

Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza

Czerwiec 2018

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

Opracowanie:

pod kierownictwem prof. Leszka Jesienia, Dyrektora Departamentu Współpracy Międzynarodowej,
dr Piotr Koryś, Główny Specjalista w Departamencie Współpracy Międzynarodowej
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.



Szanowni Państwo,
oddajemy w Państwa ręce opracowanie przygo-
towane przez ekspertów PSE pod kierownictwem
prof. Leszka Jesienia oraz dr. Piotra Korysia.
Stanowi ono zwartą analizę aktualnego stanu rynku
energii elektrycznej w Unii Europejskiej z punktu
widzenia operatora sieci przesyłowej.

W Europie toczy się spór o model rynku energii elektrycznej. Jest to spór najistotniejszy spośród tych, które dotyczą przemysłu elektroenergetycznego, choć pozostaje w cieniu innych debat, np. dotyczących udziału źródeł wysokoemisyjnych w mechanizmach wynagradzania za moc, czy uprzywilejowania źródeł odnawialnych. Zasadniczą linią podziału między stronami spierającymi się o model rynku jest stosunek do rozległości geograficznej obszarów rynkowych, w których wyznaczane są ceny energii, rezerwy i usług systemowych.

Zwolennicy dużych stref przedstawiają argument o większej płynności rynków możliwej do osiągnięcia w przypadku stref obejmujących rozległe regiony geograficzne o zróżnicowanym miksie wytwórczym i podobnie zróżnicowanej stronie popytowej.

Zwolennicy lokalizacyjnych cen krańcowych wyznaczanych w możliwie jak najmniejszych obszarach, czyli węzłach sieci elektroenergetycznej, przedstawiają z kolei argument o jakości sygnałów cenowych mających odzwierciedlać potrzeby systemu elektroenergetycznego. Ceny wyznaczane dla każdej lokalizacji umożliwiają właściwie odzwierciedlenie wartości energii elektrycznej, co będzie wspierać decyzje inwestorów.

Obie strony debaty uważają, że konieczne jest przybliżenie rynku do fizyki pracy systemu, czyli odwzorowanie rzeczywistego obciążenia systemu zapotrzebowaniem na energię w krzywych popytu, a w krzywych podaży - rzeczywistej generacji. Wszystko zaś - bez nadmiernych uproszczeń. Jak mawiał bowiem Albert Einstein: „wszystko należy upraszczać jak tylko można, ale nie bardziej”. Osią sporu jest jednak stopień akceptowalnych i niezbędnych uproszczeń dotyczących fizyki pracy systemu i ich odzwierciedlenia w zasadach prowadzenia gry rynkowej.

Konieczność reform rynkowych, jak również zmiany technologiczne czekające rynek energii w najbliższym czasie, wymagają od decydentów i podmiotów działających na tym rynku szybkich, elastycznych i skutecznych reakcji na zmieniające się otoczenie. Zliberalizowany rynek energii funkcjonuje w pełni w oparciu o zasady rynkowe, więc jego efektywne funkcjonowanie zależy od zachęty ekonomicznych dla wszystkich zaangażowanych podmiotów.

Niezwykle ważnym aspektem toczącej się dyskusji jest zapewnienie efektywnej metody organizacji transgranicznego obrotu energią elektryczną, w tym wyznaczania zdolności przesyłowych na obszarze UE. Kluczowe jest zwłaszcza umożliwienie równoprawnego dostępu do zasobów dla wszystkich uczestników rynku i znaczącego ograniczenia zjawiska przepływów nieplanowych, wynikających z niewłaściwie zdefiniowanych obszarów rynkowych oraz braku koordynacji wymiany transgranicznej. Zatem o tym, który model jest lepszy, powinny zadecydować kwestie: bezpieczeństwa dostaw energii dla europejskiego konsumenta oraz efektywności ekonomicznej przekładającej się na koszt energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców.

Niniejsze opracowanie traktujące o najpoważniejszych problemach systemu elektroenergetycznego i rynku energii elektrycznej w Europie zostało przygotowane na podstawie analizy dokonanej przez polskiego operatora systemu przesyłowego - podmiotu odpowiedzialnego za bezpieczną pracę tego systemu i niezawodne dostawy energii.

Przedstawiając Państwu tę diagnozę, chcielibyśmy podzielić się refleksją nad tym gdzie jesteśmy i dokąd zmierzamy. Liczę, że niniejsze opracowanie stanie się przyczynkiem do szerokiej dyskusji o przyszłości i docelowej architekturze europejskiego rynku energii elektrycznej.

Eryk Kłossowski
Prezes Zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych

Spis skrótów użytych w tekście

CACM (Guideline on capacity allocation and congestion management)

Wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Rozporządzenie KE nr 2015/1222 z 24 lipca 2015 r.

CEP (Clean Energy for All Europeans package)

IV pakiet energetyczny „Czysta Energia”

ICT (information and communication technologies)

teleinformatyka

IEA (International Energy Agency)

Międzynarodowa Agencja Energii

CO₂

dwutlenek węgla

OSD

operator sieci dystrybucyjnej

OSP

operator sieci przesyłowej

OZE

odnawialne źródła energii

VOLL (Value of Lost Load)

wartość niedostarczonej energii

SPIS TREŚCI

Spis skrótów użytych w tekście	4
Wprowadzenie	6
Rozdział 1	
Paradygmat europejskiego rynku energii elektrycznej.....	8
1.1 Uwarunkowania technologiczne	9
1.1.1 Zastany stan infrastruktury vs. nowe technologie w przesyłach i dystrybucji.....	9
1.1.2 Rosnąca rola OZE w systemie energetycznym	11
1.1.3 Wyzwania generacji rozproszonej.....	12
1.1.4 Podsumowanie	12
1.2 Europejska polityka energetyczna i jej cele	13
1.2.1 Rynek energii	13
1.2.2 Bezpieczeństwo dostaw energii i globalna konkurencyjność Europy	15
1.2.3 Polityka klimatyczna.....	16
1.2.4 Podsumowanie	17
Rozdział 2	
Konsekwencje europejskiego paradygmatu dla funkcjonowania rynku.....	18
2.1 Rynek	18
2.1.1 Rynek jednotowarowy.....	19
2.1.2 Preferencja wymiany międzystrefowej nad wewnątrzstrefową.....	23
2.1.3 Neutralność technologiczna	24
2.2 Funkcjonowanie sieci.....	25
2.2.1 Loopflows: przepływy niegrafikowe jako efekt zewnętrzny modelu rynku	25
2.2.2 Wzrost skali redispatchingu.....	27
2.2.3 Koszty osierocone/stranded costs	28
Wnioski	29
Spis ilustracji.....	31
Bibliografia	33

Wprowadzenie

W ostatnich dekadach powstał zintegrowany europejski rynek energii, podzielony na duże obszary cenowe (strefy), na którym wymiana dotyczy jednego towaru – energii (tzw. rynek jednotowarowy). W ciągu ostatnich lat coraz poważniejszym wyzwaniem jest jednak stabilność funkcjonowania tego rynku, na co wpływ mają zarówno przemiany technologiczne o rewolucyjnym charakterze (zwłaszcza w dziedzinie generacji i magazynowania energii), jak i narastające problemy regulacyjne.

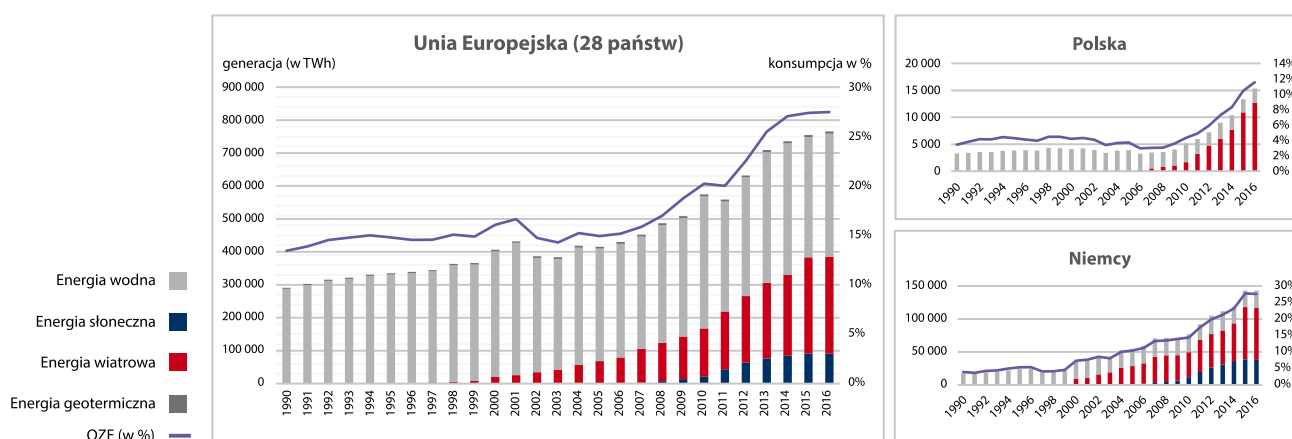
Nowe warunki organizacji sektora elektroenergetycznego oparte na zasadzie konkurencji przypadły na okres dynamicznego postępu technologicznego. Polityka klimatyczna UE wraz z równoległą transformacją energetyczną Niemiec (Energiewende) przełożyły się na szczodre dotacje i wsparcie regulacyjne dla technologii odnawialnych źródeł energii, co zaowocowało znaczącym spadkiem ich kosztów. W efekcie w obecnym miksie energetycznym UE udział źródeł odnawialnych jest coraz większy, coraz powszechniejsze są także małe rozproszone źródła energii elektrycznej, zarówno te oparte na energii słonecznej, jak i biogazie, biomasie itd. (por. rys. 1). Szybki rozwój obejmuje w ostatnich latach także technologie magazynowania energii – pomimo wciąż relatywnie wysokich kosztów inwestycyjnych i nadal występujących ograniczeń technologicznych – co będzie miało wpływ na kształtowanie się rynku energii i jego przyszłą strukturę (Sioshansi 2018). Jest to o tyle istotne, że dopiero magazyny energii w połączeniu z technologiami OZE wytwarzania energii mogą umożliwić lepsze dopasowanie

zmiennej generacji do potrzeb konsumentów.

Postęp w technikach ICT stwarza zaś nowe możliwości w zakresie udziału odbiorców w rynku energii elektrycznej i budowania nowych modeli biznesowych, już nie tylko bezpośrednio zaangażowanych w wytwarzanie i dystrybucję, ale także budowanych wokół tego sektora, jak np. nowe modele transportowe wyrastające wokół elektromobilności. Sektor, dawniej ukierunkowany na zapewnienie odbiorcom energii elektrycznej w każdych warunkach, szuka nowych rozwiązań technologicznych, także umożliwiających zwiększanie elastyczności po stronie popytowej. Oznacza to odejście od tradycyjnie rozumianego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zmianom w strukturze generacji (źródeł i ich geograficznej lokalizacji) nie towarzyszy jednak wystarczająca dynamika rozwoju otrzymanej w spuściznie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, co dziś utrudnia efektywną absorpcję nowych źródeł generacji do systemu.

Rys.
1

Ilość energii generowanej ze źródeł odnawialnych w Europie, 1990-2016 (w TWh)



Źródło: Opracowanie własne.

Dane: Eurostat, GUS.

Ponieważ koncepcja europejskiego rynku energii ukształtowała się jeszcze przed trwającym przełomem technologicznym (o historii, por. Karan, Kazdagli 2011), wiele rozwiązań, które poprzez kolejne pakiety energetyczne kształtują model rynku elektroenergetycznego w Europie, nie odpowiada na dzisiejsze i przyszłe wyzwania związane z transformacją energetyczną. Rodzi to obawy o przebieg dalszej integracji rynku w Europie, a w szczególności o zdolność sektora do absorpcji – w ramach obecnie istniejących rozwiązań – przyszłych innowacji poprawiających sytuację konsumentów. Związane to jest m.in. z architekturą i przyjętymi rozwiązaniami systemowymi, takimi jak przywiązanie do systemu strefowego opartego na dużych obszarach cenowych, rynku jednotowarowego czy nadmiernego zakresu subsydiów dla OZE. Rodzi to techniczne wyzwania wynikające z nieprzystawania fizyki systemu do struktury rynku (PSE 2018). Brak możliwości efektywnego reagowania na wyzwania może doprowadzić do sytuacji, w której rosnące koszty dostaw energii będą społecznie i politycznie trudne do zaakceptowania (niemożliwa będzie socjalizacja kosztów generowanych przez koszty zewnętrzne niewłaściwej architektury rynku; nieefektywnej

w sensie Pareto w jednym lub wielu krajach). Może to grozić dezintegracją rynku.

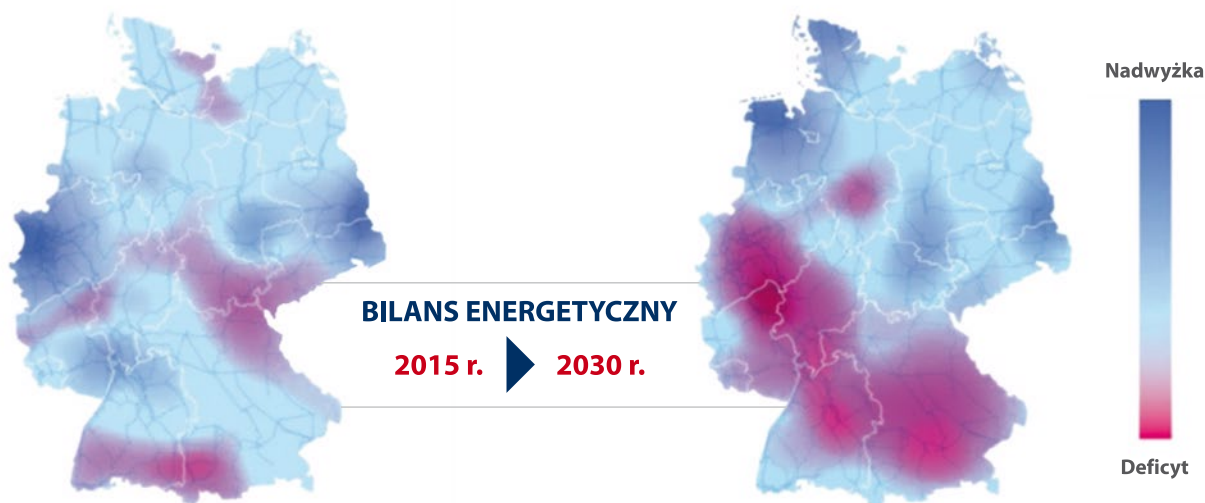
Niniejsze opracowanie jest próbą diagnozy, jakie są w tym kontekście najpoważniejsze wyzwania systemu elektroenergetycznego i rynku energii w Europie oraz jakie są ich źródła (por. rys. 2) z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego. Jednocześnie zawiera ono analizę bliskich konsekwencji jednoczesnej realizacji takich celów jak: dalsza integracja rynku w konsekwentnie wdrażanym i uzupełnianym modelu strefowym, rozwój sektora generacji głównie w oparciu o ekspansję dotowanych źródeł OZE i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw Europejczykom, które wciąż realizowane jest na poziomie narodowym. Wydaje się, że konsekwentne dążenie do jednoczesnej realizacji tych celów może grozić utratą stabilności przez cały system.

Opracowanie zostało podzielone na dwie części. W pierwszej zostały zaprezentowane technologiczne, instytucjonalne, polityczne i regulacyjne ramy funkcjonowania europejskiego rynku energii, a w drugim – zanalizowane ich konsekwencje.



Bilans wytwarzania i zapotrzebowania na energię elektryczną w Niemczech, Niemcy 2015-2030 (prognoza)

Rys.
2



Źródło: Appunn 2018

1

Paradygmat europejskiego rynku energii elektrycznej

W ciągu ostatnich lat procesy integracji europejskiego rynku energii elektrycznej uległy znacznemu zaawansowaniu.

Przyniosło to liczne korzyści partycypującym graczom na rynku energii, a także konsumentom. Powstanie wspólnego rynku stworzyło warunki do budowania rozwiązań wspierających bezpieczeństwo energetyczne całego kontynentu.

Kraje Unii Europejskiej za pośrednictwem kolejnych regulacji kształtujących rynek energii elektrycznej starały się zapewnić możliwie równe warunki wszystkim, co ułatwiło wejście na rynek – do niedawna zamknięty ze względu na koszty wejścia i ograniczony dostęp do infrastruktury sieciowej – nowym graczom w obszarze generacji i dystrybucji energii. Uczestnicy rynku, a w szczególności konsumenci, otoczeni zostali szczególną ochroną ze strony europejskich regulatorów. Między innymi zyskali swobodę łatwej i bezkosztowej zmiany dostawcy energii.

Mimo niewątpliwych sukcesów w budowie wspólnego rynku energii, z czasem ujawnił się szereg problemów związanych z przyjętymi regulacjami. W niewielkim stopniu uwzględniały one rosnącą dynamikę technologicznych zmian w sektorze, rozwój infrastruktury elektroenergetycznej oraz fizyczne wymogi procesu integracji systemów energetycznych. Wpływ na to miały zarówno zapisy nieodzwierciedlające faktycznych uwarunkowań funkcjonowania rynku i fizycznych ograniczeń funkcjonowania systemu, jak i tempo wprowadzanych, często z dobrymi intencjami zmian (zmienność otoczenia regulacyjnego). W efekcie, w warunkach trwającej zmiany technologicznej wpływającej na reguły gry w sektorze, uczestnicy procesu rynkowego często nie nadążają z dostosowaniami (technicznymi/organizacyjnymi etc.).

Co więcej, przyjęte lub wciąż procedowane regulacje, takie jak CEP, są odpowiedzią na liczne, lecz już przeszłe problemy rynku energii. W rezultacie prawdopodobnie nawet wprowadzenie rozwiązań zawartych w CEP nie pozwoli na przekształcenia architektury rynku wystarczające do zapewnienia efektywnego zarządzania systemem elektroenergetycznym.



1.1 Uwarunkowania technologiczne

Trzeba przypomnieć, że w energetyce (podobnie jak w przypadku surowców wykorzystujących dedykowane sieci przesyłowe) ramy rynku wyznaczone są nie tylko przez regulacje, ale także przez techniczne (fizyczne) ograniczenia sieci. Rynek energii wyróżnia konieczność jego bilansowania w każdym momencie, by zapewnić bezpieczeństwo funkcjonowania sieci.

Biorąc pod uwagę zastany stan infrastruktury, oddziaływanie obecnie obowiązujących lub antycypowanych przez jego uczestników regulacji może prowadzić do optymalnej lub suboptymalnej alokacji zasobów w ramach danego modelu rynku. Na europejskim rynku, ramy regulacyjne – przede wszystkim strefowy model, preferencja wymiany międzystrefowej nad wewnątrzystrefową oraz rynku jednotowarowego nad dwutowarowym – prowadzą też do tego, że w warunkach zastanego stanu infrastruktury alokacja zasobów jest często nieoptymalna (co wyjaśniono w części 2.). Wpływa to na krótko- i długookresową stabilność systemów w ramach założonych limitów bezpieczeństwa.

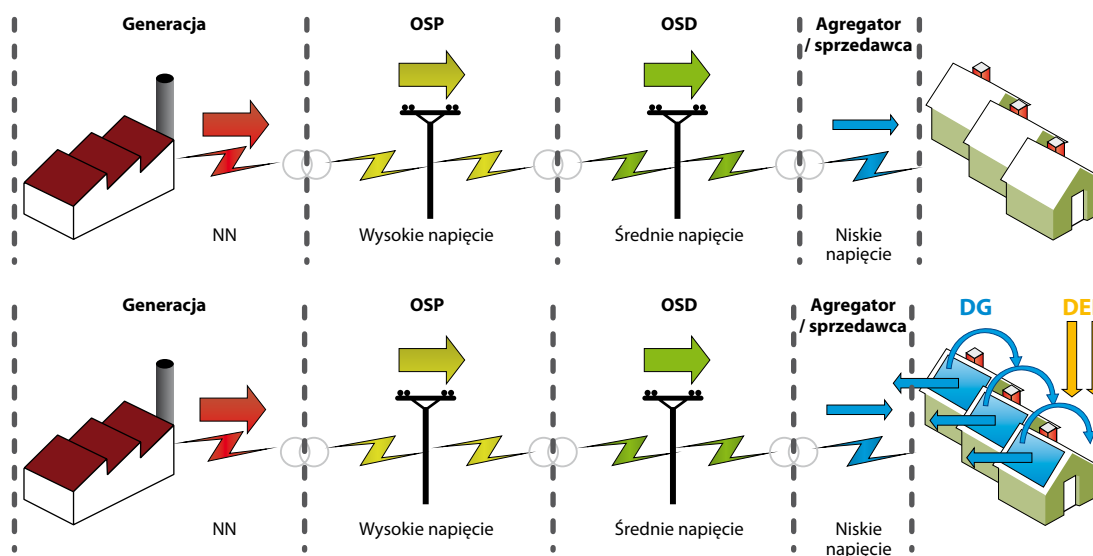
1.1.1 Zastany stan infrastruktury vs. nowe technologie w przesyłach i dystrybucji

Przez lata system elektroenergetyczny właściwie się nie zmieniał. Jego kręgosłup stanowiła sieć przesyłowa, łącząca konwencjonalne elektrownie (których lokalizacja była uzależniona od występowania lub możliwości dostarczenia surowców energetycznych) z centrami zapotrzebowania. Sieć dystrybucyjna łącząca sieć przesyłową z odbiorcami była całkowicie pasywna, a zarządzanie pracą systemu odbywało się w sposób scentralizowany. Ustanowienie, a następnie liberalizacja rynku energii elektrycznej wprowadziły zmiany w sposobie zarządzania parkiem produkcyjnym, wydzielając właścicielsko i kompetencyjnie zarządzanie systemem od zarządzania jednostkami wytwórczymi i dystrybucją. Wraz z rosnącą penetracją źródeł rozproszonych oraz energetyki ze źródeł odnawialnych (OZE), zaczęła zmieniać się specyfika działania sieci przesyłowej oraz – a może przede wszystkim – sieci dystrybucyjnej. Sieć dystrybucyjna staje się coraz bardziej aktywna, notując przepływy mocy nie tylko w sieci przesyłowej, ale także w ramach sieci dystrybucyjnej (por. rys. 3).

Jednocześnie rozwijają się technologie zarządzania stroną popytową, takie jak *smart grid*, *smart metering* i *demand side response*. Coraz istotniejszą

Sieć przesyłowa i dystrybucyjna bez uwzględnienia i z uwzględnieniem prosumentów

Rys.
3



Źródło: <https://www.researchgate.net>

rolę odgrywają rozwiązania sieciowe agregujące aktywnych użytkowników – prosumentów (takie jak chmury, rozwiązania *sharing energy*, rynki energii prosumenckiej) (Sioshansi 2018) – zmienia się *business model* w sektorze, a siła rynkowa dotychczasowych głównych graczy spada w bardzo szybkim tempie.

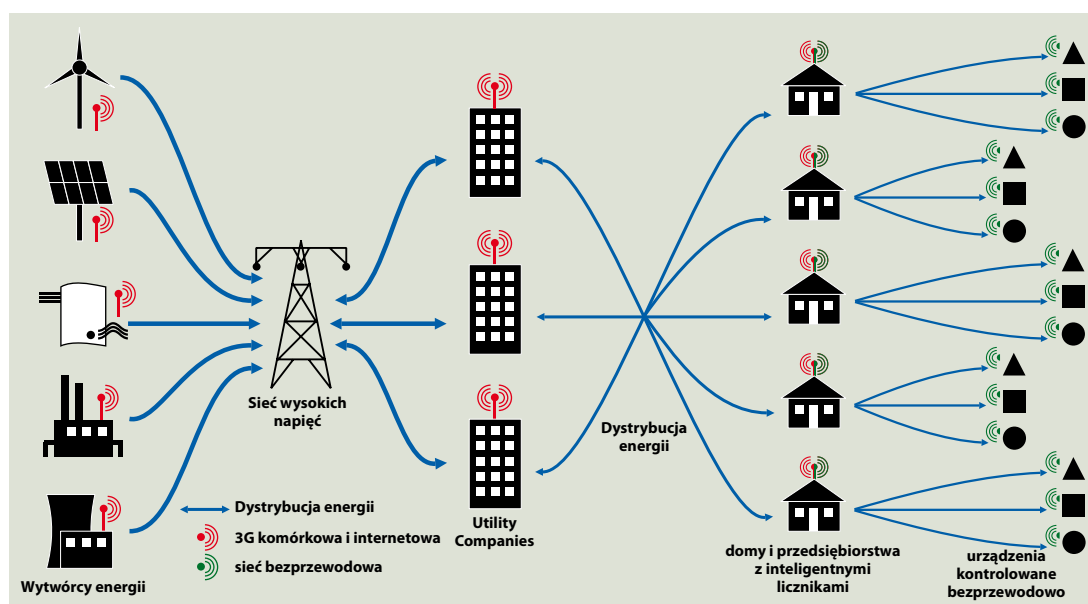
Towarzyszy temu dynamiczna zmiana struktury popytu. Z jednej strony obserwujemy rosnącą efektywność energetyczną gospodarki, a z drugiej – nowe technologie determinujące wzrost popytu na energię o innej strukturze cech zapotrzebowania: elektromobilność (zapotrzebowanie na moc w określonej lokalizacji i czasie), rozwój usług teleinformatycznych, w tym zarządzania wielkoskalowymi zasobami danych (wzrost nieprzewidywalności zapotrzebowania), klimatyzację w centrach usługowych i handlowych (zapotrzebowanie w szczycie letnim). To także okres bardzo dynamicznego rozwoju technologii informatycznych i telekomunikacyjnych. Upowszechniają się też nowe rozwiązania technologiczne w przesyłach. W efekcie możliwe jest coraz bardziej efektywne wykorzystanie zasobów sieci, przede wszystkim właśnie sieci dystrybucyjnej. Zastana struktura sieci elektroenergetycznej nie zawsze jest dostosowana do zmieniającej się podaży energii oraz zmian struktury popytu.

Zmiany w strukturze sieci, niezbędne do efektywnej integracji generacji pochodzącej z OZE i generacji rozproszonej, odbywają się wolniej niż zmiana technologiczna w generacji. Bodźce do rozwoju sieci w ramach dużych stref cenowych nie zawsze odpowiadają faktycznym potrzebom rynku (wpływ założenia o „miedzianej płycie” na takie bodźce został omówiony poniżej). Poważną barierą rozwoju są w szczególności systemowe trudności w budowaniu napowietrznych linii przesyłowych najwyższych napięć w wielu krajach. Mają one charakter środowiskowy i społeczny, a ich wyrazem staje się niechęć lokalnych wspólnot do akceptowania przebiegu linii napowietrznych. W konsekwencji dostosowanie struktury sieci przesyłowych do postępującej zmiany technologicznej w obszarze generacji jest wyraźnie spowolnione, co rodzi narastające problemy w funkcjonowaniu europejskiego rynku (Appunn 2018).

W rezultacie system elektroenergetyczny funkcjonuje przy niespotykanej wcześniej zmienności warunków pracy, coraz bardziej uzależnionych od czynników pogodowych z jednej strony oraz od zmienności zapotrzebowania (w tej chwili wciąż trudnej do prognozowania) z drugiej strony. Jednocześnie rośnie inteligencja systemu elektroenergetycznego, napędzana możliwością zbierania i przetwarzania ogromnych ilości danych (dzięki

Rys.
4

Struktura sieci inteligentnej



Źródło: <https://www.homepower.com>

rozwojowi smart grid). Umożliwi to coraz efektywniejsze wykorzystywanie zmienności cen przez konsumentów. W efekcie zarządzanie systemem jest działaniem coraz bardziej złożonym. O ile jeszcze kilkadziesiąt lat temu zarządzano nim wykorzystując komunikację telefoniczną między pracownikami dyspozycji mocy, a tymi znajdującymi się na stacjach elektroenergetycznych, to dzisiejsza zmienność warunków pracy połączonych systemów wymusza automatyzację procesów. Również praca dyspozytorów jest nierzadko wspomagana zaawansowanymi, inteligentnymi systemami wspomagającymi (por. rys. 4). (Richter et al. 2012) Wskutek tego procesy równoważenia rynku przebiegają dynamicznie, zmienność popytu i podaży rośnie, a dostosowania są coraz szybsze.

1.1.2

Rosnąca rola OZE w systemie energetycznym

Możliwość pozyskiwania energii przy koszcie krańcowym bliskim zeru stanowiła przynajmniej od kryzysu energetycznego w latach 70. bodziec do badań nad technologiami pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych. Jednak dopiero globalna (ONZ) i europejska polityka klimatyczna stały się katalizatorem rozwoju i upowszechnienia energetyki opartej na OZE. W szczególności polityka klimatyczna UE i towarzyszące jej programy zachęcające do subsydiowania generacji wiatrowej i słonecznej wywołały dodatkowe silne bodźce ekonomiczne do rozwoju generacji ze źródeł odnawialnych. To przyczyniło się do szybkiego rozwoju technologii, co z kolei dodatkowo przyspiesza realizację zamierzeń polityki energetycznej i klimatycznej UE. Ambitne cele klimatyczne UE określają również wskaźniki udziału generacji odnawialnej w miksie energetycznym. W związku z tym państwa członkowskie wprowadziły różne mechanizmy wsparcia dla technologii OZE, tak by osiągnąć założone we wskaźnikach cele. Te mechanizmy okazały się często przewymiarowane, prowadząc do pogorszenia warunków konkurencji dla stabilnych źródeł konwencjonalnych.

Okres amortyzacji i rozkład długookresowych kosztów jest w wypadku energetyki opartej na źródłach odnawialnych krótszy niż w przypadku energetyki konwencjonalnej, a duża część kosztów jest ponoszona jednorazowo w fazie inwestycyjnej.

W okresie generacji koszty zmienne i krańcowe są bardzo niskie, często są bliskie 0. W rezultacie, w wypadku gdy subsydiowana jest faza inwestycji, a następnie generacji (pomimo niskich kosztów krańcowych), możliwe jest okresowe oferowanie energii po cenie bliskiej 0 lub wręcz ujemnej w wypadku źle zaprojektowanych subsydiów. W efekcie dynamiczny rozwój subsydiowanej generacji ze źródeł odnawialnych zakłóca sygnały cenowe na rynku energii elektrycznej. Dotyczy to całego rynku, który obejmuje źródła niekonwencjonalne i konwencjonalne. Znacząca nierównowaga warunków funkcjonowania sektorów energetyki konwencjonalnej, gdzie przychody są uzależnione przede wszystkim od cen energii elektrycznej, w stosunku do energetyki odnawialnej, mającej komfortowe warunki funkcjonowania uzyskane dzięki wysokim subsydiom i szybszemu niż oczekiwano postępowi technologicznemu, przekłada się na istotne pogorszenie sytuacji finansowej energetyki konwencjonalnej, a przede wszystkim na osłabienie bodźców inwestycyjnych.

Pomimo zalet OZE, w chwili obecnej wciąż nie ma możliwości oparcia na nich całości potrzebnej w każdej chwili generacji. Źródła OZE obecnie nie zapewniają gwarancji bezpieczeństwa i stabilności dostaw energii ze względu na brak wystarczających technologii magazynowania energii. Dlatego pogłębiająca się trudna sytuacja źródeł konwencjonalnych prowadzi do mogących w przyszłości narastać problemów z bilansem mocy oraz dostępnością usług systemowych (Bloomberg 2018).

W pełni efektywne wykorzystanie OZE w systemach elektroenergetycznych jest obecnie utrudnione ze względu na niedostateczny rozwój technologiczny w obszarze magazynowania energii elektrycznej. Dynamika zmian w tym sektorze jest znaczna, wciąż jednak niewystarczająca do zagwarantowania stabilnej pracy systemu opartego wyłącznie na OZE. Zważywszy na fakt, że źródła odnawialne nie są w stanie zapewniać wymaganej przez biznes i gospodarstwa domowe ciągłości dostaw energii, słaba kondycja sektora energetyki konwencjonalnej stanowi potencjalnie duże zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Zjawisko to widoczne jest nie tylko w Europie, ale także na innych rozwiniętych rynkach, gdzie dotacje dla OZE okazują się zbyt szczodre, zaburzając działanie mechanizmów rynkowych.

1.1.3

Wyzwania generacji rozproszonej

Wraz z rozwojem generacji OZE i energetyki obywatelskiej wytwarzanie rozproszone w coraz większym stopniu penetruje sieci OSD, co ma wpływ na sposób ich pracy – z sieci pasywnych dostarczających energię konsumentów stają się one sieciami aktywnymi o dwukierunkowym charakterze. Niestety sieci OSD z reguły nie były projektowane do takiej pracy ani nie zostały przystosowane do tego typu aktywności dwukierunkowej. W efekcie upowszechnianie się rozwiązań energetyki obywatelskiej i energetyki rozproszonej, w krótkim i średnim okresie, w istniejącym modelu rynku może prowadzić do narastających problemów z zarządzaniem siecią. W szczególności, w warunkach rosnącej produkcji ze źródeł rozproszonych coraz kosztowniejsze będzie trwanie przy założeniu o „miedzianej płycie” w ramach dużych stref cenowych.

Zrealizowanie tego założenia w warunkach rozwoju źródeł rozproszonych wymagać będzie znaczących inwestycji w sieci przesyłowe. Biorąc pod uwagę niską jakość sygnałów rynkowych z dużych obszarów cenowych, może to prowadzić do zbędnych kosztów dla konsumentów. Dodatkowo, rozwój OZE wymaga zachowania możliwych do kontroli, stabilnych źródeł generacji. Jest to szczególnie istotne, ponieważ brakuje technologii magazynowania. Jednak jest to trudne do osiągnięcia uwzględniając rosnącą rolę regulacji klimatycznych w polityce energetycznej.

1.1.4

Podsumowanie

Szybkie zmiany technologiczne mają wpływ na pracę i stabilność systemu. W takiej sytuacji efektywna, zgodna z prawami fizyki struktura rynku powinna wzmocnić transformację systemu energetycznego. Przepisy regulujące rozwój rynku mają kluczowe znaczenie dla znalezienia krótko- i długoterminowej równowagi gospodarczej. Niestety nie jest to przypadek rynku energii UE. Proces stanowienia prawa, wbrew oczekiwaniom i życzliwości prawodawców, skutkuje regulacjami, które mogą nie wspierać transformacji sektora elektroenergetycznego. Wręcz przeciwnie – niestabilne i nieprzewidywalne otoczenie regulacyjne może ją zahamować.

1.2

Europejska polityka energetyczna i jej cele

Specyfika rynku energii wiąże się zarówno z siecią infrastrukturalną, jak i specyfiką dostarczanego produktu. Infrastruktura, podobnie jak w przypadku niektórych surowców energetycznych (gazu, ropy naftowej) może zostać wykorzystana wyłącznie do przesyłu tego jednego produktu, energii elektrycznej – ale jest też niezbędna do tego przesyłu. Przedmiotem wymiany rynkowej na tym rynku są jednak faktycznie dwa towary: energia oraz moc, czyli gotowość do dostarczenia odpowiedniej ilości energii, gdy jest potrzebna. Wymiana ta może odbywać się w formule rynku jednotowarowego, tzn. takiego, gdzie energią i mocą handluje się w jednym procesie rynkowym, lub dwutowarowego, gdzie procesy rynkowe dotyczące energii i mocy są rozdzielone.

Rynek energii posiada dodatkowe, wyróżniające go cechy. Przede wszystkim rynek energii i działanie systemu muszą pozostawać w ciągłej równowadze. Każde poważniejsze zachwianie równowagi może wpłynąć na stabilność pracy systemu powodując *blackout* i utratę dostępu do elektryczności przez dużą grupę odbiorców. Dodatkowo, w chwili obecnej, w przeciwieństwie do rynków surowców energetycznych, brak jest efektywnych rozwiązań magazynowania energii i mocy w dużych ilościach. W rezultacie, niewłaściwa, tzn. niedostosowana do obecnego stanu infrastruktury i dynamiki zmian technologicznych, organizacja rynku grozi nie tylko ryzykiem zniekształcenia mechanizmu cenowego, bądź lokalnych niedoborów energii, ale także nieciągłością pracy lub niestabilnością systemu energetycznego.

Europejska polityka energetyczna kształtuje rynek energii: definiuje ramy regulacyjne i instytucjonalne, w ramach których funkcjonuje system elektroenergetyczny oraz działają mechanizmy rynkowe – zarówno te o charakterze technicznym (techniczne bilansowanie popytu i podaży), jak i ekonomicznym (ustalenie poziomu podaży i popytu na rynku w każdym momencie, a w konsekwencji cen rynkowych; zawieranie transakcji terminowych etc.). Na rynku energii regulatorzy mają za zadanie nie tylko

kontrolować stosowanie prawa energetycznego, ale także są do pewnego stopnia zaangażowani w kształtowanie prawa poprzez wdrażanie różnorodnych metodologii niezbędnych do wprowadzenia Europejskich Kodeksów Sieciowych. Przyjęte rozwiązania regulacyjne mają ogromny wpływ na rozkład przychodów graczy rynkowych, strukturę inwestycji oraz bodźce cenowe.

Kluczowe obszary regulacyjne dotyczą nie tylko określenia samej natury rynku, mającej wpływ na kształtowanie się cen oraz efektywność wykorzystania zasobów systemu (np. rynek strefowy vs. węzłowy; rynek jedno- vs. dwutowarowy etc.), ale i zewnętrznych wobec rynku regulacji i strategicznych celów polityki energetycznej, mogących wpływać na jego działanie. Takie regulacje obejmują zwłaszcza długookresową politykę gospodarczą, której potrzebom podporządkowana jest polityka energetyczna, a także politykę klimatyczną, która może prowadzić do wyboru suboptymalnych rozwiązań technologicznych i regulacyjnych. W Unii Europejskiej istotny wpływ na kształtowanie ram rynku ma zarówno założenie o niezbędności bezpiecznych dostaw energii dla biznesu, obywateli UE, rozwoju gospodarczego, a w długim horyzoncie samowystarczalności energetycznej, jak i przekonanie, że sektor elektroenergetyczny jest tym, w którym można osiągnąć szybkie postępy dekarbonizacji.

1.2.1 Rynek energii

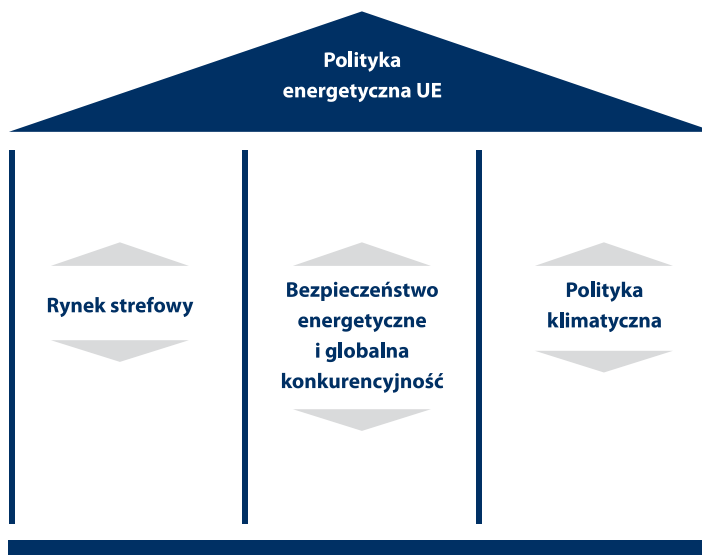
Europejska polityka energetyczna opiera się na trzech fundamentach: strefowej architekturze rynku, zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw i globalnej konkurencyjności Europy oraz polityce klimatycznej.

W odniesieniu do modelu rynku wskazać można następujące cechy (rys. 5):

(1) Model rynku jest strefowy. Budowa zintegrowanego europejskiego systemu energetycznego jest traktowana jako część procesu integracji gospodarczej, klasycznej liberalizacji, w ramach której rynki narodowe łączą się w jeden rynek ogólnounijny. Dziś narzędziem mającym służyć integracji systemów elektroenergetycznych jest strefowy model rynku,

Rys.
5

Filary polityki energetycznej UE



Źródło: Opracowanie własne

a regulacje europejskie w ostatnich dekadach służyły powstaniu takiego właśnie, paneuropejskiego, strefowego rynku elektroenergetycznego. Koncepcja ta znalazła zastosowanie w wielu regionach świata. Opiera się on na strefach cenowych (obszarach rynkowych, w których jest jednakowa cena), działających przy założeniu – przyjmowanym *ex ante* w trakcie ich wyjściowej delimitacji – o nieograniczonych zdolnościach przesyłowych i możliwościach handlowych w granicach każdej strefy cenowej (założenie o „miedzianej płycie”). Faktyczna delimitacja stref w Europie została jednak przeprowadzona z uwzględnieniem przede wszystkim istniejących granic administracyjnych (poza kilkoma wyjątkami pokrywa się z granicami państw), a nie analizy zdolności przesyłowych w ich ramach. Poszczególne strefy są połączone interkonektorami, które – posiadając określone zdolności przesyłowe – powinny determinować skalę transakcji pomiędzy nimi. Koncepcja rynku strefowego uzupełniona została w regulacjach europejskich mechanizmem możliwej dynamicznej rewizji stref (tzn. możliwości łatwej zmiany granic stref), która jednak w praktyce jest trudna lub niemożliwa do osiągnięcia z powodów politycznych.

(2) Rynek jest rynkiem jednotowarowym – ewentualnie uzupełnianym w krótkim okresie o wspomaga-

jące wystarczalność generacji mechanizmy mocowe. W odróżnieniu od modelu rynku dwutowarowego, na takim rynku sprzedawana i kupowana jest wyłącznie energia w postaci produktów definiowanych poprzez ilość, a także czas i strefę dostawy. Odbiorcy płacą za megawatogodziny energii. Dodatkowo, OSP danego obszaru świadczy usługi systemowe, służące ciągłości, stabilności i jakości pracy tego obszaru systemu elektroenergetycznego. Cena hurtowa każdorazowo jest ustalana na poziomie ceny oferowanej przez ostatniego (najdroższego) uwzględnianego wytwórcę w zgodzie z *merit order*. W efekcie ceny kształtują się na poziomie krótkookresowego kosztu zmiennego tej ostatniej jednostki wytwórczej, czyli kosztu bieżącego funkcjonowania takiej jednostki. W regulacjach UE akceptowanym w krótkim okresie uzupełnieniem rynku jednotowarowego pozostają mechanizmy mocowe, takie jak rezerwa strategiczna albo rynek mocy, mające służyć zabezpieczeniu generacji w średnim okresie. Dopuszczeniu tych mechanizmów towarzyszy jednak założenie, że są one formą pomocy publicznej i dlatego właśnie mogą mieć wyłącznie charakter przejściowy.

(3) Rynek ma wspierać paneuropejską integrację sektora, w związku z czym wymiana międzystrefowa uzyskuje regulacyjne preferencje względem wymiany wewnątrzstrefowej. Od pewnego czasu

w europejskich regulacjach, a w szczególności w CEP, dostrzec można rosnący nacisk na wsparcie wymiany międzystrefowej, nawet kosztem wymiany wewnątrzystrefowej. Ma to być narzędzie pogłębiania integracji rynków o ponadnarodowym charakterze. Wydaje się jednak, że jest ono stosowane kosztem bezpieczeństwa dostaw dla europejskiego konsumenta. Ilustruje to projekt rozporządzenia w sprawie rynku energii elektrycznej, który zobowiązuje do oferowania co najmniej 75% zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych na potrzeby wymiany międzystrefowej. Oznacza to, że przy obliczaniu zdolności przesyłowych przyjmowane byłyby założenia nieuwzględniające faktycznych technologicznych uwarunkowań pracy systemu. Teoretycznie przyczynia się to do konwergencji cen i bardziej efektywnego wykorzystania jednostek wytwórczych w Europie. Jednak w rzeczywistości sygnały cenowe generowane w takich warunkach mają niewiele wspólnego z wymogami systemu. Co więcej, wymagać będą one stosowania działań zaradczych, co przyczyni się do powstania wielkoskalowego rynku redispatchingu, inaczej zorganizowanego i z odmiennymi poziomami cen niż rynek hurtowy.

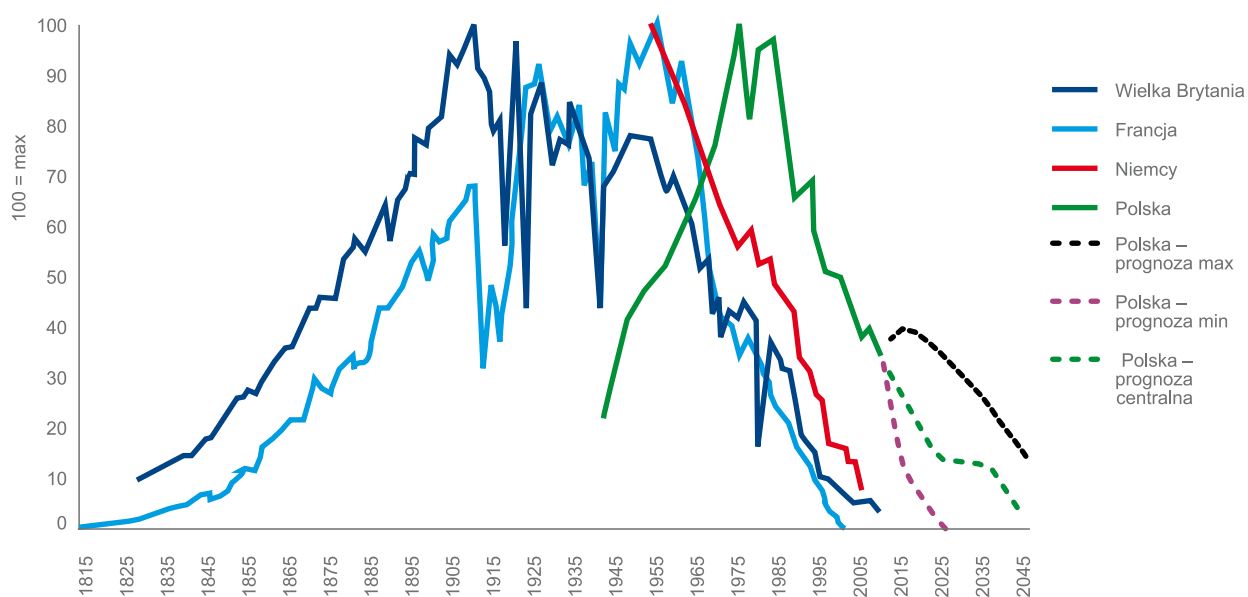
Dziś, w warunkach zmian technologicznych i kształtowania się nowych modeli biznesowych na rynku energii, funkcjonowanie rynku mającego łącznie te cechy może stanowić zagrożenie dla stabilności całego systemu.

1.2.2 Bezpieczeństwo dostaw energii i globalna konkurencyjność Europy

Historycznie rzecz ujmując, u podstaw europejskiej polityki energetycznej legło także założenie o niezależności od niepewnych dostawców surowców energetycznych. Ponieważ podwaliny tej polityki formowały się w okresie po kryzysie naftowym lat 70., w warunkach wyczerpywania się europejskich zasobów węgla (por. rys. 6), konieczne było znalezienie nowych źródeł energii i ograniczenie zależności energetycznej Europy. Wsparcie dla rozwoju generacji z OZE oraz w pewnym stopniu również energetyki gazowej, prócz ekologicznych ma również uzasadnienie geopolityczne. Jednak jego naturalną konsekwencją, zwłaszcza że wyczerpują się europejskie zasoby gazu z szelfu atlantyckiego, jest ryzyko uzależnienia się od dostaw

„Peak coal”: Spadek produkcji węgla w Unii Europejskiej i w Polsce

Rys.
6



Źródło: <http://wise-europa.eu>

gazu z Rosji, która w przeszłości była postrzegana jako stabilny dostawca. Upowszechnienie OZE miało też uniezależnić ceny energii w Europie od zmian cen nieodnawialnych surowców energetycznych – dając dostęp nie tylko do „zielonej”, ale i bezpiecznej energii. Wszystko to jednak pozostaje w oderwaniu od potencjału magazynowania energii elektrycznej, który jest nadal niski.

W kontekście istniejących uwarunkowań gospodarczych oraz – przede wszystkim – tak sformułowanych długookresowych założeń gospodarczych i geopolitycznych polityki energetycznej jeszcze ważniejszy stał się rozwój OZE, które bywa postrzegane w Europie jako klucz do niezależności energetycznej. Co ważniejsze, poprzez rozwój towarzyszących gałęzi przemysłu (jak produkcja turbin wiatrowych i paneli PV) upowszechnienie OZE miało poprawić sytuację konkurencyjną Europy na globalnym rynku, poprzez zajęcie jednej z najbardziej innowacyjnych i dających wysoką wartość dodaną nisz w sektorze przetwórstwa przemysłowego. Ten cel nie został w pełni osiągnięty, ponieważ europejscy wytwórcy paneli fotowoltaicznych są wypierani przez wschodnioazjatyckich konkurentów, a w dziedzinie magazynowania energii Europa została z tyłu.

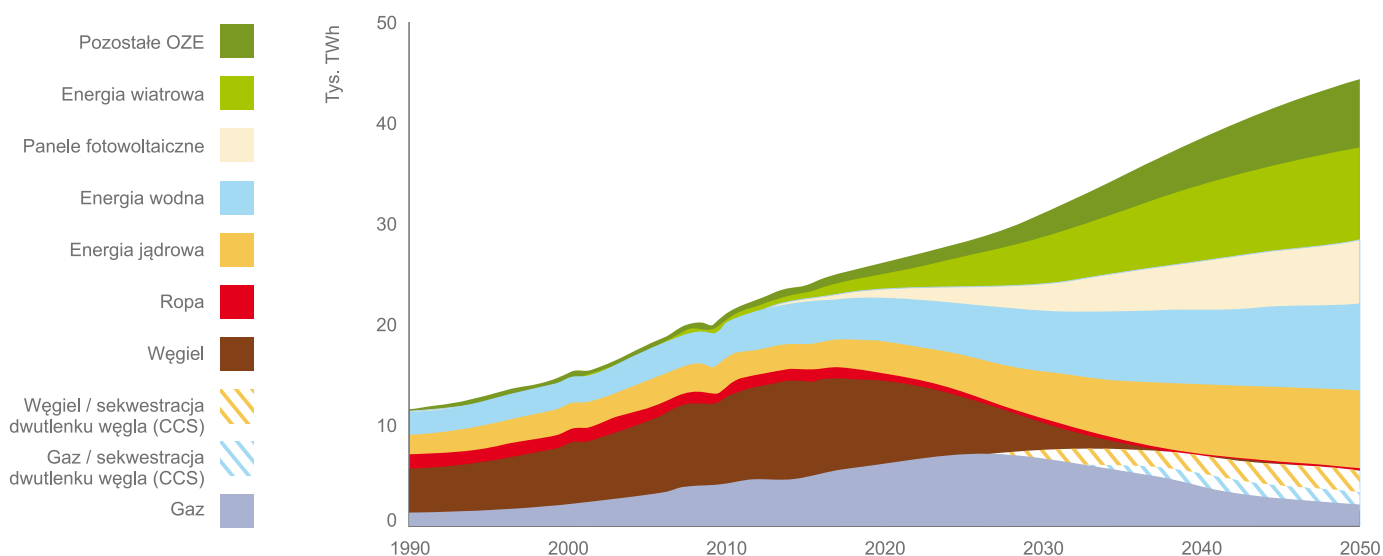
Wybór struktury rynku i modelu wsparcia pewnych sektorów energetyki można w tym kontekście rozpatrywać jako wybór strategiczny dla UE. Wydaje się jednak, że skutkować on może konsekwencjami odwrotnymi do zamierzonych – uzależnieniem od mało wiarygodnego monopolisty w dziedzinie dostaw gazu oraz brakiem pewności odnośnie do wystarczającej generacji (dotkliwych zwłaszcza w warunkach bezwietrznych i pochmurnych niżów zimą) i dostaw energii (co związane jest również z możliwymi w przyszłości problemami w zarządzaniu siecią elektroenergetyczną).

1.2.3 Polityka klimatyczna

Zaangażowanie UE w politykę klimatyczną i realizację celów związanych z wypełnianiem paryskiego porozumienia klimatycznego ma istotny wpływ na europejską politykę energetyczną. Kolejne pakiety energetyczne w coraz większym stopniu uwzględniają komponent ekologiczny, co znalazło nawet odzwierciedlenie w nazwie czwartego pakietu energetycznego CEP: „Czysta Energia”. W szczególności istotne jest dążenie do tzw. głębokiej dekarbonizacji europejskich gospodarek/europejskiej gospodarki, czyli drastycznej redukcji emisji CO₂, głównie poprzez wyeliminowanie wykorzystywania węgla jako surowca energetycznego (por. rys. 7). UE oczekuje od państw członkowskich,

Rys.
7

Głęboka dekarbonizacja – scenariusz zmian na rynku energii wg IEA (struktura wytwarzania wg źródła generacji)



Źródło: <http://www.powermag.com>

by w stopniu większym, niż zawarto to w porozumieniach paryskich, proces dekarbonizacji objął energetykę konwencjonalną. Dlatego cele dotyczące ograniczenia emisji uzupełnione są dodatkowo rozwiązaniami dotyczącymi bezpośrednio energetyki.

W szczególności cele europejskiej polityki ekologicznej są implementowane bezpośrednio do polityki energetycznej. Ważnym elementem tego podejścia jest wsparcie rozwoju sektora OZE kosztem innych subsektorów wytwarzania energii elektrycznej. W efekcie cele klimatyczne UE, oprócz samej redukcji CO₂, określają cele w zakresie udziału źródeł generacji odnawialnej oraz eliminacji źródeł emisyjnych konkretnie w miksie energetycznym. By realizować te cele (lub cele stawiane wcześniej indywidualnie przez rządy na poziomie narodowym, jak było np. w przypadku Niemiec), państwa członkowskie wprowadziły różne mechanizmy wsparcia. Część z nich okazała się przewymiarowana, prowadząc do pogorszenia warunków konkurencji dla stabilnych źródeł konwencjonalnych, będących gwarantem bezpieczeństwa dostaw energii, a w konsekwencji eliminowania problemów z bilansem mocy oraz dostępnością usług systemowych.

Każdy OSP jest neutralny względem metod wytwarzania energii, jednak kluczowa dla niego jest pewność, że zainstalowana moc będzie dostępna dla bilansowania systemu w każdym momencie, w stopniu niezbędnym do zapewnienia jego stabilności operacyjnej. Uzupełnieniem nacisku na politykę klimatyczną jest dodatkowe uzasadnienie wsparcia wymiany międzystrefowej kosztem wewnątrzystrefowej: ma ono pozwolić na stworzenie możliwości udostępnienia ekologicznej energii Europejczykom niezależnie od źródła jej pochodzenia (tzn. niezależnie od miksu energetycznego kraju ich zamieszkiwania). Choć sam cel obniżenia emisji również w branży energetycznej jest zasadny, to przy obecnej strukturze rynku jego pośpieszna i nieprzemyślana realizacja może skutkować utratą samowystarczalności energetycznej w przypadku wielu krajów, uzależniając je trwale od dostaw, których okresowo może zabraknąć.

1.2.4 Podsumowanie

Samowystarczalność energetyczna Europy, osiągnięta m.in. dzięki skutecznej polityce klimatycznej w energetyce (która ma wyeliminować źródła generacji kon-

wencjonalnej wykorzystujące surowce energetyczne pochodzące od niepewnych dostawców), miałaby nie tylko zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne oraz przyspieszyć i pogłębić proces dekarbonizacji, ale jednocześnie – poprzez zwiększenie współzależności – pogłębić integrację polityczną i gospodarczą krajów Europy (np. poprzez wspomniane preferencje dla przepływów międzystrefowych kosztem wewnątrzystrefowych, tak by umożliwić Europejczykom dostęp do „czystej” energii). Jednak obecnie realizacja tego celu może okazać się niemożliwa, nie tylko ze względu na opisane powyżej ograniczenia technologiczne (związane głównie z ograniczeniami przesyłowymi oraz ograniczeniami technologii magazynowania energii), ale także na uwarunkowania polityczne i gospodarcze procesu integracji. Wykorzystywanie polityki energetycznej jako narzędzia polityki ekologicznej, a jednocześnie sposobu na pogłębienie integracji wydaje się trudne do pogodzenia. W efekcie może sprawić, że zwiększa się ryzyko nierealizowania podstawowych celów polityki energetycznej, takich jak bezpieczeństwo dostaw energii dla Europejczyków czy też zapewnienie powszechnej dostępności energii po społecznie akceptowalnych cenach.

Trzeba też podkreślić, że narastające komplikacje technologiczne, dotyczące niemal wszystkich OSP w Europie, są pogłębiane dodatkowo przez kolejne regulacje, zwiększające integrację w ramach nieefektywnego modelu rynku międzystrefowego. Te nowe regulacje implementowane są zbyt szybko, przez co wchodzą w kolizję z nie w pełni zaimplementowanymi rozwiązaniami z poprzednich pakietów (jak kodeksy energetyczne), a w efekcie, pomimo dobrej woli twórców, spowalniają dostosowanie europejskiego rynku do trwających zmian technologicznych. Przykładem jest ostatni Clean Energy Package zaproponowany przez Komisję Europejską pod koniec 2016 roku, w dużej mierze pozwalający rozwiązać przeszłe problemy.

Przykładem świadczącym o niepełnym sukcesie w budowie europejskiego rynku energii elektrycznej jest nieuporządkowana sytuacja na rynku wymiany transgranicznej. Brak koordynacji w procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych przekłada się na nieprawidłowe sygnały cenowe, a co za tym idzie – nieefektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej i wytwórczej.

2.

Konsekwencje europejskiego paradygmatu dla funkcjonowania rynku

2.1 Rynek

Obecna struktura i ramy regulacyjne sektora energii elektrycznej rodzą liczne problemy na styku technologii, uwarunkowań instytucjonalnych i organizacji rynku. W szczególności, zaimplementowane rozwiązania rynkowe (rynek strefowy) sprawiają, że procesy rynkowe realizowane są w ramach strefowego modelu sieci. Model ten jest bardzo daleko idącym uproszczeniem w stosunku do węzłowej rzeczywistości wynikającej z praw fizyki. Transakcje kupna i sprzedaży energii dokonywane są przez uczestników rynku z pominięciem ograniczeń sieci przesyłowej, co często skutkuje techniczną niewykonalnością takich transakcji i koniecznością podejmowania działań zaradczych przez OSP. Działania te oczywiście wiążą się z dodatkowymi kosztami, które jednak nie są przenoszone na tych, których decyzje i transakcje powodują konieczność podejmowania tych działań, lecz są przenoszone przez taryfę przesyłową na wszystkich odbiorców energii elektrycznej w kraju (socjalizacja kosztów). W jeszcze niedalekiej przeszłości takie funkcjonowanie rynku miało sens: powszechna socjalizacja kosztów funkcjonowania sieci umożliwiała jej rozwijanie i utrzymywanie także na tych obszarach, na których jej istnienia nie da się uzasadnić czystym rachunkiem ekonomicznym, lecz było to z oczywistych względów niezbędne, np. obszary wiejskie.

Jednak dziś doświadczenie z funkcjonowania rynku strefowego wskazuje, że nie spełnia on kryteriów efektywności. Podtrzymanie stabilności systemu funkcjonującego w warunkach takiego rynku wymaga już teraz dużej liczby pozarynkowych, operatorskich działań naprawczych, mających na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu. Ta ogromna skala i związany z nią wielki koszt działań naprawczych wynikają obecnie przede wszystkim z nowego zjawiska, którym jest już duża i szybko rosnąca ilość generacji z niestabilnych źródeł.

W modelu strefowym nie ma także mowy o właściwych sygnałach dla uczestników rynku, które zapewniłyby efektywność bieżącej pracy systemu, ani też o efektywności w perspektywie długoterminowej. Wiąże się to z inherentnym problemem rynku strefowego – kwestią delimitacji stref. Zasada wyjściowego wyznaczenia stref w Europie definiowanych przez

granice państw nie gwarantuje ich optymalnych obszarów. Poprawa sytuacji wymagałaby zmian granic obowiązujących obszarów rynkowych w taki sposób, aby wymiana handlowa prowadzona w ich ramach miała możliwie mały wpływ na przepływy pomiędzy obszarami rynkowymi, a co za tym idzie – nie naruszała (w nieakceptowalnym stopniu, ponieważ zjawisko to jest nie do uniknięcia w europejskiej sieci elektroenergetycznej) efektywności alokacji wymiany transgranicznej.

Jest to coraz trudniejsze z dwóch powodów. Po pierwsze, wyznaczenie granic większości stref odpowiadających granicom państw członkowskich UE w sytuacji zmiany konfiguracji stref będzie zawsze napotykało na opór, którego nie da się zbyć argumentem, że to sprawa tylko techniczna i elektroenergetyczna, bo przecież sieć była budowana także po to, by realizować potrzeby pozaekonomiczne, potrzeby bycia uczestnikiem społeczeństwa i brania udziału w jego rozwoju. Po drugie zaś, zmiana konfiguracji stref będzie zawsze naruszała interesy tych uczestników rynku, którzy postanowili zawrzeć transakcje długoterminowe, np. wieloletnie kupna/sprzedaży energii elektrycznej. A zrobili to działając racjonalnie, w oparciu o aktualną konfigurację stref cenowych z ich nieoptymalnościami, które – co oczywiste – mogły sprzyjać zawieraniu takich transakcji. W idealnym modelu strefowym zmiany konfiguracji stref powinny być szybkie, by adaptować je do potrzeb systemu. Jednak każda zmiana obszarów rynkowych wpływa na funkcjonowanie rynku, stąd kodeks CACM zakłada ich stabilność w czasie. Jednocześnie przewiduje okresowy cykl analizy prawidłowości ich konfiguracji, na wypadek gdyby stały się suboptymalne pod względem rynkowym lub technicznym. W tym kontekście, przyjmując że wyznaczone obecnie zgodnie z granicami politycznymi strefy nie są optymalne z technicznego punktu widzenia, powodzenie pierwszego takiego przeglądu wydaje się kluczowe dla efektywnego działania europejskiego rynku.

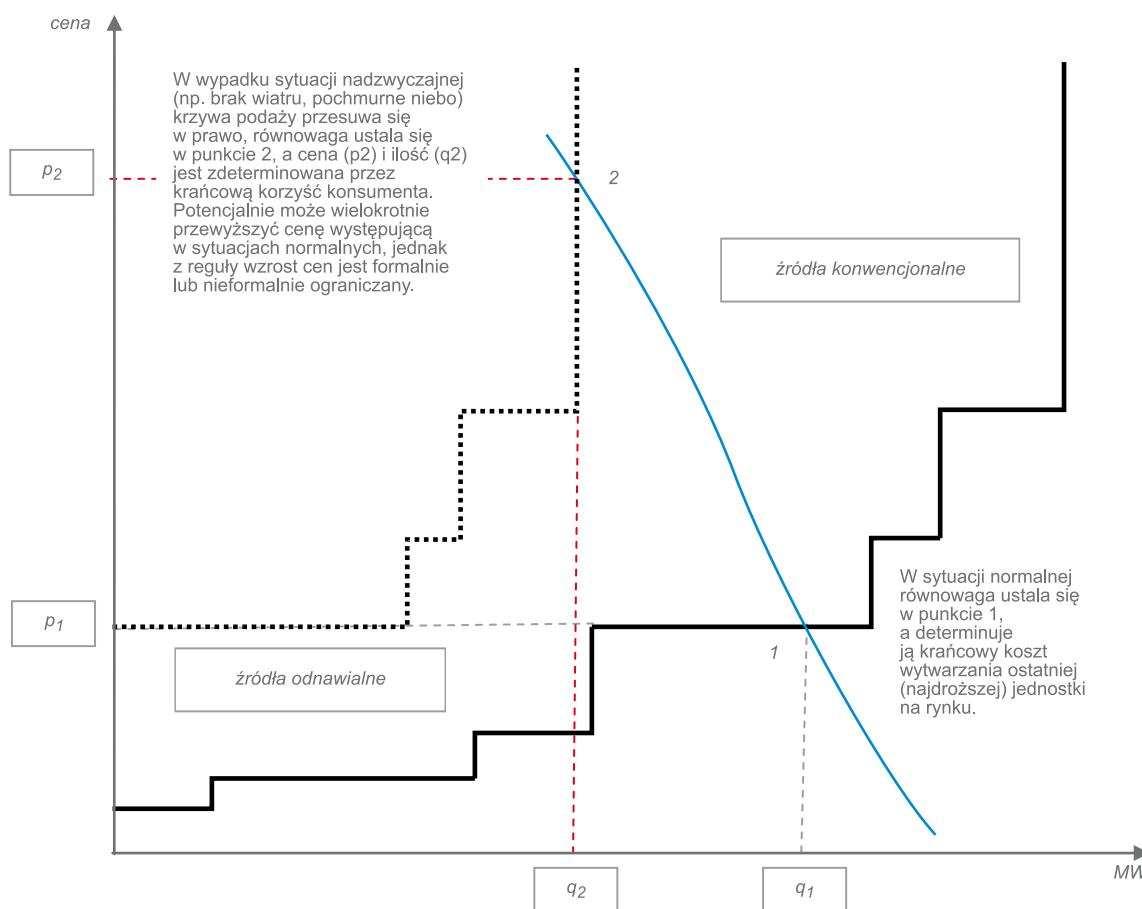
Ze względu na specyfikę rynku europejskiego zmiany granic obszarów cenowych mogą ingerować w obszar suwerenności państw narodowych tworzących Unię Europejską. W efekcie kwestia zmiany granic obszarów rynkowych pozostaje silnie upolityczniona. Podział terytorium kraju na mniejsze obszary cenowe niewykraczające poza terytorium jednego państwa zastosowano z pożytkiem w Szwecji i we Włoszech,

za wolą i zgodą rządów tych krajów. Z kolei wspólna strefa cenowa obejmująca dwa kraje, Niemcy i Austrię, nie okazała się dobrym rozwiązaniem z punktu widzenia europejskiego (ze względu na efekty zewnętrzne jej istnienia – patrz roz. 2.2.1). Obecnie w trakcie procedowania jest podział tej wspólnej strefy na dwie (zgodnie z granicami państw), w warunkach niechętnego nastawienia obu krajów objętych podziałem. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że w ramach istniejących ram regulacyjnych będzie to proces dłuższy, niż planowano i trudny do realizacji. W dodatku proponowane w pakiecie CEP regulacje mogą ten proces jeszcze utrudnić. Potwierdza to obecnie dobiegająca końca pierwsza edycja przeglądu obszarów rynkowych w UE, w której udział wzięli OSP z Austrii, Belgii, Czech, Danii, Francji, Holandii, Luksemburga, Niemiec, Polski, Słowacji, Słowenii, Węgier i Włoch. W raporcie wskazano, że wobec istotnych niepewności procesu analitycznego dotyczącego m.in. przyszłego układu sieci, przyszłej struktury generacji, itd., przeprowadzone studium nie dostarczyło jednoznacznych przesłanek co do wyższości jednej konfiguracji nad drugą. W efekcie, pomimo występujących problemów, zarekomendowano pozostanie przy obecnej konfiguracji obszarów rynkowych.

Wydaje się więc, że możliwość korekty granic stref nie jest odpowiedzią na aktualne problemy europejskiego rynku energii. Potencjalne negatywne konsekwencje polityczne, wiążące się ze zmianą granic stref, będą naturalnym bodźcem do unikania zmian. W szczególności ukształtowanie się stref obejmujących terytoria wielu państw będzie rodzić problemy z zarządzaniem kwestią bezpieczeństwa dostaw, których operatorzy będą starali się uniknąć. Wprawdzie doświadczenie z funkcjonowania strefy rynkowej obejmującej Niemcy i Austrię wskazuje na wykonalność tego typu rozwiązań, to jednak opór przed korektą granic tej strefy wskazuje, jak trudna może być korekta raz ustalonych granic obszarów rynkowych.

2.1.1 Rynek jednotowarowy

Cena kształtująca się na jednotowarowym rynku, w warunkach dynamicznych zmian technologicznych, których jesteśmy świadkami, słabo (albo wcale) odzwierciedla koszty amortyzacji jednostek wytwórczych. Bodźcem inwestycyjnym na jednotowarowym

Rys.
8Proces ustalania równowagi na rynku – sytuacja normalna i niskiej podaży – *scarcity pricing*

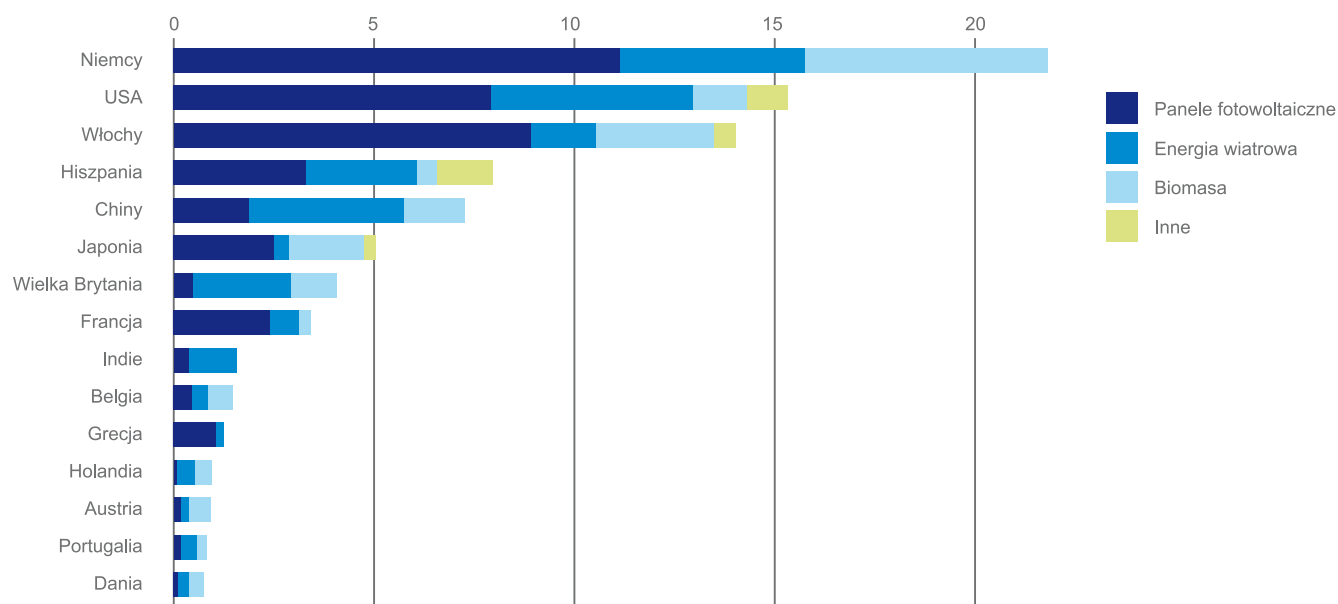
Źródło: Opracowanie własne na podstawie CEEP 2018; Hachner, Hauteclouque i Sadowska 2015

rynku energii powinny być, ale nie są, okresy wysokiego popytu, gdy energii brakuje, a więc jest wyceniana bardzo wysoko, tzw. *scarcity pricing* (rys. 8).

W zmieniających się warunkach funkcjonowania sektora elektroenergetycznego najważniejszym wyzwaniem jest potrzeba odtworzenia kontrolowanego parku produkcyjnego, w sytuacji gdy stale zwiększa się udział źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce pracy. Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że ten proces będzie bardzo trudny, ponieważ przychody uzyskiwane przez sektor wytwarzania nie zawsze wystarczają na przeprowa-

dzenie niezbędnych inwestycji charakteryzujących się wielomiliardowymi nakładami finansowymi oraz kilkudziesięcioletnim okresem zwrotu. Temat rozwoju źródeł wytwórczych jest obecnie jednym z najistotniejszych dla całego sektora, a dyskusje na temat możliwych rozwiązań są prowadzone praktycznie w każdym państwie członkowskim UE. Należy jednak pamiętać, że w przypadku konieczności wdrożenia mechanizmów wspierających rozwój źródeł wytwórczych, powinny one zostać w możliwie maksymalnym stopniu zharmonizowane na poziomie europejskim, co pozwoli zachować spójność rynków energii poszczególnych krajów UE.

Subsydia dla energii odnawialnej. Europa na tle świata (mld dolarów)

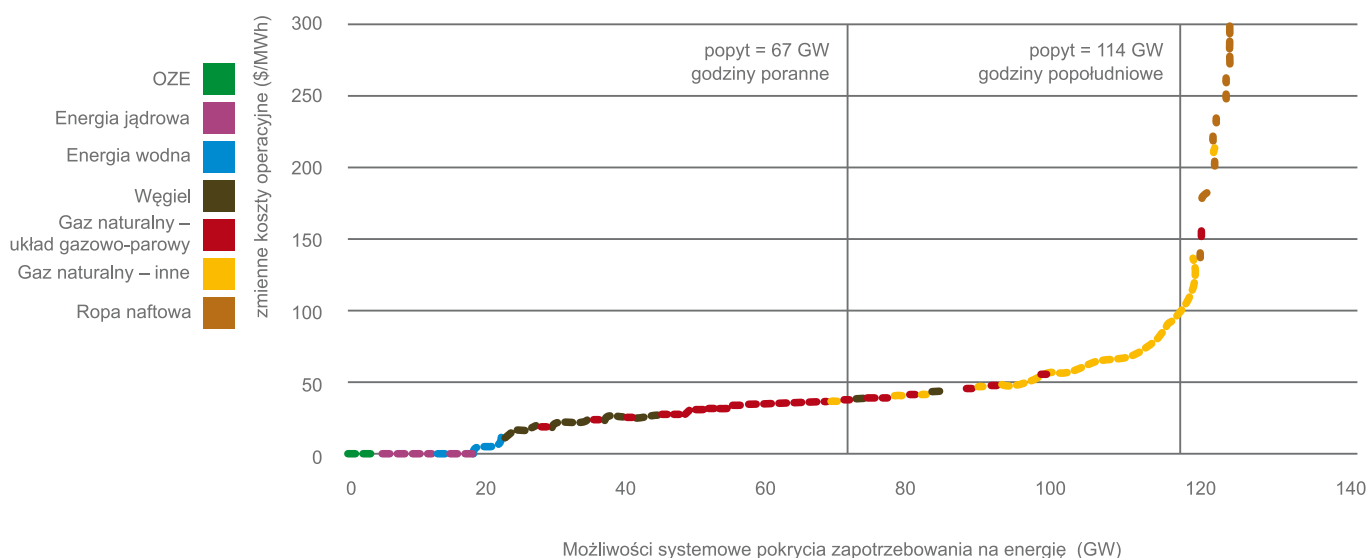
Rys.
9Źródło: <http://blogs.ft.com>

W obecnej sytuacji konkurencja między europejskimi rynkami energii elektrycznej jest mocno utrudniona ze względu na skalę dopłat i subsydiów (subsydia OZE w Europie stanowią znaczną część takich subsydiów w skali świata, por. rys. 9). Przykładem mogą być np. systemy Niemiec czy Danii, gdzie bardzo niskiej cenie hurtowej towarzyszy najwyższa w Europie cena dla odbiorców, obciążona bardzo wysokimi dopłatami do OZE, które w przeliczeniu na MWh mogą mieć wartość niemal dwukrotnie wyższą niż cena energii elektrycznej w hurcie. Skalę tego zjawiska można zilustrować porównaniem wartości energii zużytej w Niemczech (ok. 20 mld EUR w 2013) w stosunku do wielkości subsydiów dla OZE za ten sam okres: ok. 23 mld EUR rocznie za energię z OZE, odpowiadającą ok. 35% całości niemieckiego zapotrzebowania.

Dodatkowo, strefowy model rynku uśrednia zróżnicowane przestrzennie sygnały cenowe w ramach dużych obszarów cenowych (gdzie cena energii jest taka sama dla całego obszaru), nie pokazując wartości energii w danej lokalizacji. W konsekwencji, użytkownicy systemu, a w szczególności inwestorzy, nie znają prawdziwej wartości energii w danej lokalizacji (węzle), lecz jedynie średnią wartość

energii w obszarze rynkowym, co nie sprzyja optymalnej lokalizacji nowych źródeł. Lokalizacja nowych inwestycji w tych warunkach opiera się na gwarantowanym regulacjami oraz działaniami zaradczymi OSP założeniu o „miedzianej płycie”. W konsekwencji atrakcyjność lokalizacji jest oceniana z pominięciem stanu rozwoju sieci i miejscowego zapotrzebowania.

Niska zmienność w czasie uśrednionej w ramach obszaru rynkowego ceny przekłada się na słabe sygnały cenowe, niestymulujące zmiany zachowania po stronie wytwórców i odbiorców. To z kolei przekłada się na mniej efektywne wykorzystanie zasobów wytwórczych i odbiorczych oraz zasobów sieciowych, nie pozwalając na osiągnięcie nadrzędnego celu: dostarczenia energii elektrycznej do odbiorców po optymalnej cenie. Mechanizm *scarcity pricing* prowadzący do wzrostu cen w warunkach wysokiego popytu/niskiej podaży (rys. 8) nie działa właściwie w dużych obszarach cenowych przy założeniu *ex ante* o wykonalności wszystkich transakcji, nawet tych niemożliwych do realizacji ze względów technicznych.

Rys.
10Hipotetyczna krzywa generacji (*Dispatch curve*) dla USA

Źródło: <https://www.eia.gov>

W długim okresie sygnały cenowe wysyłane z efektywnie działającego rynku jednotowarowego powinny być, dzięki *scarcity pricing*, wystarczające do podejmowania decyzji inwestycyjnych. Oznacza to, że ceny w okresach niedoboru powinny być na tyle wysokie, by uzasadniać inwestowanie nawet w źródła używane rzadko, tylko w sytuacjach niedoboru. W rzeczywistości tak się nie dzieje, a coraz bardziej odczuwalny w sektorze jest problem *missing money* – brakujących środków na nowe inwestycje. Inwestorzy nie dostrzegają bowiem zasadności inwestycji, szczególnie w sytuacji gdy poziom cen, wystarczająco wysoki by je uzasadniać, nie tylko mógłby występować jedynie okresowo, ale jest po prostu nieakceptowany społecznie i politycznie.

Wydaje się, że założenie o wystarczalności sygnałów cenowych w sytuacjach *scarcity pricing* opiera się na przekonaniu, że zmiany technologiczne zachodzące na rynku energii dokonują się wolniej, niż to ma miejsce w rzeczywistości (co ograniczyłoby ryzyko wystąpienia kosztów osieroconych, *stranded costs*) oraz ograniczonym oddziaływaniu czynników politycznych w mechanizmie kształtowania się cen.

Założenia te, a także niewłaściwe przyjęte na ich podstawie rozwiązanie regulacyjne, grożą narastającymi problemami funkcjonowania europejskiego rynku energii. W szczególności ustalenie poziomu VOLL jako oszacowania maksymalnej ceny energii elektrycznej, którą konsumenci są skłonni zapłacić, by uniknąć braku dostawy, nie jest wystarczające, zwłaszcza w sytuacji, kiedy mechanizmy mocowe są traktowane jako przejściowe. Założenie o wzroście cen energii w okresach niedoborów do wysokości VOLL nie będzie wystarczającym narzędziem zachęty do budowy nowych mocy wykorzystywanych w takich okresach. Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że w sytuacji niedoboru mocy podejmowane są nadzwyczajne działania dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemu, które ograniczają wzrost cen. W konsekwencji inwestorzy nie są skłonni do podejmowania ryzyka inwestycyjnego w oparciu o hipotetyczne możliwości wzrostu cen energii, które dodatkowo co do zasady są krótkotrwałe (por. rys. 10).

Podsumowując: jednotowarowy rynek energii jest wystarczający dla zapewnienia długoterminowych sygnałów inwestycyjnych wyłącznie z teoretycznego

punktu widzenia, przy idealizujących założeniach modelowych. Niestety teoretyczna skuteczność takiej architektury rynku nie przekłada się na praktykę, m.in. ze względu na:

- administracyjne ograniczenia wysokości cen energii w celu ochrony nieelastycznych odbiorców przed gwałtownymi wzrostami cen;
- nierynkowe systemy wsparcia dla źródeł OZE, drogich technologii niskoemisyjnych (np. kontrakt różnicowy na elektrownię jądrową w Wielkiej Brytanii), stawiające je w uprzywilejowanej pozycji;
- długotrwałe i wymagające wysokich nakładów finansowych procesy inwestycyjne, prowadzone w warunkach wysokiej niepewności co do długoterminowych cen energii oraz zasad funkcjonowania rynku (ryzyko regulacyjne);
- niewystarczające wynagradzanie rezerw mocy niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu;
- nieprawdziwe założenie „miedzianej płyty” w granicach strefy cenowej; przy tym założeniu dostawa energii nic nie kosztuje dostawcy ani odbiorcy, a jej rzeczywisty koszt ponoszą wszyscy uczestnicy systemu elektroenergetycznego, co zniekształca sygnały cenowe na rzecz rozbudowy i utrzymania sieci. (Aengenvoort, Sämisch 2016)

Na podstawie doświadczeń z funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce można stwierdzić, że istnieje uzasadnione ryzyko, że w przyszłości rynek jednotowarowy:

- nie zapewni pokrycia kosztów wszystkich źródeł stabilnej generacji niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego;
- nie stworzy wystarczających sygnałów do inwestowania w nowe moce wytwórcze energetyki gwarantującej stabilną generację;
- nie da prawidłowych sygnałów do inwestowania w rozwój sieci, co w pewnych przypadkach może prowadzić do przewymiarowania inwestycji, które z natury rzeczy mają bardzo długi horyzont czasowy, liczony na wiele dziesięcioleci.

Podkreśliśmy raz jeszcze, że mechanizmy ustalania cen i obecnie obserwowane sygnały cenowe na europejskim rynku strefowym nie stwarzają bodźców inwestycyjnych. Inwestycje w moce wytwórcze są kapitałochłonne, stąd potrzeba mechanizmu zarządzania ryzykiem inwestycji, który pomoże stworzyć

bardziej stabilne warunki do inwestowania w nowe zasoby, a tym samym zapewni bezpieczeństwo dostaw energii w dłuższym horyzoncie czasowym.

Receptą na narastający problem brakujących środków (*missing money*) i brakującej generacji jest – *implicite* przyjęty w europejskich regulacjach – wzrost importu energii w ramach rynku europejskiego. Model kształtowania się cen na rynku jednotowarowym w warunkach wysokich subsydiów dla OZE może prowadzić w krótkim okresie do korzyści związanych z importem „taniej”, subsydiowanej energii (co jednocześnie ułatwia domknięcie modelu biznesowego generacji z OZE w krajach eksporterach). Należy jednak zauważyć, że znaczący import takiej taniej energii może okazać się w dłuższym terminie niekorzystny dla gospodarki ze względu na brak bodźców innowacyjnych w energetyce oraz potencjalne uzależnienie się od importu bez gwarancji dostępności importowej energii w przyszłości w każdym horyzoncie czasowym. Uzależnienie się od importu może również skutkować zatrzymaniem inwestycji w źródła krajowe oraz likwidacją źródeł istniejących, co może mieć negatywny wpływ na całą gospodarkę.

2.1.2 Preferencja wymiany międzystrefowej nad wewnątrzstrefową

Europejscy regulatorzy kładą ostatnio nacisk na wzrost wymiany międzystrefowej (*market coupling*) kosztem wewnątrzstrefowej. W istniejących rozwiązaniach zakładany wzrost wymiany będzie miał charakter sztuczny, nieuwzględniający technicznych (fizycznych) ograniczeń sieci. Biorąc pod uwagę obecną strukturę tego rynku (jednotowarowy rynek strefowy), takie rozwiązanie nie tylko nie doprowadzi do osiągnięcia tego celu, ale także spowoduje znaczny wzrost ryzyka awarii sieci.

W modelu rynku strefowego międzystrefowe zdolności przesyłowe powinny służyć do wyrażania takich poziomów handlu transgranicznego, by zagwarantować bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego; innymi słowy – podmiot zajmujący się przesyłem energii powinien oferować tylko tyle, ile może fizycznie zrealizować bez stwarzania zagrożenia dla połączenia międzystrefowego. Jeżeli granice te są ustalane na podstawie arbitralnych wartości docelowych, oznacza to, że zdolność

przesyłowa oferowana w wymianie międzystrefowej może przekraczać fizyczne możliwości przesyłu pozostające w dyspozycji OSP.

Wzrost integracji systemów energetycznych w Europie jest celem pożądanym, ale nadzwyczaj trudnym w ramach istniejącego strefowego modelu rynku, ponieważ rozwiązania rynkowe mają w sposób bezpośredni przełożenie na warunki pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Wraz z postępującą integracją rynków, prowadzącą do wzrostu wolumenu wymiany transgranicznej, oraz przyrostem udziału generacji ze źródeł odnawialnych, właściwe uregulowanie sposobu prowadzenia rynku wymiany transgranicznej nabiera kluczowego znaczenia.

2.1.3 Neutralność technologiczna

Zasada neutralności technologicznej na rynku energii elektrycznej polega na zagwarantowaniu dla różnych technologii generacji jednakowych warunków uczestnictwa w procesach rynkowych. Jest oczywiste, że warunki te powinny uwzględniać koszty, których źródłem mogą być inne regulacje, w tym regulacje wyceny ekologicznych kosztów ich wykorzystania, takie jak koszty uprawnień do emisji gazów cieplarnianych kształtowane przez Europejski System Handlu Emisjami (UE ETS). Obecnie procedowane są rozwiązania wyraźnie naruszające neutralność technologiczną mającą na celu zabezpieczenie stabilnej generacji, w szczególności zabezpieczenie dostępności mocy niezbędnej dla bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego. W proponowanych w ramach pakietu CEP regulacjach dopuszczenie technologii emisyjnych w mechanizmach mocowych prawdopodobnie będzie miało charakter asymetryczny – preferowane będą niektóre mechanizmy (takie jak rezerwa strategiczna), a dyskryminowane (np. przez ograniczenia emisji) inne rozwiązania (takie jak rynek mocy). W szczególności w tym drugim wypadku naruszona może zostać zasada neutralności technologicznej w ich wykorzystaniu. Najważniejszą planowaną regulacją, naruszającą zasadę neutralności technologicznej z rynku energii, jest ustalenie dopuszczalnych limitów emisji CO₂, co eliminuje z rynku mocy część technologii generacji, przy zachowaniu możliwości wykorzystania tych technologii na rzecz innych systemów mocowych, takich jak rezerwa strategiczna czy rezerwa sieciowa (Frontier Economics 2017).

Skutkiem przyjętych rozwiązań może być wystąpienie zawodności polityki publicznej (*government failure*), uniemożliwiające osiągnięcie efektywności mechanizmu rynkowego (Orbach 2013). Efektywne rynki mocy wymagają zapewnienia neutralności technologicznej. To w gestii inwestorów powinien pozostać wybór sposobu generacji, tak by uwzględniał zarówno ograniczenia ekonomiczne, technologiczne oraz surowcowe, jak i potrzeby operatora systemu przesyłowego. Regulacje prawne powinny pozwalać poszczególnym krajom na swobodne ich stosowanie – z poszanowaniem reguł rynku wewnętrznego – jako konkurencyjnego sposobu zapewnienia wystarczalności generacji w długim horyzoncie. Ponadto regulacje te nie powinny naruszać neutralności technologicznej oraz nie powinny powodować zmniejszenia skuteczności mechanizmów mocowych – w przeciwnym razie utrudni to realizację bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Działania na rzecz redukcji emisji CO₂ powinny obejmować wszystkie technologie, proporcjonalnie do skali emisji – tak, by decyzje polityczne, a zwłaszcza stosowany model „opodatkowania”, nie naruszały efektywności mechanizmów rynkowych.

2.2 Funkcjonowanie sieci

Rewolucja technologiczna dokonująca się w obszarze generacji i przesyłu energii tworzy bardzo obiecujące perspektywy dla rozwoju sektora. W krótkim okresie przynosi jednak poważne wyzwania z punktu widzenia utrzymywania stabilności pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. W szczególności, upowszechnieniu OZE (o uwarunkowanym czynnikami atmosferycznymi poziomie generacji) w miksie energetycznym nie towarzyszy wystarczająco dynamiczny rozwój technologii magazynowania energii. Także istniejąca struktura sieci, odziedziczona po okresie konwencjonalnego, scentralizowanego wytwarzania energii, nie jest dostosowana do zmieniającej się dynamiki relacji podaży i popytu, wytwarzania i odbioru. W rezultacie dochodzi do zatorów na dużą skalę, zmiennych w czasie i przestrzeni w obrębie stref lub pomiędzy nimi, co powoduje wzrost kosztów eksploatacji systemu. Społeczeństwa stają w obliczu rosnących kosztów zarządzania i rozwoju sieci, w szczególności potrzeby nowych inwestycji, amortyzacji już zrealizowanych oraz, co nie mniej istotne, kosztów społecznych inwestycji, które mogą nie zwrócić poniesionych kosztów (kosztów osieroconych). Ponadto pełne dostosowanie systemów energetycznych do nowej (i wciąż zmieniającej się) rzeczywistości technologicznej jest nie tylko kosztowne, ale także okazuje się nadzwyczaj czasochłonne we wszystkich krajach.

Jednym z najpoważniejszych wyzwań w europejskich realiach są narastające problemy z funkcjonowaniem sieci, których doświadczają europejscy operatorzy. Są one spowodowane przez niewłaściwie wyznaczone obszary rynkowe (strefy), których granice są trudne do skorygowania, międzystrefowe przepływy niegrafikowe i związana z tym kwestia narastającej skali *redispatchingu*.

2.2.1 Loopflows: przepływy niegrafikowe jako efekt zewnętrzny modelu rynku

Mechanizm korygowania granic obszarów rynkowych w europejskim rynku energii nie działa efektywnie. Skutkiem tego jest niedostateczne uwzględnienie fizycznych aspektów pracy połączonej sieci przesyłowej podczas zawierania transakcji rynkowych. To powoduje z kolei powstawanie zjawiska tzw. przepływów niegrafikowych¹, zagrażających bezpiecznej pracy połączonego systemu elektroenergetycznego oraz uniemożliwiających osiągnięcie zamierzonych celów w zakresie optymalnego wykorzystania zasobów sieciowych i wytwórczych UE. W obszarze Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) zjawisko przepływów nieplanowanych znacznie się nasiliło w ostatnich latach, stanowiąc istotny problem dla Polski oraz innych krajów regionu CEE.

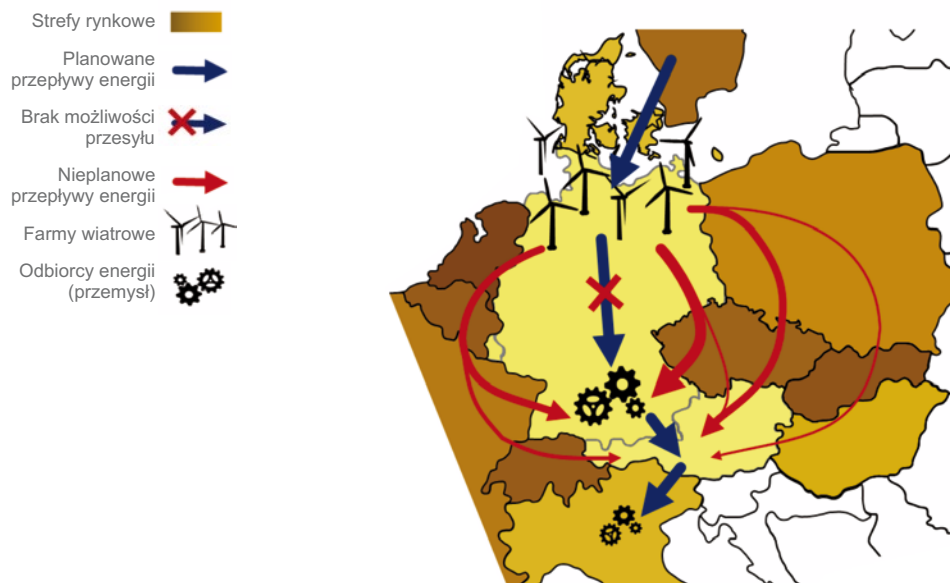
W wypadku struktury sieci przesyłowych takiej jak w Europie kontynentalnej, na obciążenie wszystkich linii, krajowych i interkonektorów, wpływa zarówno handel międzystrefowy, jak i krajowy (wewnątrzstrefowy). Przepływy niegrafikowe to przepływy energii elektrycznej wychodzące z i powracające nieplanowo do danej strefy. Stanowią one nieodłączną fizyczną cechę sieci elektroenergetycznych i naturalną cechę połączonych synchronicznie systemów przesyłowych energii elektrycznej w ramach modelu rynku strefowego i muszą być uwzględnione w metodach obliczania zdolności przesyłowych pomiędzy strefami. Jednak ich nadmierne narastanie należy uznać za zewnętrzny efekt strefowej struktury rynku w warunkach nieoptymalnej ich delimitacji. Idealnie wyznaczone strefy powinny charakteryzować się niskimi, a więc naturalnymi, przepływami niegrafikowymi, a zatem niskimi efektami i kosztami zewnętrznymi.

W obecnym kształcie europejskiego rynku nie można ich po prostu ignorować – ze względu na opisane wyżej ograniczenia elastyczności procesu wyznaczania stref, bo są rzeczywistością w działaniu operatorów. Prowadzi to do konieczności podejmowania kosztownych działań zaradczych. Z kolei dążenie do przyspieszenia pogłębionej integracji europejskiego systemu elektroenergetycznego (poprzez preferowanie wymiany międzystrefowej) skutkuje ignorowaniem w regulacjach występowania narastających przepływów niegrafikowych. Będzie to

¹ Inaczej „przepływy nieplanowe” lub pętlowe, czyli przepływy mocy w obrębie sieci przesyłowej jednego operatora powodowane przez transakcje handlowe zawarte w obszarze kontrolowanym przez sąsiednich operatorów.

Rys.
11

Przepływy niegrafikowe w Europie Środkowej i Wschodniej



Źródło: Wysokie Napięcie 2016

stanowiąc rosnący problem w funkcjonowaniu rynku zarówno wewnątrz- jak i międzystrefowego.

Przepływy niegrafikowe są naturalną częścią każdego systemu elektroenergetycznego. Radzenie sobie z nimi i koszty z tym związane są więc także naturalną częścią pracy każdego operatora systemu przesyłowego. Przy ich minimalnym poziomie pomiędzy strefami koszt radzenia sobie z międzystrefowymi przepływami niegrafikowymi jest uzasadniony pożytkiem, jaki płynie z połączonych synchronicznie systemów elektroenergetycznych dla bezpieczeństwa funkcjonowania każdego z nich.

Jednak narastanie przepływów niegrafikowych, a zatem także narastanie wolumenu niezbędnych środków zaradczych i ich kosztów wywołuje problem, kto powinien ponosić koszty stosowania środków zaradczych, których potrzeba wykracza poza naturalnie występującą w połączonych sieciach skalę takich przepływów.

Najczęściej spotykane i radykalnie niewłaściwe podejście polega na tym, że płaci ten, kto występuje

o zastosowanie środków zaradczych (*requester pays*), a więc ten operator, który najbardziej został dotknięty przepływami niegrafikowymi. Innymi słowy, koszt ponosi ten, na kogo spada ciężar stosowania środków zaradczych. Podejście to wynika z niewłaściwie stosowanej logiki radzenia sobie z przeciążeniami i zatorami w sieci, według której przeciążenia są dowodem na potrzebę rozbudowywania sieci. To akurat słuszne rozumowanie nie ma jednak zastosowania do *loopflows*, ponieważ one nie wskazują na przeciążenia, lecz na kierunki, w których energia płynie, odsuwając się od przeciążeń. Skutkiem tego błędnego rozumowania przepływy kołowe mają wskazywać na potrzebę dodatkowej rozbudowy sieci, podczas gdy taka rozbudowa – gdyby ją zrealizować – obniżyłaby ogólną impedancję danego kierunku, a to skutkowałoby powiększeniem przepływów niegrafikowych, a nie ich zmniejszeniem. Właśnie dlatego pożądanym podejściem jest obarczenie kosztami radzenia sobie z przepływami niegrafikowymi tego, kto jest jego źródłem (*polluter pays*). W tym kierunku idzie też projekt pakietu CEP.

2.2.2

Wzrost skali redispatchingu

W warunkach niewłaściwie wyznaczonych granic stref i powszechnie występujących przepływów niegraficznych istotnym kosztem radzenia sobie z ograniczeniami przepustowości wewnątrz stref stają się koszty działań zaradczych, w tym szczególnie *redispatching* i *counter-trading*. Jak opisano powyżej, rozmiary i koszty działań zaradczych wykraczają obecnie poza standardowy zakres działań operatorów sieci przesyłowych. *Redispatching* to środek uruchamiany przez jednego lub kilku operatorów systemów poprzez zmianę schematu wytwarzania lub obciążenia w celu zmiany fizycznych przepływów w ramach systemu przesyłowego i zmniejszenia ograniczeń. Występuje, gdy techniczne ograniczenia zdolności przesyłowych sprawiają, że wynik rynkowy osiągnięty przez giełdy okazuje się niewykonalny z powodu niewłaściwie ustalonej równowagi fizycznej, zmuszając OSP do stosowania specjalnych operacyjnych środków zaradczych. Polega na ograniczaniu wytwarzania energii w elektrowniach „pozostających na rynku” (tańszych) i związanym z tym wzroście wytwarzania w elektrowniach „pozostających poza rynkiem” (droższych), tak by zredukować występujące ograniczenia w przepływach. Ponieważ wynik finansowy netto *redispatchingu* stanowi koszt, definiuje się go jako „kosztowy środek zaradczy”. *Counter-trading* to międzystrefowa wymiana dokonująca się na rynku zainicjowana przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia ograniczeń występujących pomiędzy nimi.

Redispatching osiąga coraz większe rozmiary, stając się ważnym segmentem rynku. Niektóre z nowo proponowanych rozwiązań traktują go jako normalny element funkcjonowania europejskiego systemu energetycznego.

Istnieje szereg bardzo ważnych konsekwencji nadmiernego *redispatchingu*. Nadzwyczajne środki zaradcze są zazwyczaj przygotowywane w celu zarządzania nieoczekiwanymi zdarzeniami, takimi jak awarie sieci, wymuszone przestoje jednostek wytwórczych czy błędy w prognozach pogody, a możliwość ich stosowania jest technicznie ograniczona dostępnością mocy wytwórczych. Jeżeli moce te będą

wykorzystywane do *redispatchingu ex ante*, mającego na celu zwiększanie zdolności międzystrefowych przesyłowych, nie będą one stanowiły rezerwy w przypadku, gdy konieczne okażą się dodatkowe środki mające zapewnić bezpieczną eksploatację europejskich połączeń międzysystemowych (np. w razie nagłej przerwy w działaniu generatora lub elementu przesyłowego). Może to zagrozić bezpieczeństwu dostaw w Europie. Zatem koncepcja wykorzystania w masowy sposób *redispatchingu* jako narzędzia zarządzania rynkiem elektroenergetycznym prowadzić może do poważnego spadku marginesu bezpieczeństwa funkcjonowania systemów przesyłowych.

Znaczne zwiększenie środków zaradczych, jeśli w ogóle okazuje się technicznie wykonalne przez OSP w krótkim okresie między zamknięciem rynku a czasem rzeczywistym, powoduje dodatkowe koszty nadzwyczajne, których socjalizacji oczekuje się od europejskich konsumentów (koszty *redispatchingu* w końcowym efekcie są socjalizowane przez użytkowników sieci). Może to dokonać się w sposób bezpośredni – poprzez wzrost opłat za korzystanie z sieci, co obciąża wszystkich lub wybranych użytkowników (np. uwzględniany wyłącznie w taryfach dla indywidualnych odbiorców), lub w sposób pośredni – poprzez transfery/dotacje lub inne formy wsparcia publicznego. Jest to wyraźne przeniesienie kosztów z wytwarzania na sieci, a tym samym z jednotowarowego rynku energii elektrycznej na rynek opłat przesyłowych. Pozwala to na pozorny spadek kosztów energii elektrycznej na jednotowarowym rynku strefowym kosztem wzrostu ryzyk systemowych oraz opłat przesyłowych (o ile te ostatnie nie zostaną sfinansowane wsparciem publicznym, co tym mocniej zakłóca mechanizmy rynkowe).

Pewną ilustracją potencjalnych ryzyk związanych z wyczerpaniem dodatkowych zasobów na działania zaradcze, a w konsekwencji przestrożą przed nadmiernym poleganiem na tego typu rozwiązaniach w codziennym zarządzaniu systemem elektroenergetycznym, jest sytuacja z 10-12 sierpnia 2015 roku w Polsce. Wówczas, z uwagi na wystąpienie deficytu mocy powodowanego niedostateczną podażą mocy wytwórczych, OSP był zmuszony do wprowadzenia ograniczeń poboru mocy za pośrednictwem tzw. stopni zasilania. W tych krytycznych dniach niedoboru mocy w polskim systemie nie było możliwości importu energii z Niemiec (jedyne kraj w regionie posiadający w tym czasie nadwyżki generacji) z uwagi na przeciążenie połączenia Niemcy-Polska, wymagające stosowania nadzwyczajnych środków zaradczych w postaci wielostronnego *redispatchingu*. Należy zaznaczyć, że niska wartość zdolności importowych nie wynikała z braku fizycznych połączeń ani z technicznych możliwości wymiany, ale wprost z bardzo znaczących niegrafikowych przepływów mocy przez polski system elektroenergetyczny od zachodniej do południowej granicy. Przyczyną tak dużych nieplanowych przepływów był m.in. brak limitu wymiany handlowej energii pomiędzy obszarem niemieckim i austriackim.

Choć niedawno problem dotyczył przede wszystkim granicy Polska-Niemcy, w dłuższej perspektywie zagrożenie bezpiecznej pracy systemu dotyczy wszystkich krajów Europy kontynentalnej. W przypadku wyłączenia awaryjnego granicy Niemcy-Polska, spowodowanego przeciążeniem poszczególnych linii energetycznych wchodzących w jej skład, bardzo prawdopodobnym skutkiem dla Europy będzie rozległa awaria systemowa o zasięgu regionalnym lub wręcz ogólnoeuropejskim. Przywołać tu należy tzw. *blackout* z roku 2006, kiedy nastąpiło awaryjne rozłączenie europejskiego systemu na trzy części. Ewentualne wyłączenie granicy Niemcy-Polska powodowane przeciążeniem będzie skutkowało powstaniem bardzo istotnych przeciążeń w systemach Niemiec i Austrii, które będą musiały przetransportować swoją energię bez możliwości wykorzystania sieci krajów sąsiednich, co w konsekwencji może doprowadzić do rozłączenia europejskiego systemu wzdłuż linii Bałtyk-Adriatyk. Finansowe skutki takiej awarii byłyby ogromne.

2.2.3 Koszty osierocone/stranded costs

Problem braku pieniędzy na rozwój generacji konwencjonalnej nie jest jedynym problemem inwestycyjnym. Coraz powszechniejszym zjawiskiem stają się tzw. koszty osierocone (*stranded costs*), czyli koszty ulokowane w inwestycjach, których realizacja stała się ekonomicznie nieuzasadniona przed pełną amortyzacją. Zjawisko kosztów osieroconych związane jest z długim okresem amortyzacji w energetyce, zwłaszcza konwencjonalnej, wysokim poziomem kosztów inwestycji oraz przemianami technologicznymi w sektorze. Wpływ na nią ma także model publicznego wsparcia dla niektórych technologii OZE.

Transformacja sektora elektroenergetycznego rozpoczęła się w momencie dużej nadpodaży mocy wytwórczych, w szczególności w Europie Środkowo-Wschodniej. Wiele inwestycji w nowe moce zostało uruchomionych jeszcze przez przedsiębiorstwa czujące się odpowiedzialne za bezpieczeństwo dostaw. Czas pokazał, że w nowych warunkach rynkowych wiele z tych inwestycji okazało się finansową kląpą, np. elektrownie gazowe w Niemczech i Holandii, z których część zaraz po uruchomieniu została zahibernowana, elektrownie węglowe mające trudności ze znalezieniem swojego miejsca w świetle agresywnej polityki nakierowanej na ograniczenie emisji CO₂.

W warunkach rynku strefowego istnieje też ryzyko pojawienia się kosztów osieroconych w wypadku inwestycji w sieć. Dotrzymywanie założenia o „miedzianej płycie” w dużych strefach może prowadzić do konieczności inwestycji w sieć. Rozwój sieci podporządkowany jest w tej sytuacji modelowi rynku, a nie faktycznym potrzebom technicznym i ekonomicznym. Zmiana granic stref lub modelu rynku w takiej sytuacji potencjalnie ujawni bezzasadność części inwestycji i doprowadzi do osierocenia kolejnych kosztów. Nadmiernie rozbudowana sieć może się dodatkowo stać obciążeniem dla całego sektora.

Wnioski

Powstanie europejskiego rynku energii elektrycznej jest przedsięwzięciem o istotnym znaczeniu. 28 krajów zdecydowało się wspólnie na przebudowę krajowych rynków energetycznych i sposobu dostarczania energii poprzez otwarcie się na paneuropejską konkurencję i usunięcie barier w handlu międzystrefowym. Na potrzeby tego procesu został wybrany prosty, strefowy model rynku jednotowarowego, co ułatwiło i przyspieszyło wstępne fazy integracji. Jednak to, co sprawdziło się na początku, teraz staje się barierą w optymalnym wykorzystaniu sieci elektroenergetycznych. Za przykład niech posłużą problemy związane z poprawnym wyznaczaniem granic obecnie obowiązujących obszarów rynkowych, co jest kluczowym czynnikiem determinującym efektywne działanie rynku strefowego i obliczanie zdolności przesyłowych (*flow based allocation*).

Reprezentacja sieci w modelu strefowym jest uproszczona, co powoduje oddzielenie operacji rynkowych od procesów zarządzania systemem elektroenergetycznym (uzależnionych od uwarunkowań fizycznych). W efekcie wyniki procesu rynkowego są niejednokrotnie niemożliwe do fizycznej realizacji, co z kolei wymaga od OSP podejmowania kosztownych działań zaradczych mających na celu korektę rynku. Ponieważ alokacja rynkowa musi być korygowana przez OSP, ceny rynkowe ustalone w jej trakcie nie uwzględniają ostatecznych kosztów działań systemowych, a w efekcie nie jest możliwa na ich podstawie właściwa koordynacja działania systemu. Biorąc pod uwagę zmiany technologiczne, rozwój rozproszonych w systemie małych źródeł wytwórczych oraz rosnącą elastyczność popytu, efektywna koordynacja cenowa będzie w najbliższej przyszłości kluczowym elementem optymalnego działania systemu elektroenergetycznego. Warto podkreślić, że nie jest to kwestia odległej przyszłości, lecz rzeczywistość z którą trzeba będzie zmierzyć się już za chwilę.

Powstający w wyniku zmian technologicznych system energetyczny, w którym istotną rolę pełnią źródła z kosztem krańcowym wytwarzania równym 0 będzie odmienny od obecnego. Ponieważ już teraz rynek jednotowarowy nie dostarcza właściwych bodźców inwestycyjnych, trudno się spodziewać, żeby zaczął lepiej funkcjonować w dużo bardziej złożonej przyszłości. Bodźce inwestycyjne na rynku

jednotowarowym, zarówno w odniesieniu do źródeł OZE, jak i konwencjonalnych są niewystarczające, co potwierdzają kolejne decyzje o wycofaniu zdolności wytwórczych z europejskiego rynku w ostatnich latach. Bezwarunkowe przywiązanie do obecnie obowiązującego modelu rynku bez rozważenia istotnych usprawnień jego konstrukcji może się w związku z tym okazać kosztowną pomyłką. Niestety, obecnie dyskutowane rozwiązania zamiast tego koncentrują się na przeszłych problemach. Zamiast poprawy mechanizmu cenowego oraz zapewnienia spójności bodźców dla uczestników rynku ze wszystkich segmentów legislatorzy koncentrują się na podnoszeniu zdolności do wymiany międzystrefowej nawet poza fizyczne możliwości sieci.

Skuteczniejsze byłoby szukanie sposobów na rozwiązanie problemów u źródeł, zamiast zwalczać ich objawy. A przecież niepełne wykorzystanie infrastruktury dedykowanej do wymiany międzystrefowej jest związane głównie z niedoskonałościami rynku strefowego, w tym w szczególności przepływami niegrafikowymi o coraz większej skali. Rozwiązaniem jest rynek węzłowy, który pozwoli efektywniej wykorzystać infrastrukturę sieciową bez naruszania limitów bezpieczeństwa funkcjonowania sieci. W wielu miejscach poza Europą dostrzeżono już konieczność stosowania nowych rozwiązań na zliberalizowanych rynkach energii elektrycznej, co pozwoliło na uzyskanie większej efektywności. Europejscy politycy zamiast wziąć to pod uwagę uparcie trzymają się rynku opartego na dużych obszarach cenowych, dążąc do „Świętego Graala” maksymalizacji płynności rynkowej. Ta jednak pochodzi często z technicznie niemożliwych do wykorzystania źródeł, przez co sposób jej osiągania jest sztuczny, a dążenie do niej krótkowzroczne. Już dziś powoduje to, że europejscy konsumenci płacą miliony euro zbędnych kosztów związanych z dostawami energii. Próby rozwiązania tego problemu poprzez wielkoskalowe inwestycje w sieć mogą skutkować wzrostem kosztów osieroconych w sytuacji, kiedy źródła i magazyny energii stają się coraz bardziej rozproszone. Niestety trudno dostrzec jakiegokolwiek działania na rzecz skorygowania legislacji, tak by uwzględniała trwające procesy

rynkowe i technologiczne przekształcające rynek energii elektrycznej.

Dlatego, celem przedstawionej tu diagnozy jest zapoczątkowanie dyskusji o nieefektywności dzisiejszego modelu rynku. PSE są przekonane, że europejski sektor elektroenergetyczny nie powinien się zamykać na nowe koncepcje, a raczej szukać skutecznych rozwiązań, również poza Europą. Zarówno literatura naukowa, jak i w coraz większym stopniu doświadczenia z rynków pozaeuropejskich pokazują, że węzłowa architektura rynku jest optymalna. Spór pomiędzy naukowcami, a praktykami dotyczący zastosowania rozwiązań teoretycznych jest i pewnie długo pozostanie nierozstrzygnięty. Bez wątplenia jednak warto zapewniać warunki do prowadzenia dyskusji. PSE są gotowe wspierać debatę nad właściwym modelem europejskiego rynku. Jesienią 2018 roku planowana jest publikacja kolejnego raportu – tym razem podejmującego problem optymalnej konstrukcji przyszłego rynku energii elektrycznej i koncentrującego się na jego czterech filarach – efektywności ekonomicznej, bezpieczeństwie systemowym, kompatybilności bodźców i przejrzystości rynku. Jesteśmy przekonani, że właściwa, węzłowa architektura rynku ułatwi osiągnięcie wszystkich celów europejskiej polityki energetycznej i podniesie dobrobyt Europejczyków.

Spis ilustracji

Rysunek 1

Ilość energii generowanej ze źródeł odnawialnych w Europie, 1990-2016 (w TWh).....6

Rysunek 2

Bilans wytwarzania i zapotrzebowania na energię elektryczną w Niemczech, Niemcy 2015-2030 (prognoza).....7

Rysunek 3

Sieć przesyłowa i dystrybucyjna bez uwzględnienia i z uwzględnieniem prosumentów.9

Rysunek 4

Struktura sieci inteligentnej10

Rysunek 5

Filary polityki energetycznej UE.....14

Rysunek 6

„Peak coal”. Spadek produkcji węgla w Europie..15

Rysunek 7

Głęboka dekarbonizacja – scenariusz zmian na rynku energii wg IEA (struktura wytwarzania wg źródła generacji).....16

Rysunek 8

Proces ustalania równowagi na rynku – sytuacja normalna i wysokiego popytu (*scarcity pricing*).....20

Rysunek 9

Subsydia dla energii odnawialnej. Europa na tle świata (mld dolarów)21

Rysunek 10

Hipotetyczna krzywa generacji (*Dispatch curve*) dla USA.....22

Rysunek 11

Przepływy niegrafikowe w Europie Środkowej i Wschodniej.....26

Bibliografia

Bloomberg .2018. Norwegian Gas Exporter Warns Europe May Be on Verge of Blackouts (A. Shiryayevskaya, M. Carr). 15.05. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-15/norwegian-gas-exporter-warns-europe-may-be-on-verge-of-blackouts>

Hogan M. 2017. Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. The Electricity Journal, Vol. 30, No 1.

Weibelzahl M.. 2017. Nodal, zonal, or uniform electricity pricing: how to deal with network congestion. Frontiers in Energy vol. 11.

Hancher L., A. de Hauteclocque, M. Sadowska. 2015. Capacity mechanisms in the Energy market. Oxford UP.

CEEP. 2018. Summary of the position of Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. regarding the proposed new rules for applying capacity mechanisms set forth in the package "Clean Energy for all Europeans". CEEP. https://www.ceep.be/www/wp-content/uploads/2017/11/CAPACITY_MECHANISMS_PSE.pdf

Aengenvoort J., H. Sämisch. 2016. The illusion of the German copper plate power grid. Energy and carbon. <http://energyandcarbon.com/the-illusion-of-the-german-copper-plate-power-grid/>

Appunn K. 2018. Energiewende hinges on unblocking the power. Clean energy wire. <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/energy-transition-and-germanys-power-grid>

ENTSOE. 2018. First Edition Bidding of Zone Review. Draft version. https://consultations.entsoe.eu/markets/first-edition-bidding-zone-review/supporting_documents/Final%20report%20for%20public%20consultation_090218.pdf

Frontier Economics. 2017. 550g-Rule as an Access Requirement to Capacity Markets. http://www.frontier-economics.com/documents/2017/08/co2-grenzwert_frontier-report.pdf

Karan M.B., H. Kazdagli 2011. The Development of Energy Markets in Europe, w: Dorsman et al. (eds.), Financial Aspects in Energy

Orbach B. 2013. What Is Government Failure? <http://yalejreg.com/what-is-government-failure/>

PSE. 2018. Worrying detachment of market and system operations. EURactiv, <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/worrying-detachment-of-market-and-system-operations/>

Richter A., E. van der Laan, W. Ketter, K. Valogianni. 2012. Transitioning from the traditional to the smart grid: Lessons learned from closed-loop supply chains, International Conference on Smart Grid Technology (SG-TEP)

Sioshansi F. 2018. How aggregators will alter fundamentals of electricity business. Energy Post. <http://energypost.eu/how-aggregators-will-alter-fundamentals-of-electricity-business/>

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

05-520 Konstancin-Jeziorna

ul. Warszawska 165

tel.: +48 22 242 26 00

fax: +48 22 242 22 33

www.pse.pl