwienie optymalnego kosztowo zarządzania systemem i tworzenie bodźców do inwestycji. Głównym celem rynku jest zapewnienie niezawodnych dostaw energii elektrycznej po umiarkowanej cenie. Teoria i praktyka działania systemów elektroenergetycznych pokazuje, że cel ten można osiągnąć poprzez efektywny ekonomicznie dobór jednostek wytwórczych. Ważne jest uwzględnienie ograniczeń związanych z bezpieczeństwem systemu (*bid-based security-constrained economic dispatch*) przy wykorzystaniu lokalizacyjnych cen krańcowych.

Co to właściwie oznacza?

Wycena kosztów krańcowych

Wycena kosztów krańcowych stanowi sedno zliberalizowanego rynku. Chodzi o zaspokojenie popytu na energię najtańszą jednostką – taką, która jest w stanie wyprodukować dodatkową jednostkę energii (np. 1 kWh) po najniższej cenie. Krańcowy koszt wytworzenia energii to jednak za mało – konieczne jest uwzględnienie kosztów przesyłu, tj. dostarczenia energii elektrycznej do miejsca, gdzie jest na tę energię zapotrzebowanie.

Na konkurencyjnym rynku oczekuje się, że cena rozliczeniowa zbliży się do krańcowych kosztów energii, które są często przedstawiane jako koszt produkcji w stosie cenowym (*merit order*). I zazwyczaj tak właśnie jest. Aby jednak hurtowe ceny energii odzwierciedlały rzeczywisty koszt krańcowy, znaczące są nie tylko koszty produkcji energii.

Ograniczenia przesyłowe mogą generować dodatkowe koszty wynikające z doprowadzania energii do sieci i odbierania mocy z sieci w różnych lokalizacjach. Nawet optymalnie zaprojektowana sieć przesyłowa będzie od czasu do czasu przeciążona w pewnych lokalizacjach⁵. Gdy ograniczenia przesyłowe nie występują, ceny są takie same w poszczególnych lokalizacjach, ale kiedy się pojawiają, najbardziej ekonomiczne zasoby są przez to blokowane.

Wytwórcy, którzy bez ograniczeń sieciowych byłiby konkurencyjni, w razie ich wystąpienia muszą zmniejszyć produkcję. Za to inne zasoby o wyższych kosztach muszą zostać wytworzone, aby pokryć zapotrzebowanie w systemie.

⁴ Na wielu rynkach lokalizacyjnych cena w każdym węźle odzwierciedla także koszt krańcowy strat przesyłowych. Niektórzy przyjęli rozwiązanie, że tylko producenci są rozliczani po cenach lokalizacyjnych, ale ceny dla odbiorców są uśredniane.

⁵ Straty przesyłowe są wszechobecnym czynnikiem kosztu lokalizacyjnego i na niektórych rynkach znajdują odzwierciedlenie w cenach.

Koszt ograniczenia przesyłowego to w uproszczeniu różnica między faktycznym kosztem pokrycia zapotrzebowania a kosztem bez ograniczenia.

Cena odzwierciedlająca pełne koszty krańcowe powinna być wyższa w lokalizacjach, w których występują ograniczenia przesyłowe, a niższa tam, gdzie nie ma problemu z przesyłem⁶. W ten sposób stymuluje się podjęcie odpowiednich działań – budowy sieci, nowych jednostek wytwórczych, magazynów, efektywności energetycznej i DSR (*demand side response*).

Rynek lokalizacyjny i transformacja energetyczna

Źródła odnawialne rozwijają się dynamicznie, ale nierównomiernie. Często nie nadąża za tym rozbudowa sieci. Bez zmiany podejścia do wyceny energii elektrycznej, w której liczy się koszt nie tylko wytworzenia energii, ale również przesyłu energii w miejsce, gdzie jest na nią zapotrzebowanie, koszty systemu będą wyłącznie rosły. Powodem tego będą błędne sygnały cenowe i coraz większa potrzeba działań administracyjnych idących w kierunku bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

7. Niepoprawne bodźce cenowe

10

Środki administracyjne niezbędne do zbilansowania systemu przy występujących ograniczeniach sieciowych, generują wysokie koszty i niewłaściwe zachęty dla uczestników rynku.

Rozważmy teraz ograniczenia przesyłowe powstające w strefie, w której obowiązuje jednolita cena, co ma miejsce w Europie. Każde źródło produkujące lub pobierające energię elektryczną otrzymuje taką samą cenę jak wszystkie pozostałe w strefie. Nie ma znaczenia, w jakiej części strefy wytwórcy czy odbiorcy się znajdują, oraz jak podmioty wpływają na powstawanie ograniczeń. Jednocześnie operator systemu, stosując metody usuwania ograniczeń przesyłowych (*redispatch* – interwencyjne uruchamianie jednostek), *de facto* przenosi te koszty po równo na wszystkich uczestników rynku.

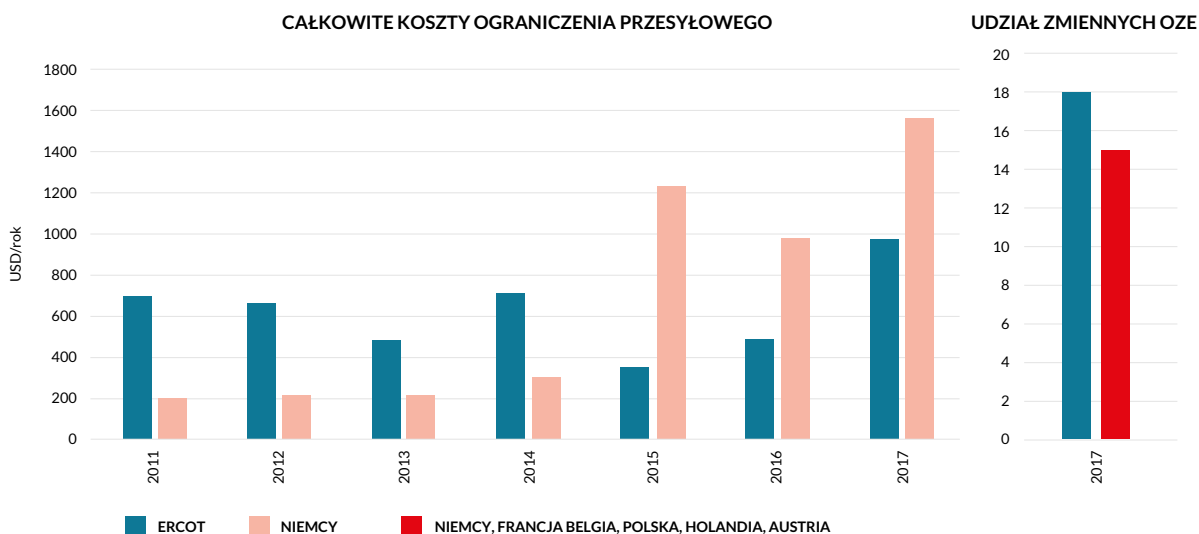
Dlatego uczestnicy rynku nie biorą pod uwagę ograniczeń przesyłowych i ich kosztów. Operator systemu stosuje dostępne narzędzia administracyjne – *redispatching* – choć jak pokazują doświadczenia, wraz ze wzrostem ich poziomu skomplikowania zmniejsza się transparentność tych rozwiązań.

⁶ Pojedyncza ograniczona ścieżka może często wpływać na wielu producentów; każdy z producentów, których dotyczy ten problem, w różny sposób przyczynia się do ograniczenia przesyłowego w zależności od tego, gdzie się znajduje w stosunku do ograniczenia, a zatem każdy producent miałby różne krańcowe koszty lokalizacyjne.

8. Rosnące koszty ograniczeń przesyłowych

Równoległe z transformacją energetyczną rośnie udział zmiennych źródeł wytwarzania, co przekłada się na zwiększony wysiłek związany z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi.

Wykres 1: Całkowite roczne koszty ograniczeń przesyłowych na rynku ERCOT i w Niemczech w latach 2011–2017



11

Source: Roczne raporty o stanie rynku ERCOT; BnetzA; DG Energy.

W wykresie 1 porównano całkowite roczne koszty ograniczeń przesyłowych na amerykańskim rynku ERCOT i w Niemczech (z wyłączeniem kosztów przepływów kołowych) od roku 2011 r.⁷ (pierwszy pełny rok funkcjonowania rynku węzłowego w ERCOT) do 2017 r.

Efektywne wykorzystanie zasobów systemowych

Z uwagi na rozproszony charakter odnawialnych źródeł energii coraz większą wartość będzie miało transparentne kształtowanie cen i uwzględnienie kosztów integracji źródeł w systemie.

Inwestycje, których potencjał jest blokowany przez ograniczenia sieciowe, są mniej atrakcyjne. Firmy będą bardziej wspierać inwestycje w korzystniejszych lokalizacjach i wobec wzrostu znaczenia kosztów kapitałowych ten czynnik będzie odgrywał coraz większą rolę.

Przykład

Po wprowadzeniu rynku lokalizacyjnego wykorzystanie sieci jednego z odcinków z największymi ograniczeniami wzrosło w pierwszym roku z 64% do 78%, a w kolejnym roku do 87%⁸.

⁷ Dane ERCOT odzwierciedlają opłatę za ograniczenie przesyłu podczas gdy dane niemieckie są odbiciem kosztów ich usuwania (*redispatch*); są to różne sposoby pomiaru kosztu ograniczeń sieciowych, co powoduje wyższe opłaty przesyłowe. Dlatego te dane najprawdopodobniej w sposób zawyżony prezentują koszty usuwania ograniczeń sieciowych w ERCOT w stosunku do tych przedstawionych dla Niemiec. Niemieckie dane nie uwzględniają również kosztów poniesionych w sąsiednich krajach w wyniku przeciążenia sieci w niemieckiej jednolitej strefie cenowej; Ten problem nie występuje w ERCOT, ponieważ jest to system izolowany.

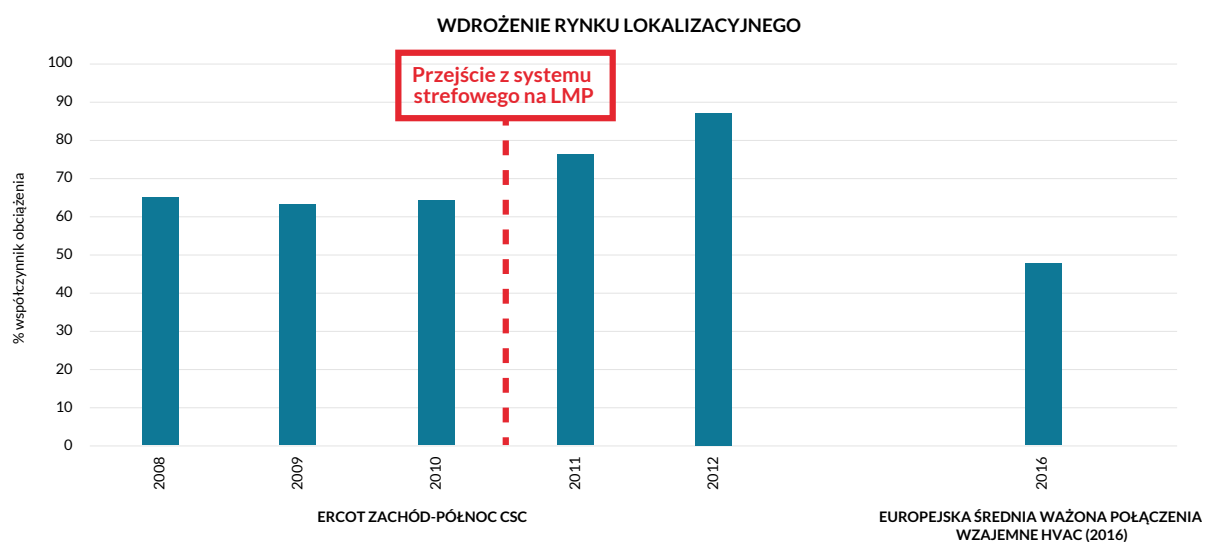
⁸ Por. Raport SOM z 2011 r. i raport SOM z 2012 r.

W wykresie 2 przedstawiono porównanie wykorzystania połączeń wzajemnych między europejskimi rynkami o jednolitych cenach a rynkiem ERCOT i połączeniami sieciowymi, między którymi występują największe ograniczenia:

- w okresie „małych stref cenowych” na rynku ERCOT przed 2011 r.,
- po przejściu na ceny lokalizacyjne (od 2011 r.).

Chociaż nie jest to idealne porównanie, wyniki są całkowicie zgodne z oczekiwaniem, że rynkowe zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi w oparciu o rzeczywiste koszty krańcowe umożliwia lepsze wykorzystanie krytycznej infrastruktury i najbardziej efektywnych ekonomicznie zasobów.

Wykres 2: Wykorzystanie krytycznych elementów majątku sieciowego w ERCOT i w Unii Europejskiej



12

Źródło: Roczne raporty o stanie rynku ERCOT; ACER & CEER (dane za 2008 r. zaczerpnięto z prezentacji graficznej IMM; dane za rok 2009 są szacunkowe)

Ze względu na obecne obciążenie sieci przesyłowej i ogromne wyzwania realizacji nowych inwestycji w sieci wysokiego napięcia, tego rodzaju poprawa w wykorzystaniu zasobów systemowych będzie niezwykle istotna.

9. Rynek lokalizacyjny w innych krajach

Rynek lokalizacyjny z biegiem czasu i wraz ze zmianami na rynkach energii znalazł zastosowanie na najbardziej konkurencyjnych rynkach hurtowych poza Europą (por. Załącznik 1. Doświadczenia wybranych rynków energii z rynkiem lokalizacyjnym). Obecnie rozwija się w wielu państwach na świecie. Natomiast w niektórych krajach w Europie, np. w Niemczech, istnieje duży opór wobec zmiany funkcjonowania rynku energii spowodowany obawami o duże koszty inwestycji.

Tabela 1: Konkurencyjne rynki hurtowe i ich podejście do cen lokalizacyjnych

LMP:	Małe strefy:	Duża strefa:
ISO Nowa Anglia ISO Nowy Jork PJM MISO – (Midcontinent ISO) Southwest Power Pool Kalifornia ISO ERCOT (Teksas) IESO (Ontario) EIM (Zachodnia Ameryka Północna) Nowa Zelandia Singapur Argentyna Chile Meksyk Filipiny Brazylia* Rosja	Skandynawia Włochy Japonia	UE (bez Skandynawii i Włoch) AESO (Alberta) Kolumbia

13

*Brazylia prawdopodobnie nie jest konkurencyjnym rynkiem hurtowym; Australia, jako członek rynku hurtowego (gross pool), wykazuje cechy wszystkich trzech typów.

10. Proces wprowadzania rynku lokalizacyjnego – kolejne kroki

Wprowadzenie rynku lokalizacyjnego wymaga rozłożenia w czasie:

1. Planowanie zmian powinno się rozpocząć cztery lata wcześniej od zamierzonej daty wprowadzenia rynku.
2. Konieczna jest prawna analiza praw nabytych, m.in. w zakresie przyłączeń do sieci i zdolności przesyłowych w Polsce.
3. Szczególnie istotna jest zmiana zasad funkcjonowania rynku dnia następnego ze względu na potrzebę jego decentralizacji.
4. Wymogi co do danych dotyczące systemu cen lokalizacyjnych mogą się wydawać zniechęcające, jednak w przeciwieństwie do wprowadzania lokalizacyjnych cen krańcowych na poziomie dystrybucji większość danych jest lub powinna być już dostępna. Obecnie trudno byłoby zarządzać niezawodnością nowoczesnego systemu energetycznego bez dostępu do takich danych. To właśnie one mogą posłużyć do zaprojektowania systemu lokalizacyjnych cen krańcowych, który decyduje o rozmieszczeniu zasobów systemowych w sposób maksymalnie wydajny i elastyczny w oparciu o te rzeczywiste ceny krańcowe.

11. Stymulowanie tanich zasobów alternatywnych

Z jednej strony DSR i magazyny energii są coraz bardziej opłacalne i ich rozwój jest stymulowany przez potrzeby systemu energetycznego – poprawę jego elastyczności. Z drugiej - rozproszony charakter tych źródeł powoduje, że ich rola zwiększa się w związku z możliwością zastosowania w konkretnych lokalizacjach sieci. W Europie nie docenia się wartości alternatywnych (do tradycyjnych) zasobów systemu.

DSR i rozproszone źródła energii są w dużej mierze poza zasięgiem scentralizowanych procesów administracyjnych (np. usługi bilansowania i *re-dispatching*). Jednocześnie można oczekiwać w przyszłości włączenia do systemu energetycznego ciepłownictwa i transportu (poprzez elektryfikację tych sektorów), które mogą radykalnie zmienić sposób wykorzystania energii elektrycznej i możliwości jej bilansowania. Transport i ciepłownictwo mogą też zaoferować operatorom systemów przesyłowych dodatkowe możliwości w zarządzaniu regionalnymi ograniczeniami sieci. Gwałtownie malejący koszt rozproszonych zasobów energii, w szczególności wykorzystywanych na własne potrzeby (*behind-the-meter*), zwiększa dodatkowo korzyści dla transformacji energetycznej, jakie można uzyskać dzięki dokładniejszej wycenie energii elektrycznej⁹.

Zwolennicy jednolitej ceny często podkreślają, że rozwój sieci przesyłowej jest najlepszą metodą zwiększenia elastyczności i obniżenia kosztów ograniczeń przesyłowych. Choć w teorii to prawda, w praktyce budowa nowych sieci przesyłowych wciąż pozostaje w tyle za potrzebami szybko zmieniającego się systemu energetycznego. Budowa sieci napotyka bowiem duży opór społeczny.

Inwestycje przesyłowe są relatywnie tanie w porównaniu z budową nowych mocy wytwórczych. Wraz z postępem technologicznym pojawiają się nowe możliwości – magazyny i DSR, które są coraz bardziej konkurencyjne cenowo i te projekty można rozwijać znacznie szybciej niż wielkie projekty infrastrukturalne.

14

12. Siła rynkowa

Zliberalizowane rynki energii działają prawidłowo i są efektywne ekonomicznie, jeżeli są w pełni konkurencyjne. Jednym z wyzwań, do których trzeba się odnieść, planując zmiany w organizacji rynku energii, jest ryzyko koncentracji i możliwość nadużywania siły rynkowej (*market power*).

Siła rynkowa

Siła rynkowa to zdolność firmy lub grupy przedsiębiorstw do podniesienia i utrzymania ceny poprzez zachowanie zdolności produkcyjnych poza rynkiem. Nadużywanie siły rynkowej prowadzi do pogorszenia dobrobytu społecznego. W energetyce siła rynkowa może się pojawić w obrębie strefy lub pomiędzy strefami, gdy ograniczenie przesyłowe tymczasowo tworzy mniejszy „rynek na rynku”, gdzie określony podmiot ma dominującą pozycję.

Duże strefy cenowe mogą tworzyć złudzenie ograniczania siły rynkowej poprzez większą konkurencję pomiędzy podmiotami w danej strefie. Nie uwzględnia to jednak sytuacji w wymiarze regionalnym, nawet w mniejszych, podzielonych strefach cenowych. Chociaż podmioty mające siłę rynkową w danej lokalizacji niekoniecznie są w stanie podnieść cenę

⁹ Odzwierciedla to rozwój tzw. mechanizmów ograniczających sieci w komercyjnej optymalizacji zagregowanej odpowiedzi na popyt na dystrybucję i rozproszone zasoby oraz rozwój lokalnych lub wirtualnych rynków energii *peer-to-peer*. Przedsiębiorcy zaangażowani w ten sektor uznali potrzebę tego, co w efekcie nazywa się oddolnym ustaleniem lokalizacyjnych cen krańcowych, aby uwzględnić ograniczenia systemu dystrybucyjnego w optymalizacji udziału rozproszonych zasobów na rynkach lokalnych. Wiele potencjalnych korzyści dostępnych na tym znacznie trudniejszym poziomie będzie zagrożonych bez odpowiedniej optymalizacji lokalizacyjnej przy wyższych poziomach napięcia, w których wdrożenie byłoby o wiele łatwiejsze do wykonania.

strefową, mogą nadużywać swojej pozycji, aby tworzyć ograniczenia sieciowe wewnątrz strefy, zastępować bardziej konkurencyjne zasoby i zarabiać na nadwyżce (ponad cenę rynkową), którą uzyskują za usunięcie ograniczeń.

Podstawowym krokiem łagodzącym siłę rynkową jest badanie *ex ante* istnienia zdolności do kontrolowania cen na danym obszarze rynku poprzez wstrzymanie zdolności produkcyjnych. Wszędzie tam, gdzie powstają ograniczenia przesyłowe – między strefami, w obrębie stref lub bez stref – istnieje ryzyko nadużycia pozycji rynkowej, niezależnie od podejścia do cen lokalizacyjnych. Rynki lokalizacyjne nie wyznaczają granic strefowych, a zatem minimalizują ryzyko koncentracji i w dużej mierze eliminują zakłócenia i nieprzejrzystość, które są bólem na rynkach strefowych. Oczywiście nie można ignorować tej kwestii i w każdym modelu rynku trzeba się starać przeciwdziałać temu zjawisku.

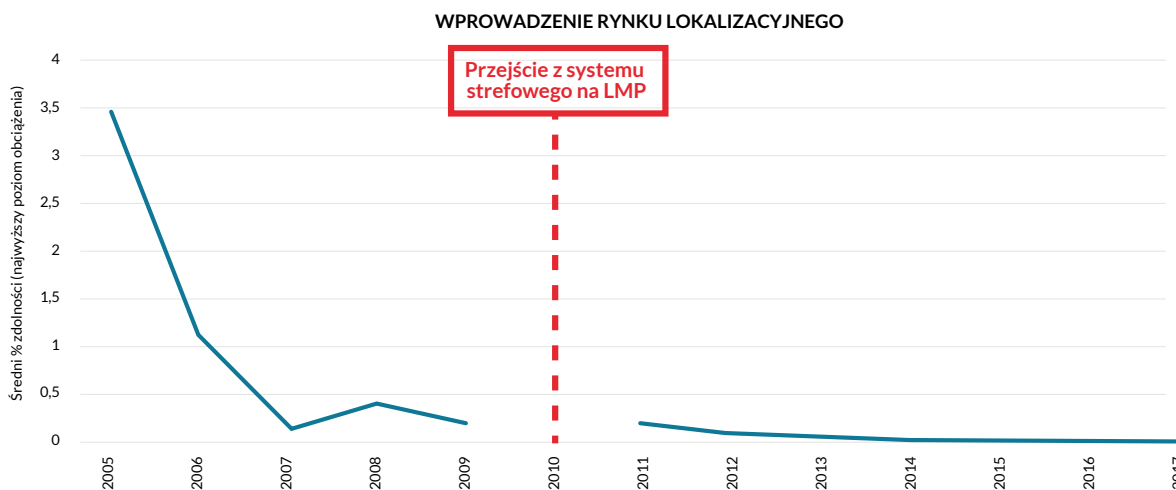
W miarę zdobywania doświadczeń w monitorowaniu i egzekwowaniu konkurencji na węzłowych rynkach energii badania strukturalne *ex ante* uzupełniono badaniami *ex post*. Ich celem była analiza, czy istnieją bodźce finansowe do nadużywania pozycji rynkowej i dowody na to, że pozycja ta była lub może być nadużywana.

Dobrym przykładem jest monitoring ERCOT w Teksasie. Po przejściu z rynku strefowego na rynek węzłowy w grudniu 2010 r. wykryto częste występowanie strukturalnej siły rynkowej. Powodem było zwiększenie skuteczności diagnozy nadużyć.

W latach 2005–2009 średnia ważona liczba godzin, w których wykryto strukturalną siłę rynkową, wyniosła 13%, podczas gdy np. w 2017 r. było to 25%. W tym okresie na rynku ERCOT przeprowadzono testy oceniające zachowania wytwórców, np. czy dochodziło do intencjonalnego blokowania mocy wytwórczych w celu zawyżania cen. W teście badano ilości mocy, które powinny być konkurencyjne, ale nie występują na rynku. Wyniki wskazują, że zjawisko nadużywania siły rynku zostało ograniczone (wykres 3).

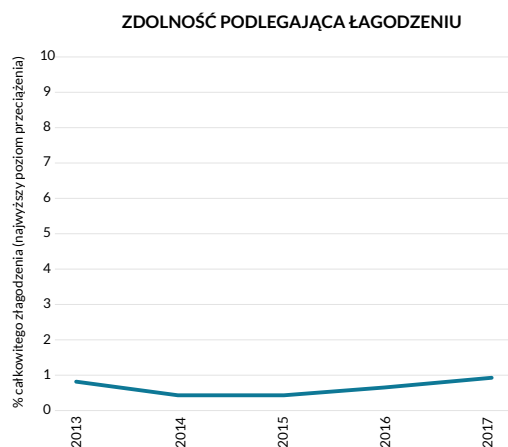
Wykres 3: Wyniki testu w ERCOT przed wprowadzeniem rynku lokalizacyjnego i po jego wprowadzeniu

15



Źródło: Roczne sprawozdania ERCOT na temat stanu rynku (*State of the Market Reports*).

Wykres 4: Oferty zdolności są ograniczane w ERCOT podczas godzin szczytowego popytu – wynik testu



Źródło: Roczne sprawozdania ERCOT na temat stanu rynku (*State of the Market Reports*).

Początkowo ERCOT dość agresywnie mitygował wytwórców w ich próbach zachowań monopolistycznych, ograniczając ich oferty tylko do kosztów zmiennych. Wielu z nich uważało, że to nadmierna reakcja, która negatywnie wpływa na efektywność rynku i ogranicza konkurencję. W odpowiedzi ERCOT przeprowadził w 2013 r. test wpływu w celu ustalenia, czy podmioty mające siłę rynkową na rynku lokalnym odnosiły korzyści z jej nadużywania. Jak pokazano na wykresie 4, wynikiem było zmniejszenie mocy poniżej 1% całkowitej mocy, nawet w godzinach największego zapotrzebowania na energię. Innymi słowy, mimo podejrzanych zachowań nie udowodniono zachowań monopolistycznych, ponieważ nikt nie osiągał większych korzyści.

Każdej próbie zmniejszania konkurencji musi towarzyszyć bardzo przejrzysty monitoring rynku. Istotne jest działanie w czasie możliwie najbardziej zbliżonym do rzeczywistego. Ważne są również narzędzia prawne mające na celu ograniczenie i eliminowanie podobnych praktyk w przyszłości.

Podsumowując, nadużywanie siły rynkowej jest kwestią, którą należy się zająć bez względu na wybraną metodykę ustalania cen. Dwadzieścia lat doświadczeń z rynkami lokalizacyjnymi na świecie pokazuje, że w takim modelu rynku łatwo można sobie z tym poradzić. Eliminacja stref cenowych zmniejsza ryzyko ogólnej koncentracji rynku, w przypadku dużych stref cenowych znacznie trudniej ograniczyć praktyki monopolistyczne.

16

13. Płynność rynku

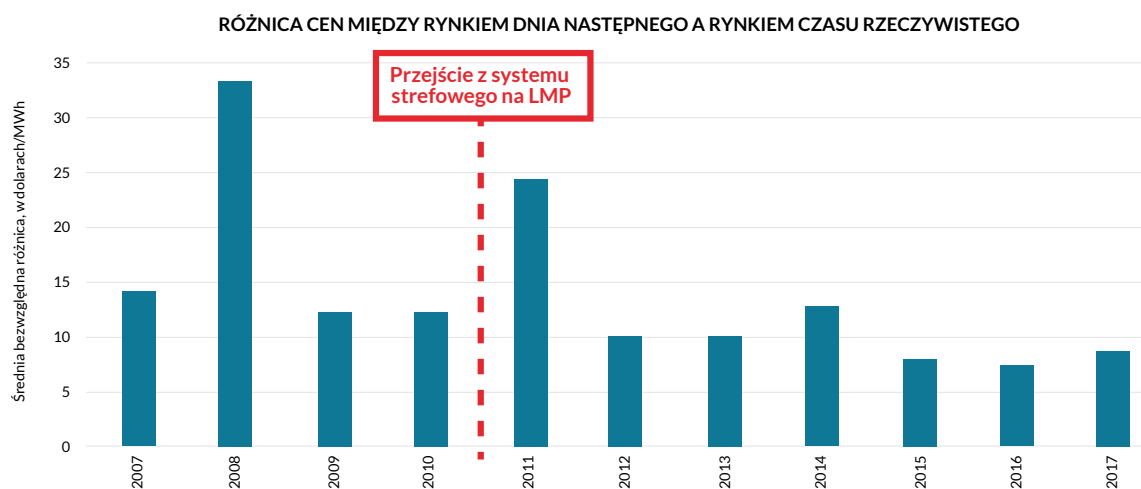
Innym aspektem ważnym w kontekście wprowadzania rynku lokalizacyjnego jest płynność rynku lub wolumen zawieranych transakcji w stosunku do wolumenu fizycznego mocy. Im mniejsza płynność, tym niższa efektywność ekonomiczna rynku. Im większa liczba ofert i ofert dostępnych na rynku, tym bardziej prawdopodobne jest to, że oczekiwania sprzedającego i kupującego się spotkają. Rynki strefowe oferują dużą płynność ze względu na możliwość zawierania transakcji z każdym w bardzo dużej strefie. W przypadku jednak występowania ograniczeń sieciowych wiele z tych transakcji nie może być zrealizowanych lub wymaga uruchomienia kosztownych mechanizmów, takich jak *redispatching*. Pozorny wzrost efektywności ekonomicznej wynikający z dużego wolumenu dostępnych mocy może być zmniejszony przez straty z nieefektywnego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

14. Ryzyko cenowe

Rynek lokalizacyjny lub ceny węzłowe zwiększają częstotliwość występowania różnic cenowych pomiędzy miejscem wytwarzania energii elektrycznej a miejscem jej sprzedaży. Dzieje się tak przynajmniej przez jakiś czas do momentu usunięcia ograniczenia będącego przyczyną zmniejszenia płynności rynku. W rezultacie poziom cen, a co za tym idzie warunki funkcjonowania przemysłu mogą się znacznie różnić w zależności od węzła. Tam, gdzie wolumen obrotu jest mniejszy, uczestnicy rynku muszą brać pod uwagę wyższy poziom ryzyka cenowego i ilościowego. W przypadku nieuwzględnienia tej kwestii koszt dla ogólnej efektywności rynku może przewyższać korzyści płynące z bardziej precyzyjnych cen lokalizacyjnych. Rynki węzłowe zajmują się tą kwestią na kilka sposobów:

1. Wyznaczają niewielką liczbę „hubów” – centralnych węzłów handlowych, które łączą dużą liczbę indywidualnych węzłów zasobowych i obciążeniowych. Kupujący i sprzedający mogą zawierać transakcje w ramach hubów, zwiększając płynność dostępną dla nich w handlu z innymi hubami na rynku. Ceny są nadal ustalane w każdym węźle, a płynność pomiędzy węzłami a hubami może generować ryzyko cenowe, choć praktyka tego nie potwierdza.
2. Powołują rynek terminowy typu *forward*, na którym handluje się uprawnieniami do sprzedaży energii w tych miejscach sieci, gdzie występują ograniczenia przesyłu, bez nakładania na uczestników rynku związanych z tym kosztów. Uprawnienia te powstają poprzez modelowanie ograniczeń sieci w ramach obowiązujących limitów bezpieczeństwa. Prawa są zbywane na platformie handlowej. Nabywcy mają prawo do swobodnego obrotu nimi według własnego uznania do czasu zbliżonego do czasu rzeczywistego.
3. Organizują wirtualny przetarg, w ramach którego oferty są składane na rynku dnia następnego i rozliczane po cenach bieżących bez realnej produkcji i zużycia energii. Są to czysto spekulacyjne oferty finansowe, które tworzą dodatkową płynność w handlu z jednodniowym wyprzedzeniem, dając fizycznym uczestnikom rynku dodatkowe możliwości zarządzania ryzykiem rynkowym. Jest to cecha wspólna dla wielu rynków węzłowych, ale wymaga starannego projektowania, aby ograniczyć możliwości nadużyć.

Wykres 5: Wskaźnik płynności rynku w ERCOT przed przejściem i po przejściu na ceny lokalizacyjne



17

Źródło: Roczne sprawozdania ERCOT na temat stanu rynku (*State of the Market Reports*).

Na rynku ERCOT wszystkie trzy wyżej wymienione mechanizmy zostały wdrożone w celu rozwiązania kwestii płynności obrotu niezależnie od wprowadzenia rynku lokalizacyjnego w 2010 r. Jak pokazano na wykresie 5, płynność na rynku stopniowo się poprawia, co potwierdzają doświadczenia z innych rynków.

15. Sprawiedliwość cenowa

Na rynku lokalizacyjnym odbiorcy w różnych miejscach mogą mieć inne ceny. Im bardziej wycena energii oddaje rzeczywiste koszty krańcowe w konkretnej lokalizacji, tym większe są różnice cenowe. Im mniejsza strefa, tym lepsze odzwierciedlenie realnej sytuacji – podaży, popytu i przesyłu. Mimo dużo większej efektywności rynkowej i korzystnych rozwiązań dla konsumentów, różnice cenowe mogą być postrzegane przez polityków jako trudne do zaakceptowania. Z czasem jednak ceny będą się przekładać na bodźce dla nowych inwestycji, które będą prowadziły do wyrównywania cen. Będą generować wsparcie dla nowych inwestycji, np. w magazyny energii, jednostki wytwórcze, sieci. Społeczność lokalna będzie realnie zainteresowana wybudowaniem sieci, żeby zmniejszyć poziom cen na swoim terenie. Różnice cenowe zaczną się zacierać.

Mimo to w różnych systemach regulacyjnych podjęto działania mające na celu zminimalizowanie ryzyka wystąpienia dużych różnic cenowych, takie jak:

1. **Przyjęcie cen węzłowych dla wytwórców, ale utrzymanie cen strefowych dla większości odbiorców (model stosowany w ISO – Nowa Anglia i ERCOT).** Rezygnuje się w ten sposób z niektórych korzyści w zakresie efektywności i elastyczności rynku. Mimo to wiele atutów rynku lokalizacyjnego udaje się zachować poprzez zapewnienie, że strefy obciążeń będą odzwierciedlać rzeczywiste ograniczenia sieci. Wytwórcy dostają prawidłowe bodźce cenowe, np. zniechęcające do zwiększania problemów przesyłowych. Zdolność mniejszych odbiorców do reagowania na warunki rynkowe (wyższe ceny) poprawia się z czasem, więc pojawia się możliwość przejścia po jakimś czasie do bardziej zaawansowanego modelu rynku lokalizacyjnego.
2. **Dystrybucja opłat za ograniczenia przesyłowe (*congestion rent*) pobieranych przez operatora systemu.** Opłata za ograniczenia przesyłowe w uproszczeniu jest różnicą pomiędzy tym, ile płaci odbiorca za zużytą energię w danej lokalizacji, a całkowitym kosztem wytworzenia energii dla pokrycia zapotrzebowania. Operator systemu może pobierać opłatę za ograniczenia przesyłowe i łagodzić różnice cenowe, pokrywając część kosztów, które miałby ponieść odbiorca.

18

16. Bezpieczeństwo dostaw i rynek mocy

Istotna jest kwestia, w jaki sposób wprowadzenie rynku lokalizacyjnego wpływa na stabilność dostaw energii po cenie, którą konsumenci są gotowi i są w stanie zapłacić.

Korzyści ze zliberalizowanego rynku są w pełni osiągnięte tylko wtedy, gdy ceny na rynku energii są ustalane na transparentnych zasadach, w oparciu o krańcowe koszty energii. Nie chodzi tylko o krańcowy koszt wyprodukowania MWh w *merit order*. Konieczne jest również uwzględnienie kosztów ograniczeń przesyłu, zwłaszcza że koszty przesyłu i bilansowania rosną.

Odtwarzanie mocy – nowe inwestycje

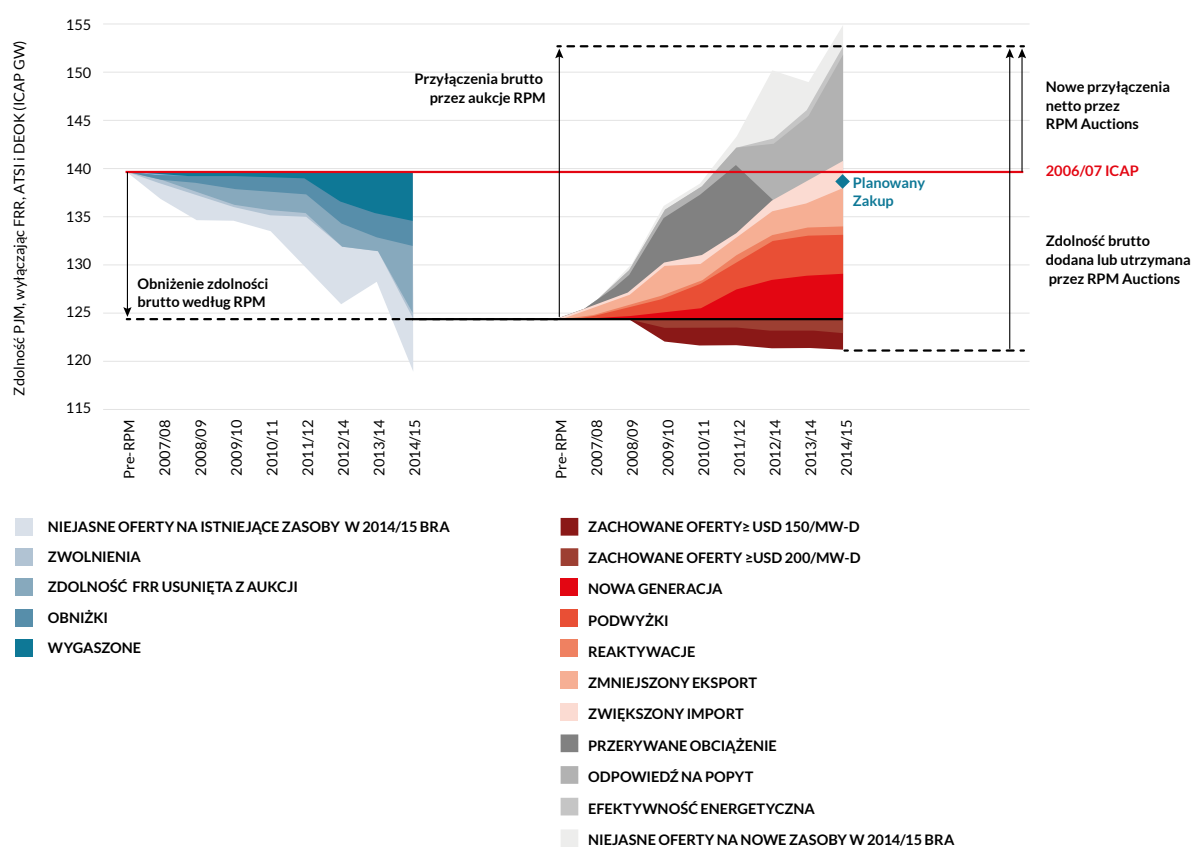
Tylko cena energii uwzględniająca prawdziwy i pełny koszt krańcowy będzie dawała impuls dla nowych inwestycji niezbędnych dla systemu i bezpieczeństwa dostaw oraz w miejscu, gdzie są najbardziej potrzebne.

Ceny, które nie uwzględniają w pełni wszystkich składników kosztów krańcowych energii, w tym kosztów lokalizacyjnych, mogą powodować problem tzw. brakujących przychodów, *missing money*. Tam, gdzie ceny energii właściwie odzwierciedlają krańcowe koszty energii, problem ten się nie pojawia.

Rynek lokalizacyjny a rynek mocy

Rynek mocy nie jest remedium na inwestycje w nowe moce wytwórcze. Doświadczenia brytyjskie i polskie potwierdzają, że mimo wysokich opłat za gotowość, nie przekłada się on na nowe inwestycje. Nieodłączną cechą CRM (capacity remuneration mechanism) jest brak impulsu do rozwiązywania prawdziwych problemów systemu. Aukcje mocy nie da się przeprowadzić w sposób, który odzwierciedliłby różnice lokalizacyjne w wartości zdolności przesyłowej. W rezultacie CRM nie jest w stanie zastąpić lub skutecznie przydzielić brakującej wartości lokalizacyjnej dla mocy.

Wykres 6: Wycofanie mocy wytwórczych i nowe inwestycje na rynku w Pensylwanii, New Jersey i Maryland w USA w latach 2006–2015



Źródło: Druga ocena efektywności modelu wyceny niezawodności rynku w Pensylwanii, New Jersey i Maryland (The Brattle Group, 2011).

Rynki lokalizacyjne znacznie lepiej generują sygnały cenowe ważne dla inwestycji, które są niezbędne do zapewnienia stabilnych dostaw jednostek wytwórczych. Warto zwrócić uwagę, że nie muszą to być wyłącznie duże jednostki, mogą to być nowe sieci przesyłowe, magazyny czy DSR. Dla przykładu, rynek w Pensylwanii, New Jersey i Maryland w Stanach Zjednoczonych działa od 1997 r. (wykres 6 przedstawia bilans odstawiania i wprowadzania nowych mocy w okresie dziewięciu lat do 2015 r.). Przyciąga inwestycje potrzebne do osiągnięcia docelowego poziomu wystarczalności zasobów, nawet ponad to, co jest niezbędne. Ten sam sukces w pozyskiwaniu potrzebnych inwestycji można zaobserwować na innych rynkach lokalizacyjnych w USA, z których żaden nie wdrożył długoterminowego rynku mocy.

Bezpieczeństwo dostaw to coś znacznie więcej niż tylko „utrzymanie włączonych świateł za każdą cenę”. Stabilne dostawy energii elektrycznej to stosunek jakości tych dostaw do ceny. Jest to kompromis między wielkością utrzymywanych rezerw a ich kosztem. Priorytetem jest zapewnienie akceptowalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw przy najniższym, rozsądnym koszcie dla konsumenta.

17. Podsumowanie

- Najważniejszym wyzwaniem dla energetyki jest ograniczenie emisji przy rozsądnych kosztach energii dla konsumentów i jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw.
- Zliberalizowane, hurtowe rynki energii elektrycznej w różnych regionach przyjęły odmienne modele wyceny energii elektrycznej. Rynki ewoluowały w kierunku coraz bardziej precyzyjnego odzwierciedlenia różnic w krańcowych kosztach wytwarzania i przesyłu w konkretnej lokalizacji. Obecny model rynku energii elektrycznej przestaje spełniać swoje funkcje. Kumulują się problemy związane z sygnałami cenowymi do odtwarzania majątku wytwórczego. Rozbudowa sieci przesyłowych napotyka szereg dylematów począwszy od oporu społecznego, poprzez długość procesów inwestycyjnych, aż po koszty.
- W niniejszym tekście przeanalizowano powody, dla których transformacja energetyczna w Unii Europejskiej może natrafić na przeszkody związane z rozwojem systemu, m.in. budową sieci przesyłowej.
- Rynek lokalizacyjny może wspierać transformację energetyczną. Jest też bardziej efektywny ekonomicznie. Generuje impuls do inwestycji nie tylko w nowe zasoby wytwórcze i sieci, ale również w niekonwencjonalne zasoby, takie jak np. DSR, magazyny i inne opcje zwiększania elastyczności.

W analizie uwzględniono również niektóre aspekty praktycznego funkcjonowania rynków lokalizacyjnych, takie jak siła rynkowa i konkurencja, płynność i zarządzanie ryzykiem, sposoby rozwiązania kwestii równości oraz ich wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Z doświadczenia wynika, że każdy z tych problemów można skutecznie rozwiązać dzięki dobremu zaprojektowaniu i wdrożeniu rynku lokalizacyjnego.

20

Polska rozważa wprowadzenie rynku lokalizacyjnego. Warto tu więc przedstawić argumenty Independent Market Monitor za zasadnością przejścia z cen strefowych na ceny lokalizacyjne na rynku ERCOT w czasie jego wdrażania, tj. w 2010 roku¹⁰. Są to:

- Poprawa zdolności do skutecznego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, co jest jedną z najważniejszych funkcji na rynkach energii elektrycznej.
- Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi za pośrednictwem mechanizmów rynkowych.
- Zachęty ekonomiczne dla uczestników rynku do inwestycji w najbardziej potrzebne zasoby.
- Lepsze wykorzystanie zasobów niż na rynku strefowym, na którym często obserwuje się wzrosty cen nawet wtedy, gdy moce wytwórcze nie są w pełni wykorzystywane.
- Optymalizacja wykorzystania sieci na wyższym poziomie niż w rynku strefowym.
- Zwiększenie efektywności integracji źródeł zmiennych (energetyka wiatrowa i słoneczna).
- Poprawne sygnały cenowe dla inwestycji w nowe moce – lepsze zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi.

Od czasu wdrożenia rynku lokalizacyjnego, czyli od 2011 r. do teraz, sprawozdania roczne pokazują, że cele te zostały osiągnięte.

18. Załącznik 1: Doświadczenia wybranych rynków z lokalizacyjnymi cenami krańcowymi

Poniżej przedstawiamy przykłady kilku konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, które zdecydowały się na wprowadzenie rynku lokalizacyjnego.

Pensylwania, New Jersey, Maryland, Stany Zjednoczone (PJM)

1. Rynek ten obejmuje łącznie 13 stanów (choć nie wszystkie w całości). W 1997 r.:
 - zliberalizowano rynek energii,
 - wprowadzono dwustronną wymianę handlową i planowanie pracy systemu oraz
 - utrzymano ceny strefowe.

Ta hybrydowa struktura była i jest powszechna na rynkach amerykańskich. Strefy zostały wyznaczone na podstawie fizycznych ograniczeń sieci. W tym czasie wybór cen strefowych wynikał z przekonania kluczowych uczestników rynku, że średni roczny koszt ograniczeń przesyłowych był niewielki i nie uzasadniał kosztów i złożoności pełnej lokalizacyjnej ceny krańcowej. Niezamierzone konsekwencje tego uproszczenia stały się widoczne niemal natychmiast. W czasie, gdy występowały ograniczenia przesyłowe, pojawiały się możliwości arbitrażu między strefowym rynkiem spot a dwustronnym planowaniem pracy. Ograniczenia pojawiały się dokładnie w okresach, w których komercyjne zachęty stworzone przez te anomalie cenowe były najbardziej problematyczne. Rynek został więc zmuszony do wdrożenia awaryjnych procedur *ad hoc* w celu ochrony systemu. W 1998 r. federalne organy regulacyjne zatwierdziły ceny lokalizacyjne zarówno w odniesieniu do wytwarzania, jak i wykorzystania energii na tym rynku. W tym czasie na rynku obejmującym tylko części wschodniej Pensylwanii, New Jersey i Maryland wyodrębniono około 1700 węzłów. W 2000 r. wdrożono finansowo wiążący rynek dnia następnego oparty na cenach lokalizacyjnych uwzględniający ograniczenia związane z bezpieczeństwem systemu. Zmiany te miały pozwolić na lepsze powiązanie planowania pracy na rynku dnia następnego z pracą jednostek wytwórczych w czasie rzeczywistym i w konsekwencji zmniejszyć nieefektywności rynku. Dziś, w wyniku ekspansji tego rynku, istnieje około 10 400 węzłów, około 2000 wytwórczych, a 8 100 pobierających energię elektryczną.

21

The Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

W latach 1998–2010 w USA wszystkie, z wyjątkiem jednego, rynki zliberalizowane (ISO Nowa Anglia, ISO Nowy Jork, Pensylwania, New Jersey, Maryland, Mid-Continent ISO, Southwest Power Pool i Kalifornia ISO) przekształciły się z rynku strefowego na rynek lokalizacyjny, przynajmniej w odniesieniu do cen płaconych jednostkom wytwórczym. Ostatnim operatorem był ERCOT – niezależny operator systemu (ISO) na rynku teksańskim (i jedyny niezależny operator niepodlegający regulacji przez federalny organ regulacyjny do spraw energii). Rynek hurtowy ERCOT został uruchomiony w 1995 r. jako hybrydowy rynek podobny do rynku Pensylwanii, New Jersey, Maryland, ale z jedną ceną spotową na jego całym obszarze i współdzielonymi kosztami ograniczeń. Pod tym względem był podobny do obecnego systemu stosowanego w większości państw członkowskich Unii Europejskiej. Szybko okazało się, że koszty ograniczeń przesyłowych były większe, niż oczekiwano. Po części było to spowodowane wykorzystaniem przez uczestników rynku możliwości manipulacji stworzonych przez jednolitą strukturę cen na całym rynku. W 2002 r. ERCOT przyjął trzy (wkrótce czwartą) strefy cenowe. Już w 2004 r. niezależne oceny wskazywały jednak, że struktura strefowa nie przyczyniła się do poprawy sytuacji, a liczba przypadków nieefektywności i niepożądanych zachęt (związanych z zarządzaniem ograniczenia zarówno w czterech strefach, jak i pomiędzy nimi) rosła¹¹. Próby administracyjnej poprawy sytuacji *ad hoc* były mało skuteczne i zmniejszyły zdolność systemu do dynamicznej reakcji na zmieniające się okoliczności i do pełnego wykorzystania zasobów. Stało się oczywiste, że opcja strefowa – zarówno pierwotna duża strefa, jak i przejście do mniejszych stref zdefiniowanych przez ograniczenia – jest co najwyżej niezbyt drogim uproszczeniem. W 2006 r. ERCOT i teksańska komisja regulacyjna zaczęły planować wdrażanie cen lokalizacyjnych wraz

z innymi ulepszeniami rynku, w tym finansowo wiążący rynek dnia następnego uwzględniający ograniczenia związane z bezpieczeństwem systemu. W grudniu 2010 r. ERCOT wprowadził ceny lokalizacyjne dla producentów (ceny dla większości użytkowników końcowych są nadal uśredniane w pięciu strefach określonych przez „ograniczenia znaczące z handlowego punktu widzenia”) oraz rynek dnia następnego (Southwest Power Pool był ostatnim zliberalizowanym rynkiem w Stanach Zjednoczonych, który wdrożył rynek dnia następnego w 2014 r.). Coroczne raporty na temat funkcjonowania rynku, przygotowywane od 2011 r. przez Independent Market Monitor, pokazały znaczną poprawę we wszystkich obszarach objętych zmianami, w tym znaczny wzrost wykorzystania infrastruktury przesyłowej, które z kolei doprowadziły do bardziej niezawodnej i opłacalnej integracji zmiennych zasobów. Był to kluczowy cel w okresie, w którym udział takich zasobów wzrósł do prawie 20% rocznej energii w 2017 r., na rynku w zasadzie odizolowanym od reszty sieci północnoamerykańskiej. To sprawia, że udział zmiennych zasobów w ERCOT (na razie prawie wszystkie wiatrowe) należy do najwyższych na świecie.

The Independent Electricity System Operator (IESO)

Niezależny Operator Systemu Elektroenergetycznego (IESO) zarządza hurtowym rynkiem elektroenergetycznym w kanadyjskiej prowincji Ontario. Rynek IESO powstał w 2002 r. jako „dwuzmianowy” rynek z jedną ceną spotową dla całej prowincji, ze wstępnym harmonogramem ustalonym na podstawie nieograniczonych ofert, ale z rozdziałem pracy w czasie rzeczywistym, administracyjnie uwzględniającą ograniczenia bezpieczeństwa systemu. Pod tym względem jest podobny do obecnego systemu w większości państw członkowskich UE (w tym w Polsce). Od samego początku Komisja do spraw Struktury Rynku wyraźnie uznała, że istnieją znaczne niedociągnięcia w tym, co miało być 18-miesięcznym przejściowym porozumieniem z lokalizacyjnym rynkiem „jednozmianowym”. Oczekiwane zmiany jednak nie nastąpiły mimo że występowały znaczne nieefektywności rynku. Brak przejścia na lokalizacyjny rynek „jednozmianowy” uniemożliwił też wprowadzenie finansowo wiążącego rynku dnia następnego opartego na cenach lokalizacyjnych uwzględniających ograniczenia bezpieczeństwa systemu. Konieczne było wprowadzenie tymczasowych rozwiązań, które zwiększyły tylko nieprzejrzystość operacji rynkowych. W 2016 r. IESO zainicjował projekt odbudowy rynku, co miało rozwiązać zasadnicze problemy jego funkcjonowania. Planowane reformy obejmują przejście na ceny lokalizacyjne i przyjęcie finansowo wiążącego rynku dnia następnego uwzględniającego ograniczenia bezpieczeństwa systemu. Oprócz cen lokalizacyjnych dla wytwórców również dla niektórych odbiorców (DSR i magazynowanie) zostaną wprowadzone ceny lokalizacyjne. Pozostali odbiorcy będą mieli prawo wyboru tych cen, a jeśli z niego nie skorzystają, będą ich obowiązywać ceny strefowe. Prowincja Ontario zostanie podzielona na 10 stref określonych przez znaczące ograniczenia systemowe. Oprócz rozwiązywania dotychczasowych problemów piętnastoletniego funkcjonowania rynku IESO i rząd Ontario dążą do szybkiego zintegrowania źródeł zmiennych.

22

Nominated Electricity Market Operator (NEMO)

Operator Krajowego Rynku Energii Elektrycznej (NEMO) jest niezależnym operatorem systemu dla wszystkich miejsc poboru energii elektrycznej w Australii, z wyjątkiem Australii Zachodniej i Terytoriów Północnych. Rynek powstał w 1998 r. i pozostaje nietypowy pod wieloma względami. Jest to wspólny rynek hurtowy przypominający najwcześniejszy model przyjęty na rynku brytyjskim – z centralnym planowaniem całej produkcji i dystrybucją przez operatora systemu – podczas gdy większość zliberalizowanych rynków to, podobnie jak rynek Pensylwanii, New Jersey i Maryland oraz ERCOT, rynki, na których producenci sami planują produkcję, a rynek spotowy jest fizyczny. NEMO centralnie planuje pracę wytwórców w oparciu o lokalizacyjny koszt krańcowy, ale rozlicza odbiorców i producentów na podstawie cen strefowych. Istnieje pięć stref odpowiadających granicom pięciu stanów objętych rynkiem. Rynek NEMO odnotował w ostatnich latach rosnące problemy koncentracji, manipulacji i zachowań antykonkurencyjnych prowadzących do tego, co zostało uznane za alarmujący wzrost cen energii. W 2016 r. rządowi uczestnicy rynku zlecili projekt jego reformy. Plan zaleca przyjęcie finansowo wiążącego rynku dnia następnego uwzględniającego ograniczenia związane z bezpieczeństwem systemu, z powodów, które obejmują lepsze zachęty i dostęp do szerszego zakresu opcji elastyczności, w tym udziału popytu, ale nie zawiera żadnych zalecanych zmian dotyczących cen strefowych i rozliczeń. Może to wynikać z przekonania, że sam scentralizowany model planowania pracy na rynku hurtowym w oparciu o lokalizacyjny koszt krańcowy będzie wystarczający. Niezależnie od tego, czy tak jest, wydaje się mało prawdopodobne, aby podobny system planowania i dystrybucji został poważnie uwzględniony na rynkach europejskich.

*

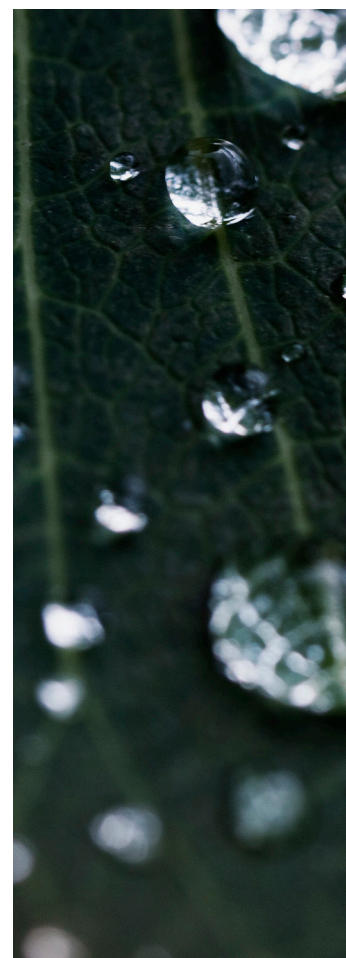
* *

Można tu opisać wiele innych systemów, ale te cztery pokazują sposoby dojścia do rynku lokalizacyjnego. Uderza fakt, że podczas gdy zliberalizowane rynki rozpoczynały od różnych punktów początkowych, większość podążyła ścieżkami podobnymi do cen lokalizacyjnych lub podąża za nimi w połączeniu z wiążącymi, ograniczonymi pod względem bezpieczeństwa, rynkami dnia następnego¹². Chociaż korzyści z takiego modelu działania doceniono, a w niektórych przypadkach prowadziły one do podejmowania działań na bardzo wczesnym etapie procesu zmian, debata na temat korzyści netto w innych przypadkach trwała dłużej. Wspólnym mianownikiem, który ostatecznie podniósł stawkę i wskazał operatorom systemów i władzom rynkowym skalę, była spodziewana poprawa elastyczności i wydajności, jaką te mechanizmy oferują w wykorzystywaniu szans na integrację zmiennych źródeł odnawialnych (a także tam, gdzie występują, w dużej mierze niesterowalne, elektrownie jądrowe) w sposób rzetelny i przy najniższych rozsądnych kosztach dla konsumentów.

12 Warto zauważyć, że nawet w zachodnioamerykańskim systemie wzajemnie połączonym region z około 38 odrębnymi organami do spraw bilansowania, które od dawna sprzeciwiały się przejściu na regionalny rynek ISO, niedawnej inicjatywie połączenia zasobów w regionalny „rynek nierównowagi energetycznej”, od samego początku przyjął aukcyjne ceny lokalizacyjne w dużej mierze dzięki możliwościom, jakie oferuje szybsze zwiększenie liczby zmiennych zasobów w całym regionie przy zachowaniu akceptowalnego standardu bezpieczeństwa dostaw.

Rynek lokalizacyjny w Polsce.

Bezpieczeństwo dostaw, koszty i wpływ
na transformację energetyczną



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu