ELEKTROENERGETYKA

współczesność i rozwój

6–17

Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w unijnym otoczeniu polityczno-regulacyjnym

32–40

Solidarność międzypokoleniowa w transformacji energetycznej. Opracowanie koncepcji dla Polski

59–63

Metodyka Agile na przykładzie Systemu Teleinformatycznej Obsługi Rynku Mocy

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

nr 1 (20) | 2019

Numer ISSN: 2080-8593

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

ELEKTROENERGETYKA

współczesność i rozwój

nr 1 (20) | 2019

Spis treści

PRAWO

6–17

Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w unijnym otoczeniu polityczno-regulacyjnym

Juliusz Kowalczyk

RYNEK ENERGII

18–24

Generacja wiatrowa w KSE – diagnoza funkcjonowania w latach 2010–2018

Maciej Janowski

25–31

Kierunki rozwoju morskich farm wiatrowych w Europie i Polsce

Wojciech Będkowski

32–40

Michał Hetmański

Solidarność międzypokoleniowa w transformacji energetycznej. Opracowanie koncepcji dla Polski

Katarzyna Szwarc

Joanna Rycerz

Jan Jakub Zygmuntowski

TECHNOLOGIE

41–50

Jerzy Rychlak

Przemysław Mazur

Rola certyfikatów i testów obiektowych w weryfikacji spełnienia wymogów Kodeksu sieci

51–58

Współpraca między operatorami sieci przesyłowych a organizacjami pozarządowymi na przykładzie Renewables Grid Initiative

mgr Andrzej Ceglarz

59–63

Metodyka Agile na przykładzie Systemu Teleinformatycznej Obsługi Rynku Mocy

Michał Matyka

64–66

Polish Grid Exercise – wspólne szkolenia automatyków i informatyków w sektorze elektroenergetycznym

Jarosław Sordyl

ADRES REDAKCJI

Departament Komunikacji
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
05–520 Konstancin-Jeziorna
ul. Warszawska 165
tel. (22) 242 19 27
redakcja@elektroenergetyka.org

Przygotowanie i produkcja:

Agape,
https://agape.com.pl
Nakład: 350 egz.

ISSN 2080–8593

Redakcja zastrzega sobie prawo dokonywania zmian i skrótów w nadesłanych materiałach oraz opracowania redakcyjnego tekstów. Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

Juliusz Kowalczyk,
Departament Przesyłu,
PSE SA

Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w unijnym otoczeniu polityczno-regulacyjnym

Wstęp

System energetyczny Unii Europejskiej przechodzi od początku XXI wieku istotne zmiany. Ich kierunki i tempo są wynikiem skomplikowanych sprzężeń zwrotnych pomiędzy dostępnymi technologiami a preferowanymi obszarami badań i rozwoju, jak również między przekonaniami europejskich społeczeństw i narracją poszczególnych środowisk politycznych. Specyfika instytucjonalna i polityczna Unii – zwłaszcza dominująca rola Komisji Europejskiej – sprawia, że wypadkowa tych kierunków znajduje odzwierciedlenie w unijnych inicjatywach politycznych, formułowanych i wdrażanych pod przewodnictwem Komisji. Polityka energetyczna UE wyraża się zasadniczo w projekcie unii energetycznej[1], zaś polityka klimatyczna – w ramach polityki klimatyczno-energetycznej do 2030[2]. Mimo że nazwa tej ostatniej inicjatywy wskazuje na wspólne traktowanie obu dziedzin na wysokim poziomie ogólności, w mojej ocenie bardziej szczegółowe cele polityki energetycznej uzasadniają jasne rozróżnienie tych obszarów na potrzeby analizy ich wzajemnych relacji. Oba obszary są jednak w znacznym stopniu współzależne, a pogodzenie niektórych z ich kierunków wydaje się trudne – jest to szczególnie widocznie w sytuacji polityczno-regulacyjnej jednej z kluczowych technologii wytwarzania energii – elektrowni jądrowych. W niniejszym artykule najpierw wskazuję kierunki polityki energetycznej, których pogodzenie z polityką klimatyczną może okazać się problematyczne. Następnie przedstawiam specyfikę energetyki jądrowej w świetle tych kierunków i pokazuję ich możliwy negatywny wpływ na sytuację sektora. Wreszcie proponuję działania, które zwiększyłyby szanse energetyki jądrowej na znalezienie się po stronie rozwiązań, a nie problemów unijnej polityki energetycznej i klimatycznej.

2. Kierunki unijnej polityki energetycznej i klimatycznej

Priorytety polityczne ujęte w ramy unii energetycznej opisywano już na łamach niniejszego czasopisma [23]. Niedawno ukazało się czwarte sprawozdanie ze stanu unii energetycznej [19], w którym Komisja poinformowała o postępach w różnych obszarach. Na potrzeby niniejszych rozważań należy zwrócić uwagę na jeden leitmotiv wszystkich polityk: przemianę (transformację) od status quo do alternatywy. Trudno wskazać jakiekolwiek działanie Unii nakierowane na utrzymanie spraw takimi, jakie są – niemal każdą politykę można opisać za pomocą „ścieżki" z niezadowalającego stanu obecnego do pożądanego punktu dojścia (zazwyczaj wyrażonego procentowo celu danego wskaźnika, np. stopnia połączenia między sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi – interconnectivity). W kontekście niniejszych rozważań najważniejsze są trzy takie „ścieżki":

a. budowa jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej w całej Unii, w tym poprzez regionalizację funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – jako alternatywa wobec silnie skoncentrowanych krajowych rynków – oraz idąca za tym konieczność koordynacji pracy systemów oraz konwergencji polityk energetycznych;
b. wzmocnienie roli odbiorcy energii, zwłaszcza konsumenta [23] – jako alternatywa wobec energetyki opartej na quasi-publicznej usłudze dostawy energii usługi świadczonej przez jednego dostawcę (por. np. motyw (7) preambuły Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej

[1] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union
[2] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

opracowanego w ramach pakietu „Czysta energia”[3]);

c. umożliwienie integracji odnawialnych źródeł energii poprzez dostosowanie modelu rynku do działalności rozproszonych OZE, a zarazem zasad działalności OZE do rynku – alternatywa dla energetyki opartej na wielkoskalowych elektrowniach konwencjonalnych.

Można postawić tezę, że zamysłem łączącym wszystkie trzy wskazane kierunki jest dążenie do dekoncentracji rynków i decentralizacji wykorzystywanych na nich zasobów („więcej mniejszego”). W założeniu zmiana ta ma sprzyjać rozwojowi konkurencji, a tym samym zwiększać efektywność rynku i dawać bodźce do innowacji [20].

Polityka klimatyczna UE, opisana we wspomnianych wyżej ramach, sprowadza się zasadniczo do trzech celów: zmniejszenia emisji dwutlenku węgla, zwiększenia efektywności energetycznej i zwiększenia udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii. Warto zwrócić uwagę, że cele te mają charakter strategiczny (zasięg krajowy oraz unijny) i na tym poziomie dobrano do nich narzędzia o charakterze nakazowym, np. wiążące cele w zakresie procentowego udziału OZE w końcowym zużyciu energii. Zarazem jednak za flagowe uznaje się narzędzia quasi-rynkowe – przede wszystkim europejski system handlu uprawnieniami do emisji (ETS[4]), systemy konkurowania o dofinansowanie inwestycji w efektywność energetyczną (np. białe certyfikaty[5]), a także systemy wsparcia OZE. Suma wektorów polityki klimatycznej i energetycznej przedstawia się zatem następująco: cele klimatyczne mają zostać osiągnięte poprzez odpowiednie „pokierowanie” rozproszonymi, indywidualnymi decyzjami licznych podmiotów prywatnych, dla których priorytetem jest ekonomiczna korzyść, zaś na poziomie centralnym określa się wyłącznie strategiczne kierunki.

3. Możliwe niezgodności celów polityki energetycznej i klimatycznej UE

Gdzie mogą zatem wystąpić niezgodności wymuszające pewne ustępstwa w zakresie jednego nurtu polityki na rzecz drugiego?

a. Wewnętrzny rynek energii elektrycznej a inwestycje w niskoemisyjne źródła wytwórcze

Na poziomie konstytucyjnym politykę energetyczną UE wyznacza art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej[6] (zapewnienie funkcjonowania rynku energii i bezpieczeństwa dostaw energii w Unii, wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii oraz wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii). Powyższe cele mają być spełniane „w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi”, a więc niezbędne jest uwzględnienie wymiaru regionalnego i ogólnounijnego.

Teoretycznie istnieje indywidualne prawo Państwa Członkowskiego do określania warunków wykorzystania jego zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury jego zaopatrzenia (art. 194 ust. 2 akapit drugi), zwane potocznie „prawem do miksu energetycznego”. Przepis ten jest powiązany z art. 192 ust. 2 akapit pierwszy lit. c, które upoważnia do przyjmowania środków wpływających znacząco na miks energetyczny państw członkowskich wyłącznie w specjalnej procedurze prawodawczej, zawierającej wymóg jednomyślności. Polska wielokrotnie opierała na tym przepisie swój sprzeciw wobec polityki klimatycznej [16]. Również Wielka Brytania, w trudnej sprawie bloku jądrowego Hinkley Point C (por. motyw 244 decyzji KE [21]), powołała się na to prawo. Jednakże Komisja Europejska dotychczas zawsze znajdowała skuteczne sposoby przełamania tego oporu –jak dotąd nie udało się nikomu np. zablokować inicjatyw prawodawczych na tej podstawie. Co więcej, iluzoryczność tego prawa może utrwalać wykładnia przepisów traktatu przyjęta przez Trybunał Sprawiedliwości. Oddalając wniosek Polski o stwierdzenie nieważności decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE [52], Trybunał zinterpretował przywołane przepisy bardzo wąsko, stwierdzając m.in., że „art. 192 ust. 2 akapit pierwszy lit. c) TFUE może stanowić podstawę prawną aktu Unii jedynie wtedy, gdy z jego celu i treści wynika, że pierwszym zamierzonym rezultatem tego aktu jest wywarcie znaczącego wpływu na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i na ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię” (pkt 46 wyroku). Oczywistym jest, że faktyczne cele aktów prawnych mogą być inne od tych deklarowanych przez inicjatorów, zatem taki stan może nigdy nie zaistnieć. Ciężar decydowania o doborze narzędzi polityki klimatycznej przesuwa się zatem w kierunku instytucji UE, zwłaszcza Komisji.

Ścisła integracja rynku wymusza dodatkowo konwergencję polityk energetycznych (nie mogą one utrudniać swobodnego przepływu towarów) i powoduje, że miks energetyczny oraz podejście do zaopatrzenia w energię przestają być indywidualną sprawą państw członkowskich. W silnie zintegrowanym rynku teoretycznie możliwa jest wymiana energii pomiędzy odbiorcami i wytwórcami w skali kontynentu, a tym samym pełne wykorzystanie potencjału OZE; jednak pogląd, że „zawsze gdzieś wieje lub świeci, wystarczy przesłać energię do odbiorców” [15], opiera się zazwyczaj na niezrozumieniu albo igno-

[3] Rezolucja ustawodawcza Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. w sprawie wniosku dotyczącego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (wersja przekształcona) (COM(2016)0861 – C8-0492/2016 – 2016/0379(COD))

[4] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

[5] https://www.kape.gov.pl/page/biale-certyfikaty

[6] Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, wersja skonsolidowana Dz.Urz. UE C 326, 26.10.2012, s. 1–390 →

rowaniu specyfiki fizycznych właściwości energii elektrycznej i pracy sieci [14]. Zarządzanie połączonym systemem i zapewnienie technicznej wykonalności zawieranych w skali Europy transakcji wymaga jednak również utrzymania w systemie sterowalnych jednostek wytwórczych – ze względu na konieczność stosowania redispatchingu (przeprowadzanej poza rynkiem hurtowym zmiany rozkładu wytwarzania – punktów pracy elektrowni – w celu usunięcia ograniczeń w sieci[7]).

Tutaj możliwa jest pewna niezgodność z celem polityki klimatycznej w postaci redukcji emisji CO_2. Decyzje inwestycyjne o budowie nowych źródeł wytwórczych lub modernizacji istniejących (albo jej zaniechaniu) mają być w założeniu podejmowane w oparciu o opłacalność ekonomiczną projektów, czyli przychody uzyskiwane na rynku energii. W założeniu system ETS ma podnosić koszty wytwarzania energii np. z węgla kamiennego i brunatnego, obniżając szanse uzyskania odpowiednich przychodów na hurtowym rynku energii, a tym samym atrakcyjność takich inwestycji – taka „koordynacja" działań podmiotów rynkowych ma w dłuższym horyzoncie czasowym prowadzić do dekarbonizacji systemu. Niestety kierunek, w jakim zmierza europejski model rynku – w szczególności ten, który ma zostać utworzony pakietem „Czysta energia" – może, jak wskazał K. Purchała [35], stworzyć rynek hurtowy z fikcyjnymi sygnałami cenowymi oraz działający równolegle i nie do końca transparentnie techniczny rynek redispatchingu. Redispatching jest świadczony głównie przez elektrownie konwencjonalne, dlatego jego zwiększona skala może utrudnić redukcję emisji CO_2 – nie będą one hamowane sygnałem cenowym z ETS, bowiem koszty uprawnień do emisji mogą po prostu zostać przeniesione (socjalizowane) w opłatach sieciowych [34]. Za tę możliwą zawodność polityki publicznej (policy failure) trudno winić podmioty rynkowe – ich misją jest maksymalizowanie przychodów w zadanych ramach regulacyjnych, zaś działania na rzecz klimatu są domeną państw.

b. Wzmocnienie roli odbiorcy – decentralizacja systemu a wpływ energetyki na środowisko

Kierunek polityczny ku decentralizacji i „demokratyzacji" systemu zaopatrzenia w energię wyraża się w nacisku regulacyjnym na wciągnięcie w procesy rynkowe odbiorców i mniejszych – rozproszonych – źródeł wytwarzania. W aktach prawnych opracowanych w ramach pakietu „Czysta energia" można wskazać liczne przepisy w tym nurcie, nakładające obowiązki m.in.:

- stosowania możliwie niskiej granulacji produktów na giełdach energii (art. 8 ust. 3 rozporządzenia ws. wewnętrznego rynku energii);
- umożliwienia sterowanym odbiorom, magazynom energii i generacji rozproszonej udziału w procesie redispatchingu i rynku usług systemowych (odpowiednio art. 13 ust. 1 rozporządzenia i art. 40 ust. 4 nowej dyrektywy elektroenergetycznej[8]);
- zapewnienia aktywnym odbiorcom możliwości świadczenia usług systemowych poprzez agregatorów (art. 15 nowej dyrektywy);
- umożliwienia zrzeszania się w obywatelskie społeczności energetyczne (art. 16 nowej dyrektywy).

Wizja systemu elektroenergetycznego jako „archipelagu samowystarczalnych wysp", na przykład obywatelskich społeczności energetycznych, opiera się na założeniu, że odbiorcy energii – obywatele – powinni mieć możliwość zorganizowania sobie dostaw czystej energii we własnym zakresie, w pobliżu instalacji odbiorczych [40]. W takim modelu o miksie energetycznym danego państwa decydowałyby już nie tylko właściwe organy administracji rządowej, ale również zaangażowane jednostki i społeczności. Byłoby to w pełni spójne z celami polityki klimatycznej pod warunkiem, że funkcjonowanie takiego zdecentralizowanego systemu przełożyłoby się na realne obniżenie śladu węglowego energetyki. Przy założeniu, że odbiorcy wciąż będą chcieli korzystać z bezpiecznych i niezawodnych dostaw energii elektrycznej, wcale nie jest to jednak oczywiste. W kwestii dostępnych rozwiązań w zakresie stabilnych źródeł wytwórczych OZE warto zwrócić uwagę, że 45 proc. europejskiego OZE stanowi biomasa leśna[9]. Niektóre koncepcje lokalnych, zdekarbonizowanych systemów zdają się wręcz proponować zamianę każdego dostępnego zasobu środowiska – rzeki, lasu, łąki, nieużytku – w źródło energii [13]. Wreszcie należy podkreślić, że małe źródła spalania paliw, np. generatory z silnikami na paliwa płynne, nie są objęte systemem ETS i jakkolwiek wysoką cenę osiągną uprawnienia do emisji, nie zniechęcą one odbiorców, którzy postanowią zaopatrzyć się w agregat „na wszelki wypadek", zwłaszcza, jeśli będą konkurencyjne cenowo wobec magazynów energii.

c. Rynek przyjazny OZE, OZE przyjazne rynkowi – ale czy na rynku będą działać tylko OZE?

Pojęcie rynku odpowiedniego dla OZE ('market fit for renewables' [20]) oznacza zasady rynkowe, które pozwalają niesterowalnym źródłom sprzedawać energię zawsze wtedy, gdy ją wytwarzają. Do tego konieczne jest przede wszystkim jak najkrótsze wyprzedzenie, z jakim dana czynność musi zostać zgłoszona, aby operatorzy systemu mogli ją wykonać. Dzięki

[7] Definicja legalna: „redysponowanie" oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu.

[8] Rezolucja ustawodawcza Parlamentu Europejskiego z dnia 26 marca 2019 r. w sprawie wniosku dotyczącego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (COM(2016)0864 – C8-0495/2016 – 2016/0380(COD))

[9] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Wood_as_a_source_of_energy

temu uczestnicy mogą korygować swoją pozycję na rynku bliżej czasu dostawy. Ten nurt zmian rynkowych obejmuje czasy otwarcia i zamknięcia bramki na rynkach dnia następnego i bieżącego, czas zamknięcia bramki na rynku bilansującym oraz okres rozliczenia niezbilansowania.

Drugim niezbędnym elementem jest sposób kształtowania cen – maksymalnie swobodny, od cen ujemnych w przypadku nadmiaru energii do cen bliskich wartości niedostarczonej energii (VoLL) w przypadku niedoboru. Rynek musi oczywiście być jednotowarowy (energy -only market) – niesterowalne OZE nie są w stanie skutecznie konkurować w ramach mechanizmów mocowych, za to ze względu na niskie lub zerowe koszty krańcowe wytwarzania są niemal bezkonkurencyjne na rynku energii. Ten wzgląd z pewnością przyczynił się do preferencji rynku jednotowarowego w europejskich regulacjach. Ponadto rynek powinien być dynamiczny, płynny i cechować się dużą zmiennością cen, zwiększając elastyczność strony popytowej; tylko taki rynek, zdaniem Komisji [20], umożliwi zapewnienie zbytu energii z OZE, gdy jest wytwarzana. Cechy rynku hurtowego, jakie mają zapewnić operatorzy systemów przesyłowych oraz giełdy, streszcza przepis art. 7 rozporządzenia rynkowego (**rys. 1**).

Z drugiej strony OZE pasujące do rynku (RES fit for the market) oznacza stopniowe odchodzenie od systemów wsparcia, w szczególności tych nie nakładających zobowiązań do grafikowania – taryf gwarantowanych (feed-in tariff [17]), a także od mechanizmów wyłączających z konkurencji na rynku: pierwszeństwa świadczenia usług przesyłania (priority dispatch [17]) oraz zwolnienia z odpowiedzialności za niezbilansowanie. Wszystkie powyższe zmiany mają wywrzeć presję na wytwórców OZE, aby jak najdokładniej prognozowali wytwarzanie energii. Wspomniane w poprzednim punkcie otwarcie dla OZE rynków usług systemowych ma również zapewnić zachęty ekonomiczne do innowacji pozwalającej na zróżnicowanie źródeł przychodów po „wypchnięciu z nierynkowej strefy komfortu".

Omówione powyżej zmiany umożliwią być może wzrost udziału mocy zainstalowanej OZE w europejskim miksie energetycznym. Jednak połączony europejski system energetyczny wciąż wymaga sterowalnych źródeł wytwórczych, które nie tylko będą pełnić rolę rezerwy dla OZE w godzinach niskiego wytwarzania, ale także zapewniać stabilną pracę sieci. Z punktu widzenia przedstawionego powyżej modelu „szybkiego" rynku energii idealną technologią są elektrownie gazowe. Jak się to ma do polityki klimatycznej i redukcji emisji CO_2? Otóż w oficjalnej narracji europejskiej gaz ziemny jest „czystym paliwem pomostowym" [38], partnerem dla OZE i preferowanym paliwem zapewniającym stabilne dostawy energii. Teoretycznie w takim modelu rynku źródła gazowe pracowałyby w mniejszej liczbie godzin, za to z wysokimi cenami – koszt emisji CO_2 nie stanowiłby dla nich takiego problemu, jak dla źródeł węglowych, a wysokie ceny pozwoliłyby pokryć koszty zmienne. Koncepcje miksu energetycznego opartego na OZE z zapleczem bilansującym w postaci jednostek gazowych pojawiają się już w polskiej debacie publicznej [27, 36].

Rysunek 1

Artykuł 7

Rynki dnia następnego i dnia bieżącego

(...)

2. Rynki dnia następnego i dnia bieżącego:

a) są zorganizowane w taki sposób, aby były niedyskryminacyjne;

b) **maksymalizują** zdolność wszystkich uczestników rynku **do zarządzania niezbilansowaniem**;

c) **maksymalizują** możliwości udziału wszystkich uczestników rynku w obrocie międzystrefowym **w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego we wszystkich obszarach rynkowych**;

d) zapewniają ceny, które **odzwierciedlają podstawowe prawa rynku, w tym wartość energii w czasie rzeczywistym**, i na których uczestnicy rynku mogą polegać przy uzgadnianiu warunków instrumentów zabezpieczających stosowanych w dłuższym horyzoncie czasowym;

e) zapewniają bezpieczną pracę systemu, umożliwiając jednocześnie maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych;

f) są przejrzyste, a jednocześnie zapewniają poufność szczególnie chronionych informacji handlowych oraz zapewniają anonimowość obrotu;

g) nie wprowadzają rozróżnienia między transakcjami zawieranymi w ramach danego obszaru rynkowego a transakcjami zawieranymi między różnymi obszarami rynkowymi; oraz

h) są zorganizowane w taki sposób, aby zapewnić wszystkim uczestnikom rynku możliwość uzyskania dostępu do rynku indywidualnie **lub w drodze agregacji**.

Fragment rozporządzenia ws. wewnętrznego rynku energii elektrycznej (zaznaczenia autora).

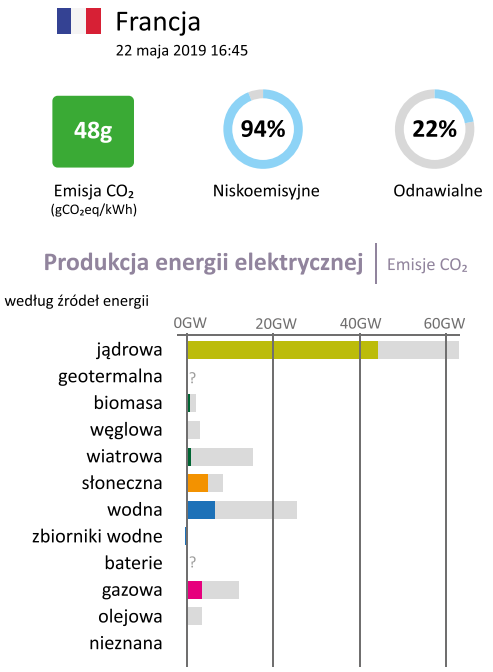
3. Specyfika energetyki jądrowej w świetle omówionych kierunków polityki energetyczno-klimatycznej UE oraz ich wpływ na sektor

Elektrownie jądrowe są istotnym źródłem energii w UE. W 2016 r. stanowiły ok. 12 proc. mocy zainstalowanej w systemie, a wytworzyły ponad 25 proc. energii elektrycznej (dla porównania – farmy wiatrowe i fotowoltaiczne stanowiły ok. 26 proc. mocy zainstalowanej, a wytworzyły ok. 13 proc. energii; warto ponadto zwrócić na rys. 2–7 uwagę na stosunek kolorowych pasków oznaczających wytwarzanie do szarych pasków oznaczających moc zainstalowaną)[10]. Opisane w poprzednim rozdziale przemiany na rynku mają stworzyć bardziej przyjazne otoczenie przede wszystkim dla tej drugiej grupy technologii. Jaka może być zatem przyszła pozycja energetyki jądrowej w świetle poszczególnych omówionych kierunków zmian?

[10] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_and_heat_statistics

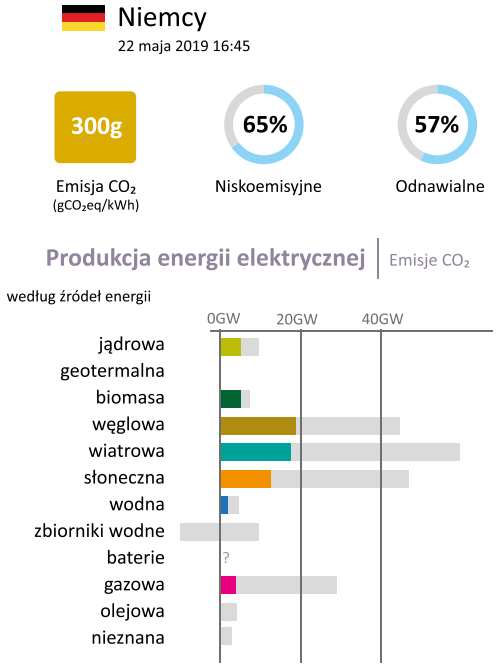
→

Rysunek 2



Struktura i emisyjność wytwarzania energii we Francji w wybranym momencie.
Źródło: electricitymap.org

Rysunek 3



Struktura i emisyjność wytwarzania energii w Niemczech w wybranym momencie.
Źródło: electricitymap.org

a. Integracja rynku i regionalizacja systemu

Elektrownie jądrowe są wielkoskalowymi źródłami wytwarzania, tzn. jednostki wytwórcze często mają moc zainstalowaną powyżej 1 GW [48]. Na zintegrowanym, paneuropejskim rynku, jednostki te mają zarówno przewagi, jak i słabości. Niewątpliwą przewagą są ich niskie koszty zmienne wytwarzania, plasujące atom na początku merit order zaraz po OZE [2]. Sama możliwość zawierania transakcji o dużym zasięgu geograficznym pozwala sprzedać energię w godzinach niskiego popytu, np. godzinach nocnych, co dla elektrowni jądrowych jest lepszym rozwiązaniem, niż odstawianie – są przystosowane do pracy w dłuższych cyklach [30]. Zarazem jednak to, co ugruntowuje pozycję istniejących jednostek jądrowych, stanowi poważną przeszkodę dla nowych inwestycji – każdy nowy blok jądrowy potencjalnie „zmienia zasady gry" w regionie, wypychając droższe jednostki sąsiadów z rynku. W tym kontekście warto przytoczyć sprawę niedoszłego porozumienia Niemiec i Francji w sprawie minimalnej ceny emisji CO_2 [42] – ponieważ system energetyczny Niemiec emituje 6–7 razy więcej dwutlenku węgla (**rys. 2, 3, 7**), mogłoby to spowodować silną presję cenową na rynek niemiecki i import dużych wolumenów energii z Francji.

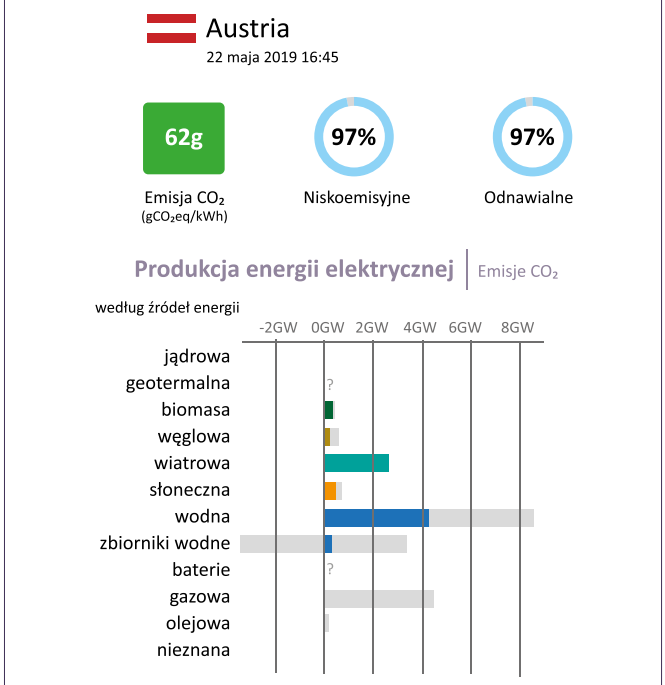
Podobnie wygląda sprawa sprzeciwu Austrii wobec rozbudowy elektrowni jądrowej Mochovce w Słowacji [41], gdzie energia jądrowa przyczynia się do niskiej ogólnej emisyjności systemu (**rys. 5**). Austria, mogąca pochwalić się niskoemisyjnym miksem energetycznym opartym na energii wodnej i wiatrowej (**rys. 4**), dąży do uczynienia Europy „wolną od atomu", zaś stanowisko to opiera się na przesłankach ekonomicznych w co najmniej równym stopniu, jak ekologicznych – czemu państwo to dało wyraz między innymi w zarzutach przeciwko decyzji Komisji zezwalającej na udzielenie pomocy państwa na budowę bloku jądrowego Hinkley Point C [51]. Takie spory pokazują, jak daleko od praktyki jest koncepcja rynku energii według Komisji, w którym to prywatni inwestorzy, a nie państwa, decydowaliby o budowie nowych jednostek wytwórczych. Niemniej wydaje się, że na zintegrowanym, europejskim rynku inwestorzy będą zainteresowani przede wszystkim projektami nieobarczonymi ryzykiem politycznym. Co ciekawe, Komisja Europejska, wykonująca liczne obowiązki związane z bezpieczeństwem jądrowym na podstawie traktatu EURATOM[11], nie zajmuje oficjalnego stanowiska, czy energia jądrowa jest pożądanym, czy niepożądanym elementem europejskiego systemu elektroenergetycznego – powołując się na opisane w części 3a „prawo do kształtowania miksu" przysługujące państwom członkowskim.

b. Demokratyzacja systemu i emancypacja odbiorców

Jak już wskazano, jednostki jądrowe to kwintesencja energetyki wielkoskalowej, znajdująca się na odwrotnym biegunie od

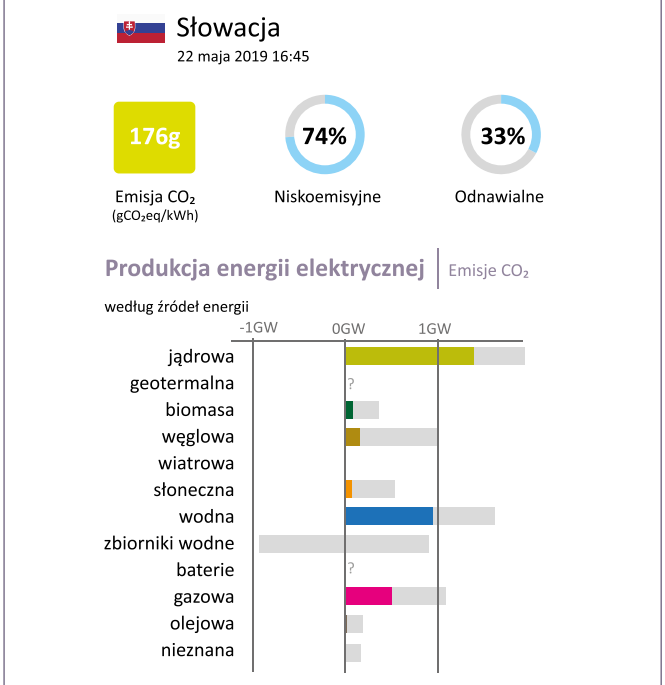
[11] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/nuclear-energy

Rysunek 4



Struktura i emisyjność wytwarzania energii w Austrii w wybranym momencie.
Źródło: electricitymap.org

Rysunek 5



Struktura i emisyjność wytwarzania energii w Słowacji w wybranym momencie.
Źródło: electricitymap.org

systemu opartego na zasilaniu lokalnym. Odbiorcy energii z elektrowni jądrowej mogą być całkowicie pasywni i po prostu ją pobierać, co do zasady nie obawiając się o pewność dostaw dzięki wysokim współczynnikom dyspozycyjności elektrowni jądrowych (średnia globalna – ok. 78 proc. [12]). Obywateli o silnej potrzebie sprawczości może jednak zniechęcać fakt, że budowa elektrowni jądrowej to wielka inwestycja, której lokalizacja jest doniosłą decyzją polityczną – nawet, jeśli poprzedzają ją konsultacje publiczne, ostatecznie pewna społeczność musi pogodzić się ze zmianami w codzienności, jakie wprowadza budowa elektrowni. Podobny problem dotyczy składowisk odpadów jądrowych – muszą to być starannie wybrane lokalizacje; przykład szwedzki – składowisko w Östhammar – pokazuje jednak, że można tego dokonać w sposób akceptowalny społecznie, korzystny dla lokalnej wspólnoty [43].

„Demokracja energetyczna" jawi się jednak przede wszystkim nie jako możliwość współdecydowania o inwestycjach w energetyce systemowej, ale jako kontrola nad własnymi, lokalnymi źródłami wytwarzania. Utworzenie takiego systemu-archipelagu opiera się na dostępności technologii „z półki", niemal na wyciągnięcie ręki – jak przysłowiowe instalacje fotowoltaiczne dostępne w Ikei[12]. Z ekonomicznego punktu widzenia ważne są też gospodarcze łańcuchy wartości – system oparty na ustandaryzowanych technologiach pozwala na utworzenie dużej liczby miejsc pracy niewymagających specjalistycznych kwalifikacji, generuje popyt na usługi doradcze, inżynierskie i prawne. Jeżeli taki kierunek polityki energetycznej stanie się dominujący – preferowany przez społeczeństwo, a następnie wymuszony polityką na szczeblu centralnym, technologia jądrowa w obecnej postaci „szytych na miarę" wielkoskalowych bloków zasilających całe obszary kraju, funkcjonujących w dość skoncentrowanych łańcuchach-wartości – nie będzie miała racji bytu.

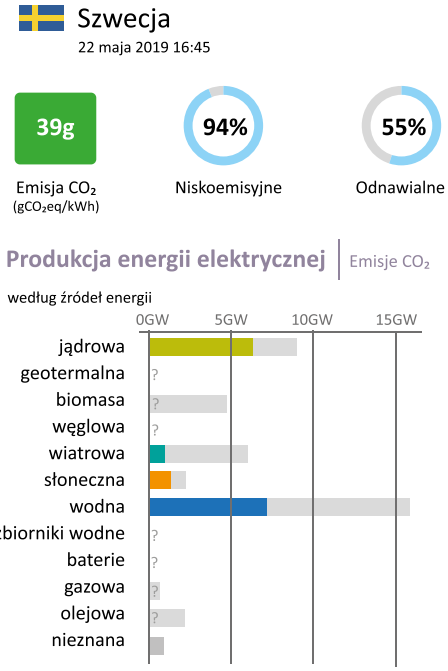
c. Rynek dla OZE, OZE dla rynku

Opisany powyżej model hurtowego rynku energii – jednotowarowego – powinien sprzyjać nowym inwestycjom w rozproszone źródła wytwarzania w oparciu o energię odnawialną. Z analiz ekonomicznych sporządzanych z myślą o prywatnych inwestorach wynika zasadność inwestycji w farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne [24], podczas gdy inwestycje w elektrownie jądrowe są – ze względu na bardzo wysokie nakłady inwestycyjne – powszechnie uważane za nieopłacalne [32]. Co więcej, w świetle inicjatywy „znakowania ekologicznego" produktów finansowych[13], technologie atomowe nie będą traktowane jako czysta inwestycja [13], co dodatkowo obniży ich atrakcyjność.

[12] https://www.ikea.com/pl/pl/energia-sloneczna-dla-domu/index.html
[13] https://ec.europa.eu/info/publications/180308-action-plan-sustainable-growth_en

→

Rysunek 6

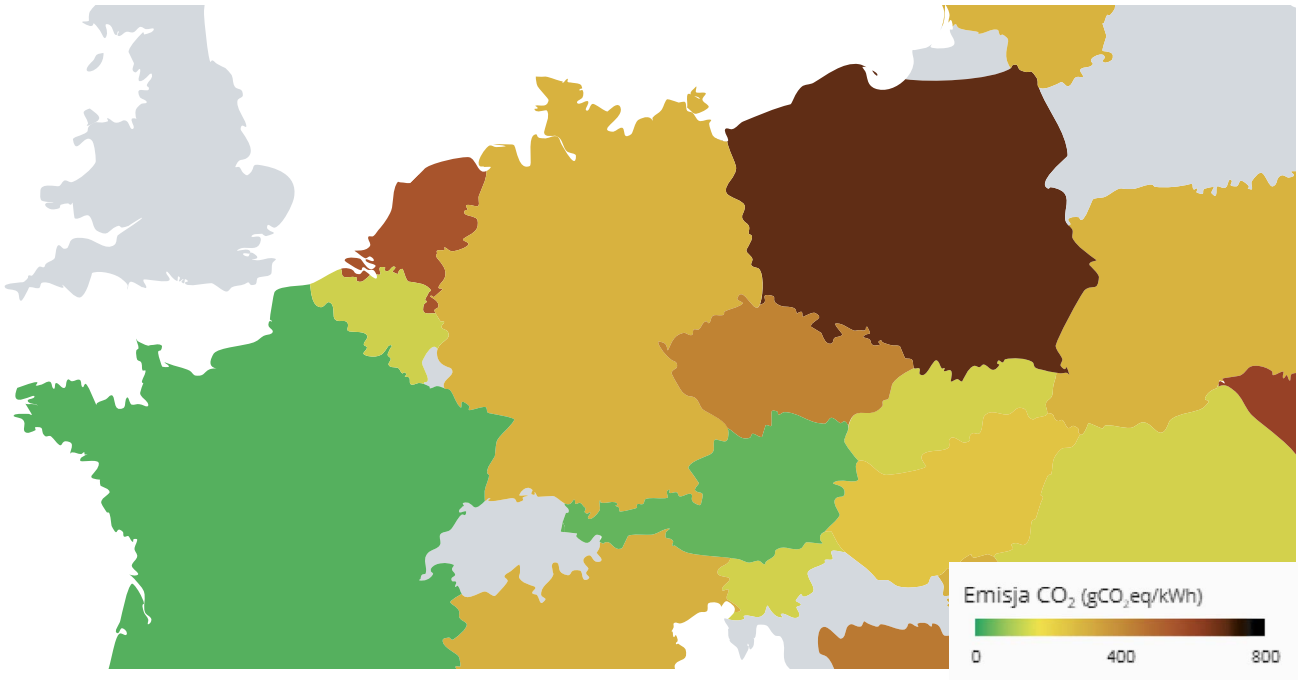


Struktura i emisyjność wytwarzania energii w Szwecji w wybranym momencie.
Źródło: electricitymap.org

Wskazuje się, że budżety projektowe wszystkich budowanych obecnie w Europie elektrowni zostały znacznie przekroczone; jako argument, że elektrownie jądrowe nie są w stanie działać w normalnych warunkach rynkowych i wymagają kosztownych mechanizmów wsparcia, wskazuje się kontrakt różnicowy, jak w przypadku Hinkley Point C, z wysoką ceną realizacji (strike price) – 92,5 GBP/MWh [21]. Trzeba mieć jednak świadomość, że to, co uważa się za normalne ramy rynkowe, jest wynikiem procesu politycznego, a największe w Europie niskoemisyjne źródła energii – hydroelektrownie i elektrownie jądrowe – powstawały w zupełnie innych realiach społeczno-ekonomicznych [44].

Pozostałe istotne elementy rynku wskazane powyżej, jak wyeliminowanie priorytetu dostępu do sieci, będzie oznaczać dążenie do ograniczenia utrzymywania jednostek wytwórczych w ruchu ze względów technicznych. Dla elektrowni jądrowych problemem może być również nacisk na elastyczność wytwarzania, będącą naturalną konsekwencją modelu rynku

Rysunek 7



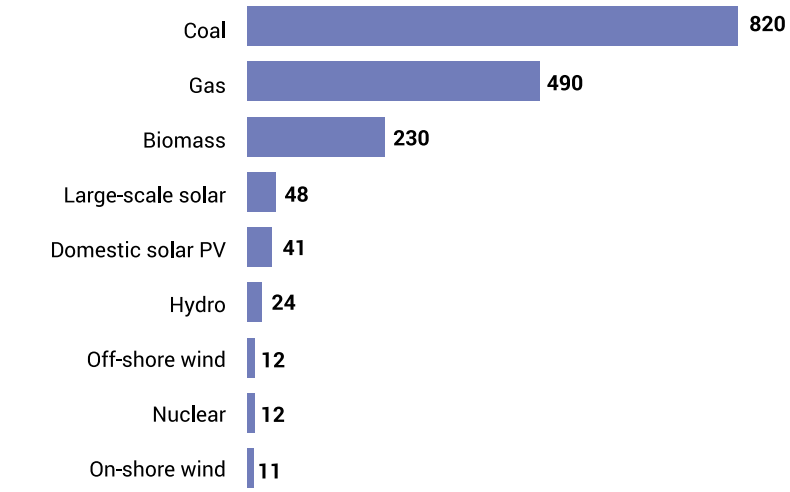
Emisyjność wytwarzania energii w Europie.
Źródło: electricitymap.org

maksymalizującego możliwość zmiany pozycji. Jednostki atomowe – niezależnie od pokolenia technologicznego – są powszechnie postrzegane jako nieelastyczne, a tym samym nienadające się do współpracy z OZE, chociaż pogląd ten nie ma należytego oparcia w faktach. Bloki jądrowe mają zdolność pracy regulacyjnej [30], choć oczywiście nie w takim zakresie, jak np. jednostki gazowe w cyklu otwartym, które mogą zapewnić szybkie bilansowanie zmiennego wytwarzania z farm wiatrowych i fotowoltaicznych – dlatego tę technologię zazwyczaj wskazuje się jako „niskoemisyjnego partnera dla OZE" [38].

Wytwarzanie energii z gazu rzeczywiście powoduje emisję CO_2 niższą o co najmniej ⅓ niż z węgla [37]. Jednak z punktu widzenia dekarbonizacji błędem jest wycofywanie z systemu niskoemisyjnych jednostek wytwórczych pracujących w podstawie, które – pracując przez większość godzin w roku – obniżają istotnie średnią emisyjność całego systemu – czyli jednostek jądrowych (**rys. 2–7**), i zastępowanie ich jednostkami gazowymi. Takie rozwiązanie planuje się w Niemczech, gdzie taki będzie praktyczny efekt wycofania jednostek jądrowych [46], oraz w Belgii, która zakłada rezygnację z energii jądrowej do 2025 r. [25]. Jeżeli dodatkowo model rynku będzie wymuszał pracę źródeł gazowych na technicznym rynku redispatchingu w znacznie większej liczbie godzin, niż teoretycznie powinny pracować zgodnie z merit order, potencjał transformacji do niskoemisyjnego miksu energetycznego dzięki zwiększaniu udziału OZE nie zostanie w pełni wykorzystany. Jak wskazałem powyżej, aspekt sieciowy nierzadko jest pomijany albo uwzględniany w niewystarczającym stopniu w modelach systemów energetycznych „100 proc. OZE" albo „OZE plus gaz" [14]. Również samo otwarcie rynku usług systemowych dla OZE w sensie prawnym nie spowoduje, że np. syntetyczna inercja z farm wiatrowych zastąpi inercję uzyskiwaną z masy wirującej jednostek konwencjonalnych [9].

Model rynku w połączeniu z funkcjonowaniem systemu ETS „karze" ekonomicznie technologie wysokoemisyjne dlatego, odporność na koszty CO_2 mogłaby być mocną stroną energetyki jądrowej. Jednak ceny uprawnień do emisji są zmienne – w dłuższym terminie wręcz nieprzewidywalne, a ich wysokość na razie uzasadnia jedynie rezygnację z węgla na rzecz gazu ziemnego [39]. To zjawisko jest elementem szerszego trendu – europejskie i globalne otoczenie polityczne i rynkowe stało się mniej przewidywalne, w związku z czym skraca się perspektywa czasowa, w której inwestorzy są skorzy do podejmowania ryzyka. Takie otoczenie premiuje inwestycje o stosunkowo krótkim okresie zwrotu z kapitału, a nie projekty energetyczne, których otoczenie prawne i rynkowe może się znacznie zmienić nawet w okresie od decyzji inwestycyjnej do rozruchu.

Rysunek 8



Emisyjność technologii wytwarzania energii elektrycznej w cyklu życia.
Źródło: [5] za energyforhumanity.org

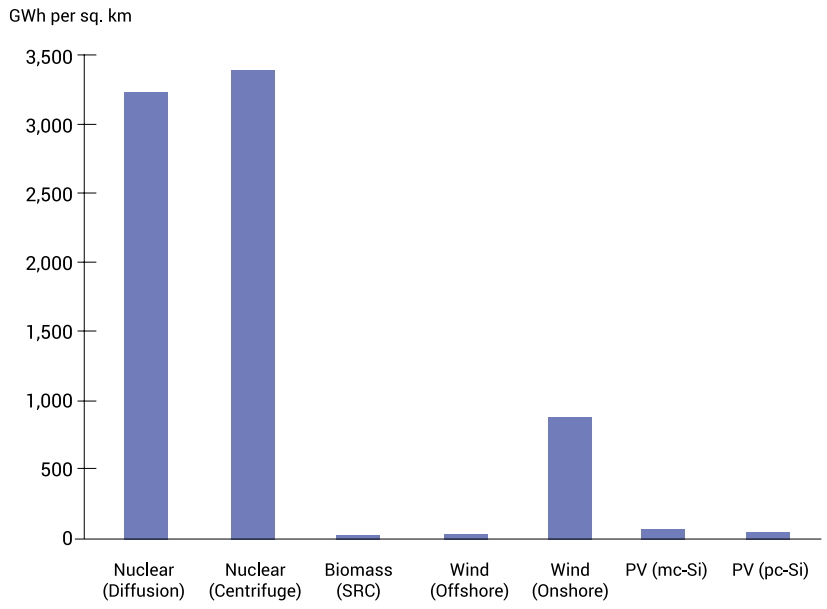
Podsumowując, nominalnie polityka klimatyczna UE ma na celu dekarbonizację, i chociaż energia jądrowa jest jednym z najbardziej skutecznych narzędzi w tej dziedzinie (**rys. 2–7**), zdecydowanie nie jest rozwiązaniem preferowanym na poziomie konsensusu politycznego w UE. Jako dowód można przytoczyć treść „Czwartego sprawozdania ze stanu unii energetycznej", w którym atom (w przeciwieństwie do OZE) nie pojawia się wśród odpowiedzi na zidentyfikowane wyzwania. Pojawia się jedynie wzmianka o cywilnej współpracy jądrowej z Białorusią i Iranem [19].

Niska popularność energetyki jądrowej ma odzwierciedlenie w planach państw członkowskich UE – kilka z nich już wycofuje się z tej technologii. Najważniejszy przykład stanowią oczywiście Niemcy[14]. W Belgii trwa dyskusja o wycofaniu bloków jądrowych i zastąpieniu ich elektrowniami gazowymi oraz morskimi farmami wiatrowymi [25]. Nawet w krajach, których miks energetyczny w dużej mierze opiera się na atomie – Francji i Szwecji – trwa dyskusja o ograniczeniu jego roli w systemie [29], przy czym Francja odsunęła o 10 lat plan zmniejszenia o połowę mocy zainstalowanej – z 2025 do 2035 [8]. Nieliczne kraje decydują się na rozwój sektora – w Finlandii w 2020 r. ma zostać uruchomiony blok Olkiluoto-3, którego budowa doznała znacznych opóźnień, zaś w Słowacji trwa budowa bloków Mochovce-3 i -4 [48].

Powyższe rozważania nie są bez znaczenia dla polskiego programu jądrowego. Rozdźwięk między planami rządu (6 wielkoskalowych bloków jądrowych do 2043 r. [26]) i części opozycji (propozycja partii Nowoczesna – miks 80 proc. OZE i 20 proc. gaz [27]) pokazują, że środowisko dla rozwoju tej technologii w Polsce jest bardzo niepewne.

→

Rysunek 9



Energia wytworzona w różnych technologiach w odniesieniu do zajętego terenu (GWh/km²).
Źródło: [7]

4. Jak sektor atomowy może przeciwdziałać negatywnym trendom?

Jakie działania powinien zatem prowadzić sektor jądrowy, aby wpisać się na stałe w nurt europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej? W odniesieniu do wszystkich trzech opisanych kierunków polityki można zarysować dwa wymiary działań.

Po pierwsze, zabieganie o pozytywny dyskurs wokół technologii – podkreślanie jej dotychczasowych zasług dla ograniczenia emisji CO_2 oraz niezbędności dla ograniczania skutków zmian klimatu, zgodnie ze stanowiskiem Międzynarodowego Panelu ds. Zmian Klimatu (IPCC) [5]. Elektrownie jądrowe cechują się ponadto jednymi z najniższych emisji CO_2 w cyklu życia (**rys. 8**).

Elektrownie jądrowe nie emitują pyłów, tlenków siarki ani tlenków azotu. Korzyści ekonomiczne z energetyki jądrowej również powinny być prezentowane w przejrzysty sposób – ostatnio taką inicjatywę podjęła organizacja FORATOM, publikując raport o wartości sektora dla europejskich gospodarek [10].

W odniesieniu do działań na rzecz „demokratycznej" energetyki warto przytoczyć fińskie doświadczenie finansowania inwestycji w tzw. modelu Mankala, opracowanym w czasach wczesnopowojennych, gdy fińska gospodarka potrzebowała stabilnych dostaw energii, jednak na przeszkodzie prywatnym inwestycjom stała niska dostępność kapitału [45]. W uproszczeniu model ma charakter spółdzielczy, w którym udziałowcy – np. spółki obrotu i duzi odbiorcy energii – wspólnie finansują inwestycję w zasoby wytwórcze, od której następnie kupują energię po cenie odpowiadającej kosztowi wytwarzania, w wolumenie proporcjonalnym do objętych udziałów. Zakupiona energia może być następnie zużyta lub odsprzedana na konkurencyjnym rynku hurtowym. Tak finansuje się większość niskoemisyjnej generacji w Finlandii; w 2012 roku model Mankala obejmował 57 proc. mocy farm wiatrowych, 66 proc. mocy jądrowych (w tym elektrownia Olkiluoto) oraz 51 proc. mocy energetyki wodnej [45]. Jest to rozwiązanie unikalne i nie wiadomo, czy jego stosowanie nie zostanie ograniczone ze względu na zasady konkurencji na wewnętrznym rynku energii, np. w przypadku uznania za pomoc publiczną [31]. Byłoby to z pewnością niekorzystne dla energetyki jądrowej, bowiem podobne rozwiązania mogą przyczynić się do zwiększenia akceptacji społecznej dla tej technologii – poprzez danie odbiorcom energii możliwości wspólnego sfinansowania stabilnych źródeł czystej energii elektrycznej.

Tematem odrębnych, obszernych opracowań są różne aspekty wpływu poszczególnych technologii wytwarzania energii na środowisko, w szczególności w relacji do jednostki wytworzonej energii. Na przykład w kwestii intensywności użycia terenu w cyklu życia – ilości energii wyprodukowanej na jednostkę powierzchni ziemi zużytą na poszczególne procesy technologiczne – energia jądrowa wypada w tych zestawieniach korzystnie (zależnie od metodologii danego opracowania wskazuje się, że produkuje od kilku- do nawet 140-krotnie więcej energii na jednostkę terenu, niż lądowe farmy wiatrowe [7], zob. **rys. 9**).

Analizy zwracają uwagę na skalę, jaką może przybrać negatywny wpływ energetyki na przyrodę, jeśli system miałby ewoluować w kierunku stuprocentowego pozyskiwania energii z OZE, a jednocześnie obejmować stabilne technologie wytwórcze w postaci spalarni biomasy – innymi słowy, w kierunku przemiany środowiska naturalnego w elektrownię [1, 11].

Należy zadawać pytanie o solidarność międzypokoleniową – często pojawiającym się zarzutem wobec technologii atomowej jest to, że zostawia następne pokolenia z problemem odpadów. Zagadnienie to wymaga odrębnego opracowania, w tym np. zobrazowania podwójnych standardów prawnych dotyczących odpadowych izotopów promieniotwórczych pochodzących z energetyki jądrowej wobec odpadów z przemysłu naftowo-gazowniczego [50]. W perspektywie międzypokoleniowej warto również zauważyć, że o ile elektrownie jądrowe działają w Europie od po-

nad 60 lat, o tyle np. energetyka wiatrowa w Niemczech zaczęła się rozwijać ok. 20 lat temu. Ten fakt zapewne przyczynia się do współczesnej percepcji energetyki jądrowej jako „przestarzałej", zmuszającej głównie do rozwiązania problemu wycofania wyeksploatowanych jednostek, zaś elektrowni odnawialnych jako nowoczesnych, innowacyjnych. Czy ten – głównie europejski – punkt widzenia nie jest nieco zniekształcony poprzez fakt, że jeszcze nie dotarliśmy do momentu, w którym analogiczny problem wycofania wyeksploatowanych urządzeń wytwórczych spotka np. farmy wiatrowe, które powstawały na wielką skalę począwszy od lat dwutysięcznych?

Przeciętny czas życia turbiny wiatrowej przyjmuje się na ok. 25 lat [18]. Oczywiście energetyka wiatrowa ma charakter rozproszony, a więc w dużym systemie wycofanie z eksploatacji np. 1 GW turbin wiatrowych i zastąpienie ich nowymi urządzeniami można przeprowadzić w sposób stopniowy, rozproszony, i nie będzie miało takiego wpływu na system, jak wyłączenie dużego bloku jądrowego. Może się to wydawać zaletą farm wiatrowych, jednak raczej będzie prowadziło do rozmycia postrzegania nieuchronnego problemu o znaczeniu dla całej europejskiej gospodarki: dostępności, w tym możliwości recyklingu, zasobów niezbędnych do produkcji elektrowni wiatrowych i słonecznych. W raporcie zleconym przez holenderskie Ministerstwo Infrastruktury i Zarządzania Zasobami Wodnymi [4] zidentyfikowano poważny problem z recyklingiem tzw. metali krytycznych, zwłaszcza pierwiastków ziem rzadkich – jak neodym i dysproz wykorzystywane w turbinach wiatrowych. Wśród możliwych rozwiązań autorzy wskazali wydobycie na terenie Europy, w tym eksploatację złóż w północnej Szwecji oraz na Grenlandii, zwracając jednocześnie uwagę na niską akceptację społeczną górnictwa. Być może wobec takich dylematów Europejczycy znowu zaczną preferować technologie dające dużo energii przy niewielkim zużyciu zasobów, a także decyzje inwestycyjne podejmowane w perspektywie kilkudziesięciu, a nie kilkunastu lat [3]. W każdym razie rezygnacja z rozwoju energetyki jądrowej znacznie utrudni Unii Europejskiej osiągnięcie celu neutralności emisyjnej w 2050 r. [10].

Oprócz starań o wpisanie dostępnych dziś technologii jądrowych w europejski krajobraz energetyczny – 'market fit for nuclear', sektor powinien zabiegać o zaufanie opinii publicznej pozwalające na finansowanie badań i rozwoju, które w przyszłości mogłyby uczynić technologie jądrowe bardziej atrakcyjnymi w przyjętej koncepcji systemów zaopatrywania w energię. Kluczem wydaje się zmniejszenie skali jednostek, tak, aby mogły np. zasilać mniejsze społeczności lub parki przemysłowe, a ponadto podlegać seryjnej certyfikacji, która znacznie obniżyłaby koszty inwestycji. W takich kierunkach idą prace badawcze nad małymi reaktorami modułowymi (small modular reactors – SMR [49]). Jeżeli europejski model rynku rzeczywiście miałby być „odporny na przyszłość" (future proof), jak chciałaby tego Komisja Europejska [20], być może w perspektywie kilkudziesięciu lat małe jednostki jądrowe będą jednym z filarów rozproszonego systemu elektroenergetycznego. Problem odpadów mogłoby z kolei złagodzić wdrożenie technologii umożliwiających ich recykling – ponowne wykorzystanie pozostałych w zużytym paliwie izotopów jądrowych. Rozwiązania w tym zakresie mogą przynieść tzw. reaktory IV generacji [47].

Warto mieć jednak na uwadze, że zgodnie z aktualną wiedzą naukową nie mamy czasu [5], by kontynuować przez kilkadziesiąt kolejnych lat obecny sposób pozyskiwania energii i wciąż poszukiwać innowacyjnych rozwiązań. Wycofywanie z systemu sprawnych jednostek jądrowych może okazać się poważnym błędem. Problem ten opisali autorzy książki „Klimatyczna ruletka" [22], zadając pytanie, czy jeśli rzeczywiście uznajemy za priorytet przeciwdziałanie zmianom klimatu, nie powinniśmy jednak opierać się na sprawdzonych, dostępnych tu i teraz rozwiązaniach, a podejmując decyzje o inwestowaniu środków pieniężnych mieć na uwadze dobro przyszłych pokoleń? Czy raczej zakładać, że w końcu uda się osiągnąć upragniony przełom technologiczny, w którym pozyskamy nowe narzędzia (w szczególności technologie magazynowania energii pozwalające polegać w całości na źródłach odnawialnych)? Warto również zastanowić się nad tezą, że ludzkość wynalazła energię jądrową, zanim jej naprawdę potrzebowała [28].

Piśmiennictwo

[1] Angwin M., ***Do We Get Energy from Nuclear, or Take Energy from Forest and Stream?***, https://medium.com/generation-atomic/do-we-get-energy-from-nuclear-or-take-energy-from-forest-and-stream-2ad7ee8492e8, dostęp 22.05.2019

[2] Appunn K., ***Setting the power price: the merit order effect***, https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect, dostęp 22.05.2019

[3] Błażowski A., ***Mroki i uroki Lazarda. Czy LCOE skreśla atom?***, https://biznesalert.pl/strategia-energetyczna-atom-polemika/, dostęp 22.05.2019

[4] Bosch S., Kleijn R., Schipper B., Sprecher B., Van Exter P., ***Metal demand for renewable electricity generation in the Netherlands. Navigating a complex supply chain***, http://www.pensanametals.com/index.php/investors/media/send/7-media/45-metal-demand-for-renewable-electricity-generation-in-the-netherlands, dostęp 22.05.2019

[5] Bruckner T., I. A. Bashmakov, Y. Mulugetta, H. Chum, A. de la Vega Navarro, J. Edmonds, A. Faaij, B. Fungtammasan, A. Garg, E. Hertwich, D. Honnery, D. Infield, M. Kainuma, S. Khennas, S. Kim, H. B. Nimir, K. Riahi, N. Strachan, R. Wiser, and X. Zhang, 2014: Energy Systems. In: Climate Change 2014: ***Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*** [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, US

→

[6] ***Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie, Development of renewables-based electricity generation in Germany***, https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Infografiken/development-of-renewables-based-electricity-generation-in-germany.html, dostęp 22.05.2019

[7] Cheng V., Hammond G., ***Life-cycle energy densities and land-take requirements of various power generators***: A UK perspective, Journal of the Energy Institute, Volume 90, Issue 2, April 2017, s. 201-213

[8] De Clerq G., Rose M., ***France postpones target for cutting nuclear share of power production***, https://www.reuters.com/article/us-france-nuclearpower/france-postpones-target-for-cutting-nuclear-share-of-power-production-idUSKBN1D71TM, dostęp 22.05.2019

[9] Fairley P., ***Can Synthetic Inertia from Wind Power Stabilize Grids?***, https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/renewables/can-synthetic-inertia-stabilize-power-grids, dostęp 22.05.2019

[10] FORATOM, ***Economic and Social Impact Report***, ***25 April 2019***, https://www.foratom.org/downloads/nuclear-energy-powering-the-economy-full-study/?wpdmdl=42758&refresh=5cc15b9cd1ec31556175772, dostęp 22.05.2019

[11] Galosz W., ***Energia jest wszędzie, ale diabeł tkwi w szczegółach***, https://www.reo.pl/energia-jest-wszedzie-ale-diabel-tkwi-w-szczegolach-polemika, dostęp 22.05.2019

[12] IAEA, ***Lifetime Unit Capability Factor up to 2018. Weighted average includes all available data of operational & shutdown reactors from their commercial operation***, https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/LifeTimeUnitCapabilityFactor.aspx, dostęp 22.05.2019

[13] Igliński B., ***Energia jest wszędzie. OZE to nie tylko słońce i wiatr***, https://www.reo.pl/energia-jest-wszedzie-oze-to-nie-tylko-slonce-i-wiatr-polemika/, dostęp 22.05.2019

[14] ***Is 100% renewable energy realistic? Here's what we know***, https://www.vox.com/energy-and-environment/2017/4/7/15159034/100-renewable-energy-studies, dostęp 22.05.2019

[15] ***It's always windy somewhere: Balancing renewable energy in Europe***, https://arstechnica.com/science/2017/07/its-always-windy-somewhere-balancing-renewable-energy-in-europe/, dostęp 22.05.2019

[16] J. Pietrewicz: ***prawo UE eliminuje swobodę miksu energetycznego***, http://gramwzielone.pl/trendy/17940/j-pietrewicz-prawo-ue-eliminuje-swobode-miksu-energetycznego, dostęp 22.05.2019

[17] Kenning T., ***European renewables without grid priority: How it would look***, https://www.pv-tech.org/editors-blog/european-renewables-without-grid-priority-how-it-would-look, dostęp 22.05.2019

[18] Kolios A., Martinez Luengo M., ***The end of the line for today's wind turbines***, http://www.renewableenergyfocus.com/view/43817/the-end-of-the-line-for-today-s-wind-turbines/, dostęp 22.05.2019

[19] Komisja Europejska, ***Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego – Czwarte sprawozdanie na temat stanu unii energetycznej***, COM(2019) 175 final

[20] Komisja Europejska, ***Staff Working Document: Impact Assessment – Document accompanying the Package of Implemen-tation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020***, http://ec.europa.eu/smart-regula-tion/impact/ia_carried_out/docs/ia_2008/sec_2008_0085_en.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[21] Komisja Europejska, ***State aid SA. 34947 (2013/C) (ex 2013/N) – United Kingdom. Investment Contract (early Contract for Difference) for the Hinkley Point C, C(2014) 7142*** http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251157/251157_1615983_2292_4.pdf, dostęp 22.05.2019

[22] Korhonen J., Partanen R., ***Klimatyczna ruletka. Czy zwalczając energetykę jądrową zagrażamy naszej przyszłości?***, Wydawnictwo Instytutu Zrównoważonej Energetyki, Kraków 2018

[23] Kowalewski K., ***Pakiet zimowy jako realizacja postulatów Unii Energetycznej w zakresie wzmocnienia pozycji konsumenta i zwiększenia udziału energii odnawialnej***, Elektroenergetyka, Nr 1 (16) 2017, s. 19–21.

[24] ***Levelized Cost of Energy Analysis, Version 12.0***, https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf, dostęp 22.05.2019

[25] ***Looking towards Belgium's nuclear-free future***, https://www.power-technology.com/features/belgiums-nuclear-free-future/, dostęp 22.05.2019

[26] ***Ministerstwo Energii, Polityka energetyczna Polski do 2040 roku***, https://www.gov.pl/documents/33372/436746/PEP2040_projekt_v12_2018-11-23.pdf/ee3374f4-10c3-5ad8-1843-f58dae119936, dostęp 22.05.2019

[27] ***Nowoczesna ma plan na transformację polskiej energetyki. Bez atomu i bez węgla do 2050 roku***, https://nowoczesna.org/nowoczesna-ma-plan-na-transformacje-polskiej-energetyki-bez-atomu-i-bez-wegla-do-2050-roku/, dostęp 22.05.2019

[28] Paradiso K., ***What if nuclear power was invented today?***, https://www.brightnewworld.org/media/2017/5/29/what-if-nuclear-power-was-invented-today, dostęp 22.05.2019

[29] Partanen R., ***The Looming Swedish Nuclear Phase Out: An Energy Crisis in the Making***, https://www.energycentral.com/c/ec/looming-swedish-nuclear-phase-out-energy-crisis-making, dostęp 22.05.2019

[30] Patel S., ***Flexible Operation of Nuclear Power Plants Ramps Up***, https://www.powermag.com/flexible-operation-of-nuclear-power-plants-ramps-up/, dostęp 22.05.2019

[31] Pirttilä M., Schröder S., ***Mankala energy production model under threat?***, https://www.internationallawoffice.com/Newsletters/Energy-Natural-Resources/Finland/Krogerus-Attorneys-Ltd/Mankala-energy-production-model-under-threat, dostęp 22.05.2019

[32] Popkiewicz M., ***Atom? Tak. Nie. Być może, ale…***, http://biznesalert.pl/atom-strategia-energetyczna-oze/, dostęp 22.05.2019

[33] Prager A., Stam C., ***Nuclear power excluded from EU's green investment label***, https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/nuclear-power-excluded-from-eus-green-investment-label/, dostęp 22.05.2019

[34] PSE SA, ***Worrying detachment of market and system operations***, https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/worrying-detachment-of-market-and-system-operations/, dostęp 22.05.2019

[35] Purchała K., ***The EU's electricity market: The good, the bad and the ugly***, https://www.euractiv.com/section/energy-environment/opinion/the-eus-electricity-market-the-good-the-bad-and-the-ugly/, dostęp 22.05.2019

[36] Roszkowski M., Schnell C., ***Trwały wzrost cen energii zmieni dopiero modyfikacja polskiego miksuenergetycznego.Czy stać nas na marnowanie czasu?***, http://jagiellonski.pl/files/other/2018.10_Instytut_JagielloYski_-_Ceny_energii_ANALIZA.pdf, dostęp 22.05.2019

[37] Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, 2014: ***Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*** [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA

[38] Simon F., ***Cañete sees gas as 'a bridge' to reach EU's clean energy goals***, https://www.euractiv.com/section/climate-strategy-2050/news/canete-sees-gas-as-a-bridge-to-reach-eus-clean-energy-goals/, dostęp 22.05.2019

[39] Simon F., ***Carbon prices seen hitting €55 in 2030, hastening 'major' coal-to-gas switch***, https://www.euractiv.com/section/energy/news/carbon-prices-seen-hitting-e55-in-2030-hasting-major-coal-to-gas-switch/, dostęp 22.05.2019

[40] Simon F., ***EU's electricity market revamp hailed as 'game-changer' for clean energy***, https://www.euractiv.com/section/energy/news/eus-electricity-market-revamp-hailed-as-game-changer-for-clean-energy/, dostęp 22.05.2019

[41] ***Slovakia and Austria clash over nuclear energy***, https://kafkadesk.org/2019/05/08/slovakia-and-austria-clash-over-nuclear-energy/, dostęp 22.05.2019

[42] Stam C., ***Carbon pricing dropped from new Franco-German treaty***, https://www.euractiv.com/section/energy/news/franco-german-new-cooperation-treaty-drops-carbon-price/, dostęp 22.05.2019

[43] Tagliabue J., ***A Town Says 'Yes, in Our Backyard' to Nuclear Site***, https://www.nytimes.com/2010/04/06/world/europe/06sweden.html, dostęp 22.05.2019

[44] ***The History of Norwegian Hydropower in 5 Minutes***, https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/renewable-energy/the-history-of-norwegian-hydropower-in-5-minutes/id2346106/, dostęp 22.05.2019

[45] ***The Mankala cost-price model increases competition in power production***, https://www.pohjolanvoima.fi/filebank/24471-The_Mankala_cost-price_model.pdf, dostęp 22.05.2019

[46] Wehrmann B., ***Capacity market debate resurfaces as Germany may need gas to replace coal***, https://www.cleanenergywire.org/news/capacity-market-debate-resurfaces-germany-may-need-gas-replace-coal, dostęp 22.05.2019

[47] World Nuclear Association, ***Generation IV Nuclear Reactors***, http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/generation-iv-nuclear-reactors.aspx, dostęp 22.05.2019

[48] World Nuclear Association, ***Plans For New Reactors Worldwide***, http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx, dostęp 22.05.2019

[49] World Nuclear Association, ***Small Nuclear Power Reactors***, http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx, dostęp 22.05.2019

[50] World Nuclear Association, ***Tenorm***, http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-waste/storage-and-disposal-of-radioactive-waste.aspx, dostęp 22.05.2019

[51] ***Wyrok Sądu (piąta izba) z dnia 12 lipca 2018 r., Republika Austrii przeciwko Komisji Europejskiej, Pomoc państwa – Planowana przez Zjednoczone Królestwo pomoc na rzecz elektrowni jądrowej Hinkley Point C – Kontrakt na transakcje różnicowe, T-356/15***, http://curia.europa.eu/juris/celex.jsf?celex=62015TJ0356&lang1=pl&type=TXT&ancre=, dostęp 22.05.2019 r.

[52] ***Wyrok Trybunału (druga izba) z dnia 21 czerwca 2018 r., Rzeczpospolita Polska przeciwko Parlamentowi Europejskiemu i Radzie Unii Europejskiej, Skarga o stwierdzenie nieważności – Decyzja (UE) 2015/1814, C-5/14***, http://curia.europa.eu/juris/celex.jsf?celex=62016CJ0005&lang1=pl&type=TXT&ancre=, dostęp 22.05.2019

English summary

Perspectives for nuclear energy in the EU political and regulatory environment

The article aims at answering the question whether the EU political and regulatory environment, streamlined in the form of energy and climate policy initiatives, places nuclear energy amongst solutions to energy and climate challenges. First, the author presents selected directions of energy policy: the completion of internal electricity market, emancipation of electricity end users, and the adoption of market design to absorb more intermittent renewable energy sources; then, it is explained why those directions may be at odds with climate policy goals. Second, the specificities of nuclear power plants are presented in the light of those policy items. It is shown that they have a negative impact on the prospects for new build nuclear plants in the EU. As a last point, some ideas are presented as to what actions the nuclear industry should take to be on the side of solutions, and not problems of the EU energy and climate policy. ■

Generacja wiatrowa w KSE – diagnoza funkcjonowania w latach 2010–2018

Maciej Janowski,
Departament Współpracy Międzynarodowej,
PSE SA

Streszczenie

W obliczu dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii i szeroko rozumianej transformacji energetycznej na świecie, również w Polsce w ciągu ostatnich lat zaszły istotne zmiany. Do tych zmian należy zaliczyć istotny rozwój energetyki wiatrowej w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Wraz z rozwojem tej technologii pojawiły się nowe problemy i wyzwania, które stanowią istotny obiekt zainteresowania operatora systemu przesyłowego czy właścicieli konwencjonalnych jednostek wytwórczych. W celu lepszego zrozumienia tej technologii dla KSE warto, oprócz aspektów politycznych i regulacyjnych, odnieść się do aspektów technicznych. Stąd głównym punktem niniejszej pracy jest analiza funkcjonowania w latach 2010–2018 elektrowni wiatrowych w Polsce. Na tej podstawie przedstawione zostały możliwości i wyzwania tej technologii, również w odniesieniu do państwa o największej mocy zainstalowanej w Europie – Niemiec.

1. Wstęp

Znaczący rozwój źródeł odnawialnych w Polsce nastąpił wraz z początkiem drugiego dziesięciolecia XXI wieku, kiedy to rozpoczął się proces implementacji III pakietu energetycznego i realizacji wyznaczonych ambitnych celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej w ramach tzw. zobowiązania „20-20-20 w 2020", czyli zwiększenia efektywności energetycznej (np. poprzez ograniczenie zużycia energii), zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (dalej OZE) oraz redukcji emisji dwutlenku węgla. Bez wątpienia środkiem, który jest upatrywany przez decydentów europejskich jako rozwiązanie mające obniżyć poziom emisji, są odnawialne źródła energii. OZE są alternatywą wobec pierwotnych i nieodnawialnych paliw węglowodorowych. Mimo że są to źródła odnawialne, charakteryzujące się cyklicznym uzupełnianiem zasobów w procesach naturalnych, to poziom konsumpcji tego rodzaju energii pierwotnej utrzymuje się wciąż na niskim poziomie. Biorąc pod uwagę dane dotyczące średniego udziału OZE w konsumpcji energii pierwotnej w UE w 2016 r., udział OZE był na poziomie 13 proc. (wzrost o 4 punkty procentowe względem 2013 r.)[1]. Sytuacja wygląda bardzo podobnie na świecie, gdzie energia z paliw kopalnych i produktów pochodnych stanowi prawie 60 proc. konsumowanej energii, a z OZE – niecałe 14 proc.[2]

Przechodząc do sytuacji w Polsce i odnosząc się jedynie do sektora elektroenergetycznego, to OZE stanowiły na koniec 2017 roku ok. 14,6 proc. całej mocy zainstalowanej w Polsce (zobacz **rysunek 1**). Wciąż fundamentem polskiej elektroenergetyki są elektrownie oparte na węglu kamiennym oraz brunatnym, stanowiące razem ponad 70 proc. całej mocy zainstalowanej. Biorąc pod uwagę samą strukturę mocy zainstalowanej w OZE (zobacz **rysunek 2**), nietrudno określić jakie źródło odnawialne dominuje w polskiej elektroenergetyce. Na przestrzeni lat 2010–2018 moc zainstalowana w OZE wzrosła o ok. 6 GW (+236 proc.), za co był odpowiedzialny przede wszystkim przyrost mocy w elektrowniach wiatrowych (+4 684 MW, wzrost o ok. 400 proc.).

Spośród wszystkich źródeł odnawialnych, w Polsce dominują elektrownie wiatrowe na lądzie, których udział mocy zainstalowanej wyniósł na koniec 2018 r. ok. 68 proc. względem sumy OZE. Następne pod względem udziału są źródła biomasowe i wodne, a na końcu biogaz i słońce (łącznie

[1] Zob. Gross inland Energy consumption by fuel type, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Gross_inland_energy_consumption (dostęp: 12.02.2019 r.).

[2] Zob. World Gross Inland Consumption by Fuel, EU energy in figures, Statistical Pocketbook 2018, s. 13.

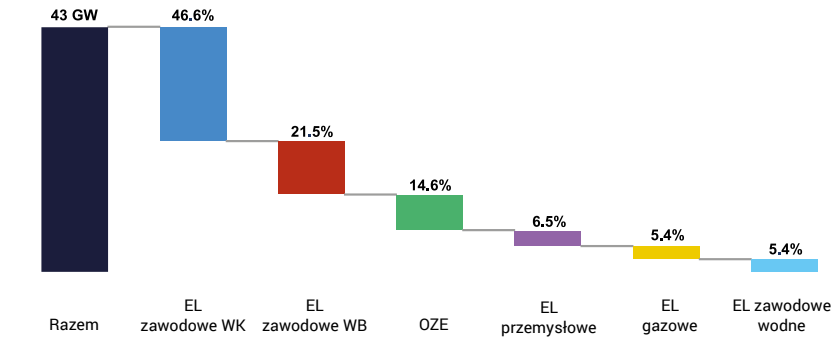
mniej niż 5 proc., zobacz **rysunek 3**). Sytuacja wygląda podobnie w odniesieniu do produkowanej energii, w tym przypadku udział energii z farm wiatrowych wyniósł prawie 70 proc. Warto dodać, że jeszcze cztery lata temu sytuacja wyglądała inaczej. W 2015 roku znacznie większy udział miała biomasa, biogaz i biopaliwa ze względu na technologie współspalania. Wówczas suma tych składowych wynosiła ok. 50 proc., obecnie ich łączny udział jest szacowany na poziomie ok. 25 proc.[3]

W 2018 r. poziom produkcji energii elektrycznej z OZE wyniósł ok. 14 TWh. Potencjalnie z uwagi na niższą produkcję energii ze źródeł wiatrowych względem 2017 r. udział produkcji energii względem całkowitej struktury wytwarzania w Polsce spadł z poziomu ok. 13 proc. w 2017 r. do poziomu 10 proc. w roku 2018[4]. W związku z tym wydaje się, że Polska może mieć trudności z osiągnięciem tzw. celu OZE na 2020 rok (udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto powinien wynieść 15 proc. zgodnie z unijnym zobowiązaniem Polski). Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (projekt wysłany do Komisji Europejskiej) potwierdza tę tezę, gdyż przewiduje, że udział OZE w zużyciu energii finalnej brutto wyniesie ok. 13,8 proc. do 2020 r.[5].

2. Funkcjonowanie siłowni wiatrowych w Polsce w latach 2010–2018

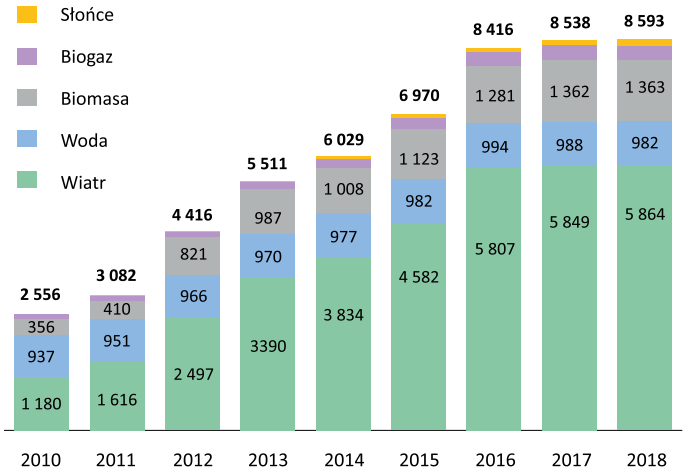
Funkcjonowanie elektrowni wiatrowych jest bezpośrednio skorelowane z poziomem wietrzności w danym regionie. Stąd istotna część farm wiatrowych jest zlokalizowana w regionie charakteryzującym się największą wietrznością w Polsce, m.in. w województwie zachodniopomorskim.

Rysunek 1



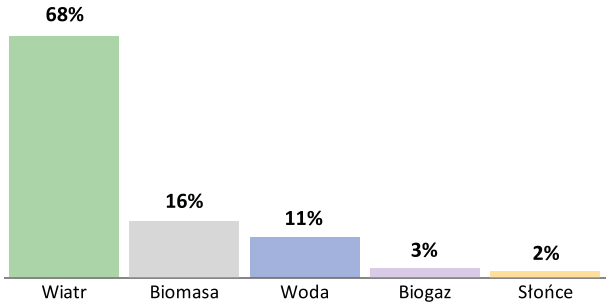
Struktura mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31.12.2017 r.).
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rysunek 2



Moc zainstalowana w OZE w Polsce w latach 2010–2018 [GW].
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE, https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html (dostęp: 4.02.2019 r.).

Rysunek 3



Udział mocy zainstalowanej w poszczególnych OZE względem sumy w 2018 r.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE, https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html (dostęp: 4.02.2019 r.).

[3] Zob. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE w latach 2005–2018 potwierdzonej wydanymi świadectwami pochodzenia, https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5755,Ilosc-energii-elektrycznej-wytworzonej-z-OZE-w-latach-2005-2018-potwierdzonej-wy.html (dostęp: 12.02.2019 r.).

[4] Biorąc pod uwagę obecnie udostępnione dane przez Urząd Regulacji Energetyki, gdzie suma całkowitej produkcji z OZE spadła w 2018 roku z poziomu ok. 22 TWh do poziomu ok. 14 TWh.

[5] https://energia.rp.pl/nowa-energia/oze/15310-polska-wykona-celu-dla-odnawialnych-zrodel-energii, (dostęp: 12.02.2019 r.).

Odwołując się do liczb, to średnioroczny wzrost mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych w latach 2010–2018 (CAGR) wyniósł 22 proc., jednakże biorąc pod uwagę wyłącznie lata 2016–2018 współczynnik ten spada do poziomu 0,49 proc. Bez wątpienia przyjęte w Polsce regulacje prawne (np. zasada 10H[6], wynikająca z przyjętej ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) niemalże zatrzymały rozwój tej technologii. Niemniej na podstawie dostępnych danych odnośnie mocy zainstalowanej, mocy osiągalnej i produkcji w danym czasie z tych źródeł, można przeprowadzić analizę ich wykorzystania w ciągu ostatnich lat.

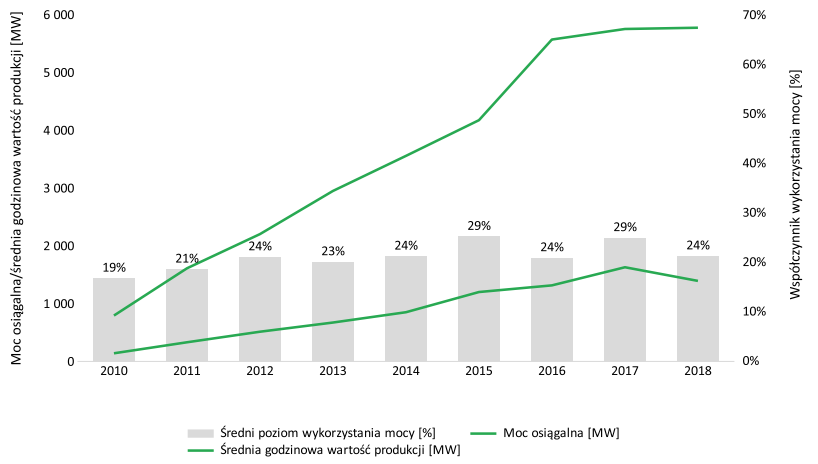
Średni współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w latach 2010–2018[7] kształtował się na poziomie 24 proc. (zobacz **rysunek 4**). Jest to współczynnik bezpośrednio skorelowany z wietrznością w Polsce. Warto dodać, że ów współczynnik może poprawić się nie tylko ze względu na lepsze warunki atmosferyczne, ale również poprzez wykorzystanie nowych technologii (m.in. wyższe umiejscowienie turbiny wiatrowej oraz szerszy zakres funkcjonowania łopatek turbiny – to jest praca w innym zakresie wietrzności – większym niż stare modele siłowni wiatrowych, tzn. że wiatrak może rozpocząć swoją pracę w niższych poziomach wietrzności niż historycznie, a także może pracować przy zwiększonej wietrzności bez narażenia na ryzyko uszkodzenia danej turbiny). Biorąc pod uwagę dane z ostatnich dziewięciu lat, można zauważyć ścisłą korelację poszczególnych lat z wynikową średnią. Jedynie w 2015 i 2017 roku ten współczynnik był znacznie wyższy i wyniósł ok. 29 proc., co było bezpośrednio skorelowane ze zwiększoną wietrznością w tych latach.

Średnia godzinowa produkcja siłowni wiatrowych w 2018 roku wyniosła ok. 1300 MW. Niemniej należy podkreślić, że chwilowy poziom generacji wahał się od 17,63 MW do 5195,91 MW.

W samym 2018 r. produkcja z elektrowni wiatrowych odpowiadała zazwyczaj panującym trendom w zakresie wietrzności: w okresie jesienno-zimowym zazwyczaj wietrzność jest wyższa niż w okresie wiosenno-letnim. Mimo średniej rocznej na poziomie ok. 24 proc w sezonie letnim współczynnik wykorzystania mocy spada do poziomu 16 proc. Tym samym średnia produkcja w tym okresie wyniosła ok. 949 MWh. Zimą było zdecydowanie lepiej, tj. średni współczynnik wykorzystania mocy wyniósł ok. 33 proc.

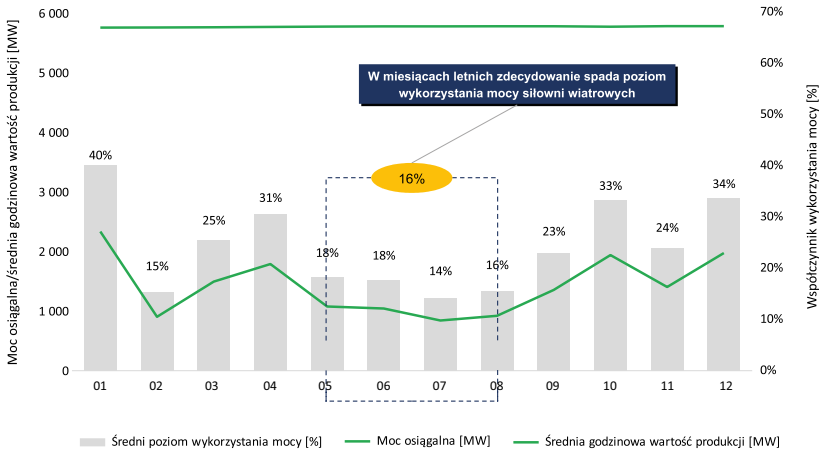
Niesterowalny charakter pracy generacji wiatrowej stanowi znaczne utrudnienie dla zarządzania systemem elektro-

Rysunek 4



Stopień wykorzystania mocy w siłowniach wiatrowych w latach 2010–2018.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rysunek 5



Stopień wykorzystania mocy w siłowniach wiatrowych w 2018 r. w podziale na miesiące.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

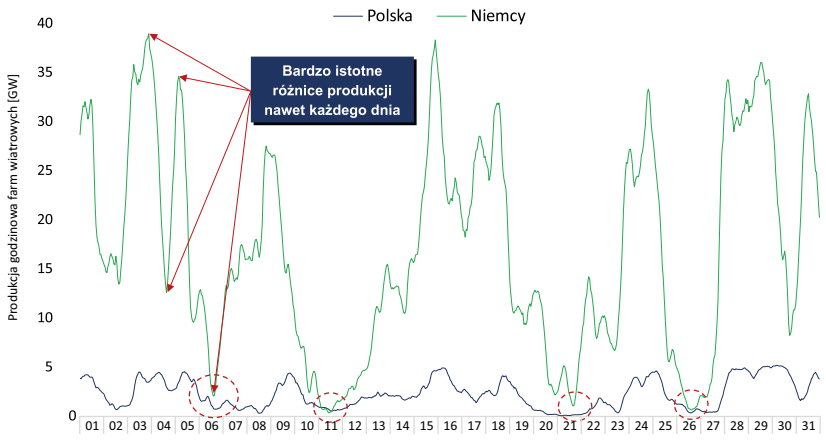
[6] Zasada „odległościowa" ograniczająca możliwość stawiania elektrowni wiatrowych do obszarów, w których spełnione jest kryterium minimalnej odległości od domów i obszarów chronionych, będącej przynajmniej 10-krotnością wysokości elektrowni wiatrowej.

[7] Średni współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej jest mierzony na podstawie danych na temat mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w danym czasie oraz poziomie produkcji (wykonania) z tych elektrowni wiatrowych w tym czasie. Stąd np. poziom dla 2018 r. został wyznaczony na podstawie produkcji z elektrowni wiatrowych w tym roku w danej godzinie przez jej poziom mocy zainstalowanej w danej godzinie i następnie z tego została wyciągnięta średnia dla całego roku (podobne ćwiczenie można przeprowadzić dla dowolnego wybranego okresu w czasie – miesiąc, tydzień, dzień, itp.).

energetycznym. Jest to ściśle powiązane z problematyką zagadnienia prognozowania wietrzności i w efekcie pracy elektrowni wiatrowych, zarówno w ujęciu krótkoterminowym, jak i długoterminowym. Przedmiotowa problematyka jest widoczna w tak zwanej prognozie „na dzień do przodu", która jest wykorzystywana do podejmowania decyzji w obszarze pracy operacyjnej KSE, ponieważ nawet tak bliska wykonania (czasu rzeczywistego) prognoza jest nierzadko obarczona błędem. W związku z powyższym tym bardziej trudnym zagadnieniem jest prognozowanie długoterminowe pracy elektrowni wiatrowych. Wydaje się, że prognozowanie długoterminowe oparte wyłącznie na modelach ma znaczenie dla potrzeb strategicznego podejścia do kształtowania się polityki energetycznej. W tym kontekście elastyczność jednostek wytwórczych energii elektrycznej ma ogromne znaczenie, gdyż potrzebne są elektrownie, które możliwie szybko uzupełnią potencjalne niedobory energii z tytułu braku generacji wiatrowej spowodowanej brakiem wietrzności.

Wystarczy spojrzeć na generację godzinową w 2018 roku, by zobaczyć, jak zmienna jest wartość generacji elektrowni wiatrowych (zobacz **rysunek 5**). Nawet biorąc pod uwagę styczeń – miesiąc o największej produkcji elektrowni wiatrowych w Polsce – można zauważyć znacząco różne wartości produkcji w poszczególnych dniach (zobacz **rysunek 6**). Zatem, jeśli nawet w najbardziej wietrznym miesiącu 2018 roku wystąpiły tak duże różnice w produkcji oraz jednocześnie dni o wyjątkowo niskiej generacji (zbliżające się nawet do 0 MWh), to jeszcze bardziej ten problem będzie prawdopodobnie uwypuklony w miesiącach o znacznie niższej wietrzności – czyli w miesiącach letnich. Ponadto problem ma charakter regionalny, gdyż gdy nie wieje w Polsce najczęściej również nie wieje w Niemczech (i na odwrót). Świadczy o tym choćby współczynnik korelacji Pearsona, który jest matematycznym narzędziem służącym do określenia poziomu zależności liniowej dwóch zmiennych losowych, w tym wypadku generacji wiatrowej. Wyznaczony w ten sposób współczynnik korelacji wynosi prawie 0,7, co świadczy o silnej

Rysunek 6



Porównanie godzinowej produkcji energii elektrycznej z lądowych farm wiatrowych w Polsce i Niemczech w styczniu 2018 r.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE i ENTSO-E.

zależności pomiędzy mocą produkowaną w elektrowniach wiatrowych w Polsce i Niemczech[8]. Zatem w regionie Europy Środkowo-Wschodniej nie można zabezpieczyć ciągłości dostaw energii do odbiorców końcowych za pomocą elektrowni wiatrowych, w sytuacji gdy w jednym państwie nie wieje wiatr, ponieważ z dużym prawdopodobieństwem nie wieje również w pozostałej części danego regionu. Warto również zauważyć, że fundament wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, czyli konwencjonalne elektrownie węglowe, to technologia o istotnych ograniczeniach regulacyjnych, szczególnie w zakresie tak zwanego minimum technicznego[9]. Stąd dywersyfikacja OZE jest niezwykle ważna, o czym świadczy choćby sytuacja, która miała miejsce w sierpniu 2015 roku w Polsce. Wówczas szereg czynników, takich jak długotrwała fala upałów obniżająca wydajność elektrowni i zwiększająca zapotrzebowanie na energię elektryczną czy niekorzystna sytuacja hydrologiczna (niski poziom wód w zbiornikach wodnych oraz zbyt wysoka temperatura ograniczająca możliwości chłodzenia elektrowni), doprowadził do wprowadzenia stopni zasilania, czyli ograniczenia w dostawach energii[10]. Wówczas polski system elektroenergetyczny nie mógł zostać wsparty energetyką wiatrową ze względu na niemal bezwietrzny okres. Tym samym uwypuklone zostały problemy polskiego systemu elektroenergetycznego, a jednocześnie potrzeby dywersyfikacji OZE lub mechanizmów czy technologii, które w szybki sposób zastąpią energetykę wiatrową w momentach niedoboru.

W Polsce warto również zwrócić uwagę na czas pracy farm wiatrowych uwzględniającej dany zakres produkcji godzinowej (zobacz **rysunek 7**). Generalnie chodzi o przeanalizowanie, jak często dana moc osiągalna farm wiatrowych jest „wykorzystywana" do produkcji energii elektrycznej.

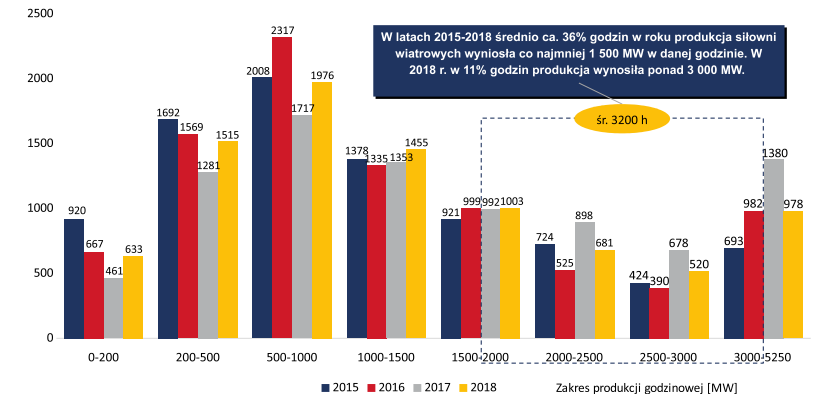
[8] M. Kuźniewski, Generacja wiatrowa – energetyczny rollercoaster i sposoby na jego okiełznanie, [w:] Zeszyty Naukowe WSIZiA, Warszawa 2016, s. 158.

[9] Minimum techniczne, czyli minimum mocy, z jaką może pracować elektrownia/blok elektrowni bez ryzyka uszkodzenia układów technologicznych. Dla elektrowni węglowych zazwyczaj jest to poziom ok. 50 proc. mocy zainstalowanej, ale należy również uwzględnić czas uruchomienia i tym samym osiągnięcia pełnej mocy przez jednostkę po odstawieniu ze stanu „zimnego" lub stanu „gorącego" w zależności od charakterystyki cieplnej urządzeń danego bloku.

[10] http://konradswirski.blog.tt.com.pl/wrocily-stopnie-zasilania-ograniczenia-dostawach-energii-powod-wysoka-temperatura/, (dostęp: 13.02.2019 r.).

→

Rysunek 7



Liczba godzin, w których występuje określony przedział mocy w podziale na lata 2015–2018. Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rysunek 7 przedstawia, że w ciągu ostatnich czterech lat można było zauważyć mały wzrost liczby godzin, w których produkcja z farm wiatrowych wyniosła co najmniej 1000 MWh. Można także zauważyć, że w latach 2015–2018 średnio 36 proc. godzin w roku produkcja elektrowni wiatrowych na lądzie wyniosła co najmniej 1500 MWh. Mimo że w pewnym stopniu jest to progres w zakresie wykorzystania mocy wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym, to należy podkreślić, że te godziny niekoniecznie następowały jedna po drugiej, a zdecydowanie nie dzień po dniu. Nie jest to jednak technologia nastawiona obecnie na pracę w tak zwanej podstawie systemu elektroenergetycznego.

Niemniej warto zwrócić uwagę na skrajne zakresy przedstawionej analizy na **rysunku 7**. Mianowicie spada produkcja w zakresie „0–200 MWh", a wzrasta praca siłowni wiatrowych w zakresie „3000–5250 MWh", co jest zjawiskiem pozytywnym. Należy mieć jednak na uwadze efekt skali. Szczególnie chodzi tutaj o wzrost mocy zainstalowanej w latach 2015–2016, co pozwoliło na uzyskanie większej generacji przy tym samym poziomie wietrzności. Wydaje się, że powyższy stan rzeczy jest efektem przede wszystkim zwiększenia mocy produkcyjnych względem 2015 roku, a nową technologią, która pozwoliła na osiągnięcie lepszych rezultatów w porównaniu ze starszymi technologiami.

Na podstawie powyższej analizy funkcjonowania elektrowni wiatrowych w KSE można stwierdzić, że:

- elektrownie wiatrowe są fundamentem OZE w Polsce i stanowią obecnie 70 proc. całości mocy zainstalowanej w OZE;
- średni poziom wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w Polsce wynosi ok. 24 proc.;
- w miesiącach letnich, charakteryzujących się znacznie niższym poziomem wietrzności, współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej siłowni wiatrowych zdecydowanie spada;
- produkcja elektrowni wiatrowych ma bardzo zmienny charakter – w przypadku Polski jednego dnia „wiatraki" osiągają poziom produkcji bliski 5 GWh, a następnego dnia spadają do poziomu bliskiego 0 MWh;
- analogiczna sytuacja występuje w Niemczech, jednakże tam pojawiają się jeszcze większe wahania generacji ze względu na duży udział mocy zainstalowanej w miksie energetycznym. Stąd obserwowane są wahania z dnia na dzień z poziomu ok. 35–40 GWh do poziomu poniżej 2,5 GWh;
- generacja wiatrowa ma charakter regionalny – gdy nie wieje w Polsce to zazwyczaj nie wieje również w Niemczech – współczynnik korelacji Pearsona wynosi ok. 0,7. W związku z tym w danej chwili w regionie, jeśli nie wieje, to nie zawsze można liczyć na wsparcie systemu elektroenergetycznego w Polsce produkcją „zielonej energii" z zachodniej granicy;
- Wzrasta liczba godzin w roku, w których produkcja energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych przekracza średnio 1 500 MWh. Taki stan rzeczy jest w dużej mierze efektem rosnącej liczby mocy produkcyjnych oraz jakością nowej technologii, która pozwala na osiągnięcie lepszych rezultatów względem starszych technologii.

3. Możliwe scenariusze rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych w Polsce

Regulacje zawsze wywierały istotny wpływ na dane otoczenie i nierzadko powodowały rozwój nieoczekiwanych zdarzeń. Wydaje się, że wprowadzona zasada odległościowa dla elektrowni wiatrowych 10H miała swojego poprzednika jeszcze w czasach rozwoju osobowych pojazdów spalinowych. Wówczas przyjęty został bardzo restrykcyjny przepis zwany „Aktem Czerwonej Flagi"[11]. Wprowadzona regulacja wpłynęła w tamtych czasach na istotne obniżenie prędkości pojazdów wykorzystujących silnik parowy. Działo się tak, gdyż przed każdym pojazdem parowym poruszającym się po drodze musiał biec człowiek z czerwoną flagą w odległości 55 metrów w ramach ostrzeżenia. Zahamowało to wówczas rozwój silników parowych. Choć niezależnie od tych wydarzeń w innych miejscach na świecie rozwijał się sektor ropy naftowej, to można przyjąć, że były to składowe czynniki mające docelowo wpływ na rozwój pojazdów osobowych wykorzystujących olej napędowy i jego pochodne. Zatem powstaje pytanie: co przyniesie nam tym razem kolejna restrykcyjna regulacja w postaci zasady 10H.

Wracając jednak do rozwoju elektrowni wiatrowych, należy podkreślić, że ich rozwój był bezpośrednio związany z regulacjami w zakresie rozwoju OZE i ograniczania emisji dwutlenku węgla. W związku z powyższym, warto krótko omówić wybrane proponowane ścieżki rozwoju

[11] https://www.legislation.gov.uk/ukpga/Vict/24-25/70, (dostęp: 26.02.2019 r.).

energetyki wiatrowej: a) projekt PEP 2040[12], b) wizja alternatywna do projektu PEP 2040 – wizja Forum Energii, c) wizja ENTSO-E w ramach planów rozwoju europejskiego systemu elektroenergetycznego.

A) Wizja projektu PEP 2040

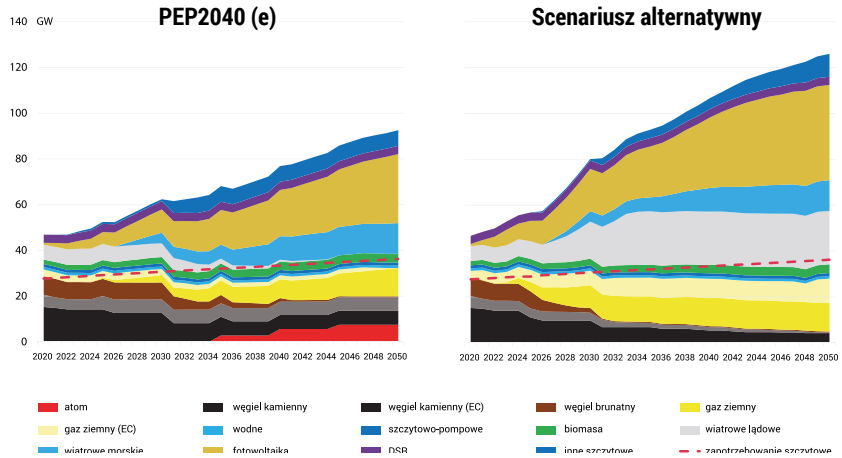
W przypadku projektu polityki energetycznej Polski do 2040 r., zaproponowanej przez Ministerstwo Energii, nie planuje się nowych inwestycji w elektrownie wiatrowe na lądzie. Można zatem sądzić, że energetyka wiatrowa na lądzie ma docelowo zostać zastąpiona morską energetyką wiatrową. Wydaje się jednak, że 10 GW zainstalowanej mocy w morskich elektrowniach wiatrowych może nie spełnić ambitnych celów europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej. Stąd takie rozwiązanie będzie wymagało inwestycji w inne źródła nieemisyjne, jak np. atom. Trudno jednak ocenić obecnie realność takiej inwestycji ze względu na wysokość niezbędnego kapitału, czy doświadczenia w zakresie realizacji Programu polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)[13]. Odejście od wiatru na lądzie będzie wymagało innych, nowych mocy nieemisyjnych, by spełnić cele unijne.

B) Wizja alternatywna – Forum Energii

Forum Energii w swoim scenariuszu alternatywnym, w ramach odpowiedzi na projekt PEP 2040, zaproponowała minimalizację łącznych kosztów transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego, przy uwzględnieniu efektywnego spełnienia celów unijnych. W swojej wizji Forum Energii proponuje ok. 24 GW mocy zainstalowanej w 2040 roku (ok. 4 razy więcej mocy niż jest obecnie zainstalowane w elektrowniach wiatrowych). W przypadku tej propozycji, zakłada się również znaczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki (podobne założenie jak w projekcie PEP 2040). Ponadto, zakładany jest znaczny rozwój elektrowni gazowych. Wydaje się, że w przypadku tego scenariusza należy założyć również dynamiczny rozwój magazynów energii w celu minimalizacji efektów dużej liczby mocy zainstalowanej niesterowalnego OZE.

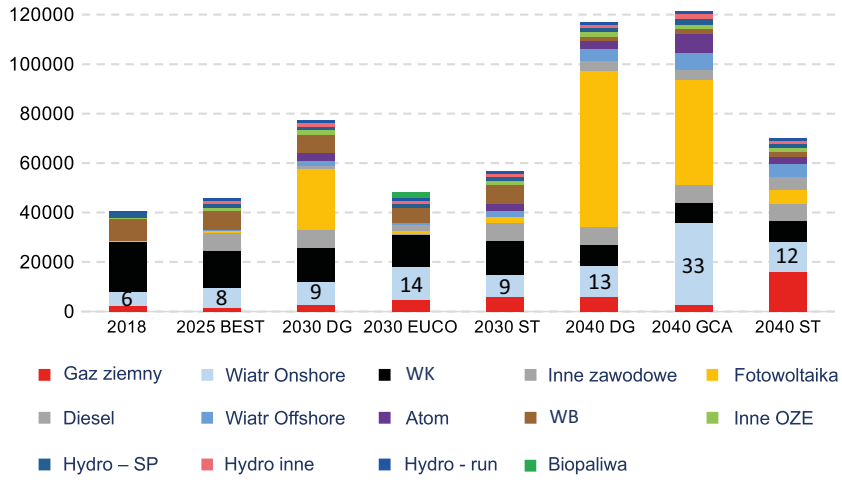
[12] Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku.
[13] Zob. NIK o realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-realizacji-programu-polskiej-energetyki-jadrowej-ppej.html, (dostęp: 26.02.2019 r.).

Rysunek 8



Moc zainstalowana w Polsce według zweryfikowanego scenariusza projektu PEP 2040 oraz scenariusza alternatywnego Forum Energii.
Źródło: Forum Energii, Zał. 2 – Ekonomiczne i środowiskowe skutki PEP2040.

Rysunek 9



Scenariusze rozwoju mocy zainstalowanych w Polsce w latach 2025, 2030 i 2040 w podziale na technologie/typ paliwa.
Źródło: Opracowanie na podstawie scenariuszy ENTSO-E, https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_Annex_I.pdf (dostęp: 27.02.2019 r.).

C) Wizja ENTSO-E w ramach TYNDP

Ostatnią propozycją rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych w tym zestawieniu jest zbiór scenariuszy przedstawiony przez ENTSO-E w ramach TYNDP (10-letni plan rozwoju sieci). Na **rysunku 9** zostały przedstawione wszystkie proponowane scenariusze. W dużym uproszczeniu można je podzielić na te, które są bardziej nastawione na redukcje emisji gazów cieplarnianych czy rozwój OZE oraz na te, w których rozwój jest bardziej zrównoważony lub związany z dotychczasową ścieżką rozwoju danego kraju (w tym przypadku Polski). Jak można zauważyć, w każdym ze scenariuszy zwiększa się moc za- →

instalowana w lądowych elektrowniach wiatrowych. W porównaniu do wizji rozwoju przedstawionych w punktach A i B, w tym wypadku prognozowana moc zainstalowana elektrowni wiatrowych waha się dość znacznie od 12 GW do 33 GW w najbardziej restrykcyjnym emisyjnie scenariuszu. Nie rozważa się obecnie sytuacji, w której redukowana jest moc zainstalowana w stosunku do stanu obecnego.

4. Podsumowanie

Rozwój elektrowni wiatrowych w Polsce, jak i pozostałych OZE, był dotychczas w przeważającym stopniu efektem przyjętych regulacji unijnych w ramach pakietów klimatyczno-energetycznych. Obecne średnie wykorzystanie mocy zainstalowanej na poziomie ok. 24 proc. rocznie sprawia, że produkcja ze źródeł wiatrowych stanowi jedynie dodatek do produkowanej energii elektrycznej w polskim miksie energetycznym. Wraz z rozwojem technologii i wielkości mocy zainstalowanej zmienia się także zakres produkcji i czas wykorzystania tych jednostek w KSE. Co istotne, wietrzność ma charakter regionalny, stąd brak produkcji elektrowni wiatrowych w Polsce może oznaczać z dużym prawdopodobieństwem brak produkcji z niemieckich siłowni wiatrowych. Stąd potrzeba realizacji działań dostosowujących system elektroenergetyczny do takich sytuacji – np. komercyjny rozwój magazynów energii.

Jednakże podjęte działania dostosowawcze czy zaradcze powinny być skorelowane z przyjętą strategią energetyczną Polski. W tym celu bardziej niż kiedykolwiek Polska potrzebuje uchwalonego planu rozwoju energetyki w postaci „polityki energetycznej Polski do 2040 roku". Mając taki dokument, będzie można planować długoterminowe działania wraz z tymi dostosowującymi system do unijnych wymogów, biorąc pod uwagę techniczne możliwości polskiego systemu elektroenergetycznego. Mając na uwadze różne propozycje kształtu miksu energetycznego Polski do 2040 roku, obecnie trudno powiedzieć, z jakimi wielkościami mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych będzie musiał się mierzyć operator polskiego systemu elektroenergetycznego.

Niemniej jednak, zarówno polski operator, jak i operatorzy europejscy rozbudowują systemy elektroenergetyczne, by przygotować się na duże ilości niesterowalnych odnawialnych źródeł energii. W tym celu budowane są również połączenia transgraniczne pozwalające na wzajemną kooperację europejskich operatorów sieci przesyłowych. Jednakże przygotowywanie się na duże ilości OZE w postaci rozbudowy systemów elektroenergetycznych niesie ze sobą ryzyko znacznego przewymiarowania systemu, szczególnie biorąc pod uwagę rozwój tak zwanej mikrogeneracji.

English summary

During last few years, facing the rapid development of renewable energy sources and widely understood energy transition in the world and in Poland as well, significant changes have taken place. These changes include meaningful wind power development in the national power system. New issues and challenges have arisen which are now the main object of interest for the transmission system operators and utilities. In order to better understand the wind power technology it is worth considering all of aspects, i.e. technical, political and regulatory. Therefore, the main purpose of this study is to analyse the functioning of wind farm in Poland in 2010-2018. On this basis, the opportunities and challenges of this technology were presented, taking into account Germany as a country with the highest installed capacity in Europe. ■

Wojciech Będkowski,
Inżynier Procesu - Energetyka,
ILF Consulting Engineers

Kierunki rozwoju morskich farm wiatrowych w Europie i Polsce

1. Przyczyny rozwoju morskich farm wiatrowych

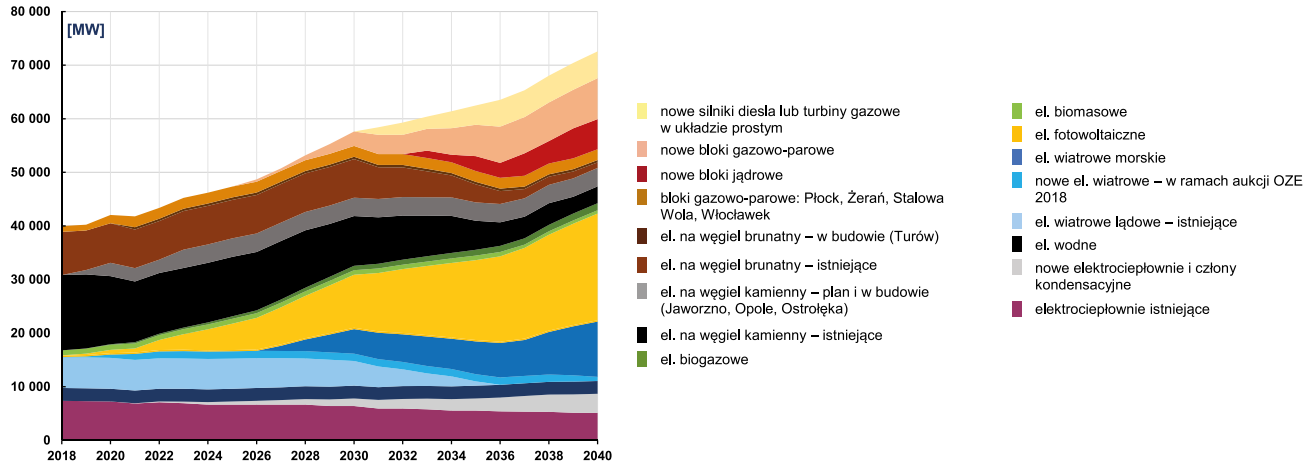
O ile o rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce słyszy się już od dłuższego czasu, zdaje się, że po raz pierwszy przedstawiona została rola, jaką faktycznie ma odegrać w polskim systemie elektroenergetycznym. Potrzeba implementacji morskich farm wiatrowych wynika z szeregu czynników, co wiąże się z postępującą transformacją powszechnie znanego kształtu sektora elektroenergetycznego. Do katalizatorów tych przemian należą zarówno decyzje podejmowane na szczeblu międzynarodowym, jak i postęp technologiczny czy wzrost świadomości konsumentów.

Przyjęty w 2009 r. III pakiet energetyczny w ramach prowadzonej polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej czy pakiet Czysta energia dla wszystkich Europejczyków (czyli obecnie finalizowany IV pakiet energetyczny), wyznaczają i kierunkują ramy, w jakich energetyka w Unii Europejskiej powinna funkcjonować. Zwiększenie udziału OZE w całkowitym zużyciu finalnym energii, poprawa efektywności energetycznej oraz obniżenie emisji gazów cieplarnianych to jedne z głównych haseł świadczących o kierunku, w jakim ma podążać europejska (a w dużej mierze również światowa) energetyka.

Do czynników prowadzących do transformacji energetyki powinno się również zaliczyć spodziewany rozwój elektromobilności, wzrost zainteresowania przemysłu w zakresie korzyści z posiadania własnych źródeł wytwórczych czy rozwój technologii magazynowania energii.

W ramach trwającej transformacji energetycznej na świecie, trudno nie zauważyć, że również polski sektor energetyczny zmienia się. By przedmiotowe zmiany przebiegały w sposób bezpieczny z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do klienta końcowego, wymagane są działania ekonomiczne, techniczne i prawne. Stąd publikację w ostatnim czasie projektu Polityki Energetycznej Polski do

Rysunek 1



Prognoza udziału mocy poszczególnych technologii do roku 2040, Źródło: Wnioski z analiz do PEP2040.

2040 r. (dalej projekt PEP2040) należy rozpatrywać jako pozytywny sygnał w kierunku harmonizacji działań w długim okresie w segmencie energetycznym. Ponadto, opublikowany projekt PEP2040 pozwala na zapoznanie się z potencjalnie możliwą strukturą źródeł wytwórczych w przyszłości w Polsce.

W artykule postanowiono skoncentrować się na jednej technologii, która dotychczas nie funkcjonofwała w krajowym systemie elektroenergetycznym (dalej KSE) – na morskich farmach wiatrowych. Według projektu PEP2040 w systemie powinniśmy mieć zainstalowane ok. 10 GW mocy w morskich farmach wiatrowych do 2040 r., pierwsze z nich powinny wytwarzać energię elektryczną już w roku 2025.

2. Rozwój morskich farm wiatrowych w Europie

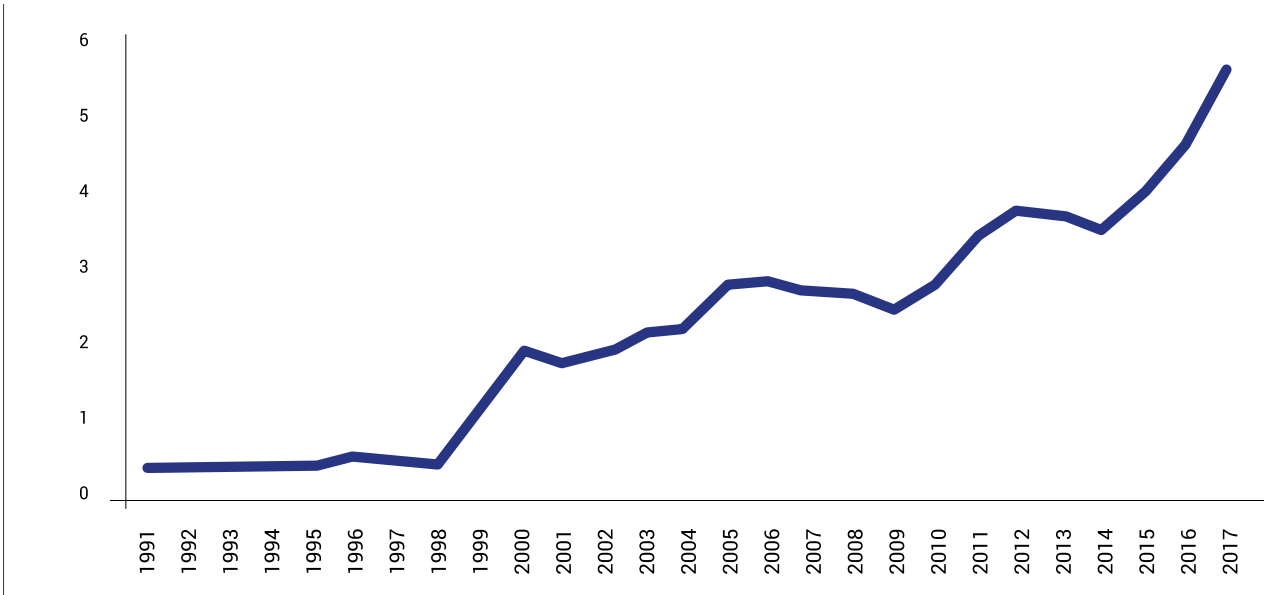
Według raportu Annual Offshore Statistics, przygotowanego przez WindEurope, w roku 2017 padł rekord w postaci 3148 MW przyłączonych w jednym roku mocy morskich farm wiatrowych (dalej Offshore), co przekłada się na 560 nowych turbin na siedemnastu farmach wiatrowych. Skumulowane, podłączone obecnie do sieci moce Offshore w Europie, to ok. 15 780 MW, podczas gdy w roku 2002 było to ok. 100 MW[1].

Co ciekawe za 98 proc. wszystkich mocy zainstalowanych w morskich farmach wiatrowych w Europie odpowiada tylko 5 państw. Najwięcej znajduje się na wodach terytorialnych Wlk. Brytanii, jest to około 43 proc., drugie pod względem mocy są farmy należące do Niemiec – 34 proc., trzeci pod tym względem są Duńczycy z 8 proc., następnie Holandia i Belgia kolejno 7 i 8 proc.

Raport przedstawia również trendy i przyrost mocy, jaki został osiągnięty na przestrzeni lat w Europie.

Średnia roczna moc instalowanych w roku 2017 turbin wyniosła 5,9 MW, jest to ponad 20 proc. więcej niż średnia wartość w roku 2016. Rozwój technologii jest imponujący. Obecnie trwają prace nad opracowaniem turbin o mocy rzędu 10–20 MW. Szacuje się, że ich produkcja pozwoli na spadek LCOE (ang. Levelised Cost of Energy) do poziomu około 80 EUR/MWh dla turbin o mocy 20 MW oraz 85 EUR/MWh dla tych o mocy 10 MW, przy średniej wartości referencyjnej 106,9 euro/MWh dla turbin o mocy 5 MW[2]. Jakiś czas temu jeden z głównych producentów morskich turbin wiatrowych – firma General Electric – ogłosiła prace nad produkcją turbiny Haliade-X o mocy 12 MW i 220 metrowej średnicy wirnika[3]. Zwiększenie mocy, a tym samym wysokości, na której pracuje turbina, jest kluczowe dla efektywności morskich farm wiatrowych. Wzrost mocy wpływa oczywiście na wyższy koszt turbiny, ogranicza jednak jednostkowe koszty związane z fundamentami, przyłączeniem instalacji do sieci, a także ewentualnego decommissioningu (z ang. rozbiórka/likwidacja), zwiększając przy tym współ-

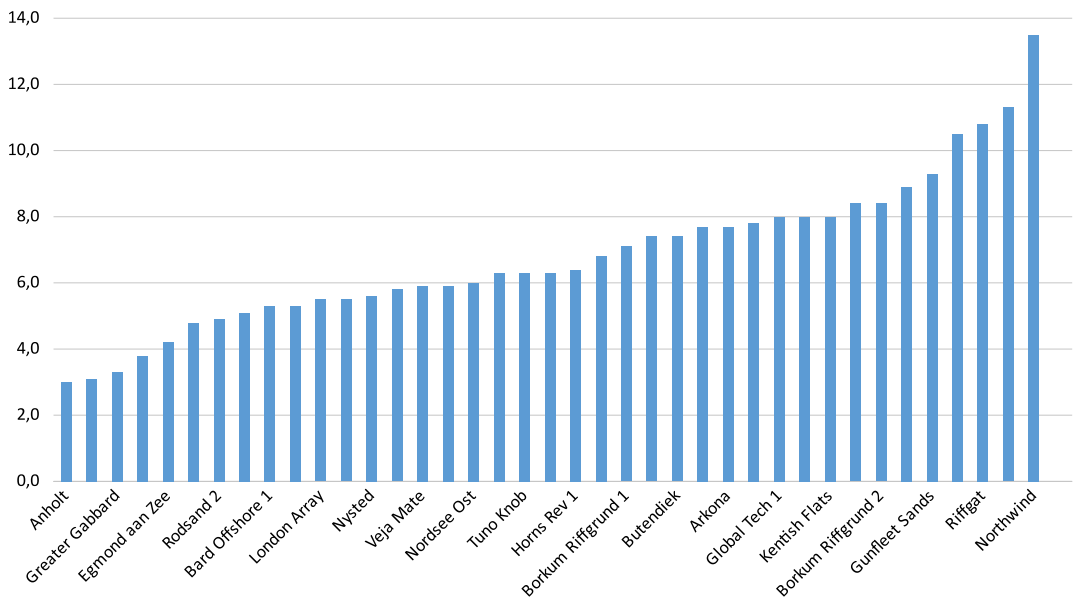
Rysunek 2



Średnioroczna moc zainstalowanych turbin.
Źródło: WindEurope Annual Offshore Statistics 2017.

[1] WindEurope Annual Offshore Statistics 2017
[2] LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines, Innwind.eu, 2017
[3] https://www.gerenewableenergy.com/de/wind/windenergieanlagen/haliade-x-12mw-offshore

Rysunek 3



Zagęszczenie mocy poszczególnych farm wiatrowych w Europie.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Capacity densities of european offshore wind farms, BalticLines, 2018.

czynnik wykorzystania mocy. Należy pamiętać o tym, że sam wskaźnik LCOE będzie oczywiście zróżnicowany dla poszczególnych farm wiatrowych. Oprócz samej wielkości turbiny, a co za tym idzie współczynnika wykorzystania mocy, na jego wartość wpływ mają takie czynniki, jak głębokość akwenu, na jakim są stawiane, odległość od brzegu, długość przyłącza czy to, kto pokrywa koszty jego budowy (w niektórych państwach ten koszt pokrywa operator systemu). Kolejną istotną kwestią w kontekście zespołów farm, jest odległość między pojedynczymi turbinami. Zbyt duże zagęszczenie wpływa negatywnie na efektywność farmy, tworzy tzw. efekt cienia aerodynamicznego, co tworzy turbulencje, a tym samym zmniejsza żywotność turbin. Z drugiej strony, zbyt znaczne odstępy między turbinami nie pozwolą w pełni wykorzystać potencjału energetycznego obszaru.

Na **rysunku 3** przedstawiono zagęszczenie mocy poszczególnych, wybranych morskich farm wiatrowych w Europie.

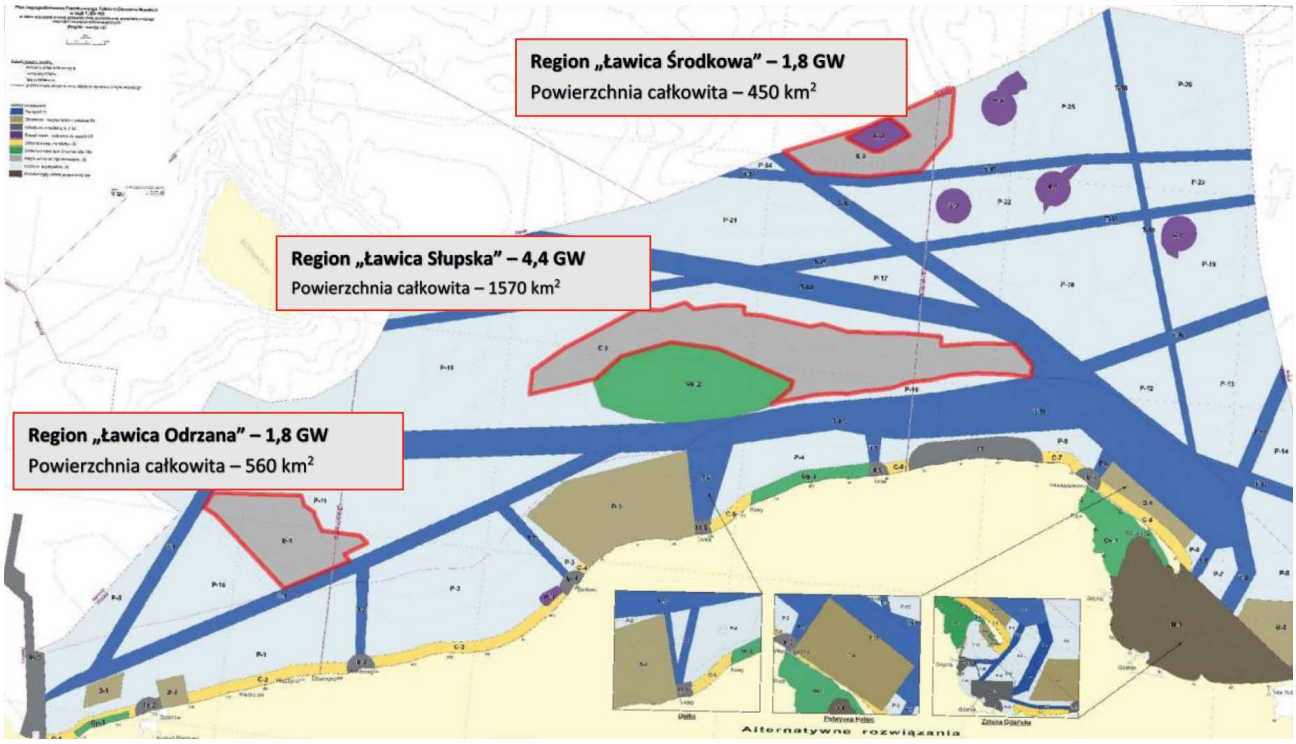
Na wykresie widać, że zagęszczenie mieści się w zakresie od 3 MW/km² do nawet ok. 14 MW/km². Co ciekawe, ECN (Energy research Centre of the Netherlands) wykonało opracowanie mające na celu znalezienie optymalnej wartości zagęszczenia dla morskich farm wiatrowych. Przy założeniu wykorzystania na powierzchni 360 m² turbin o mocy 10 MW, optymalna wartość wyniosła 4,66 MW/km², a dla turbin o mocy 15 MW ta wartość to 5,06 MW/km².[4]

Na świecie prowadzonych jest wiele projektów, które mają na celu poprawę efektywności ekonomicznej inwestycji w morskie farmy wiatrowe. Obiecującym rozwiązaniem w optymalizacji dostaw energii wyprodukowanej przez morskie farmy wiatrowe jest magazynowanie jej w postaci wodoru (power-to-gas). Pod koniec ubiegłego roku Shell, Siemens oraz operator niemieckiej sieci przesyłowej TenneT zaproponowały uwzględnienie w aukcjach na dostawę energii z morskich farm wiatrowych jednostek produkujących również wodór[5]. Elektroliza wodoru miałaby się przyczynić do uelastycznienia sieci, dając operatorowi dodatkowe narzędzie, a sam wodór mógłby zostać wykorzystany w transporcie lub przemyśle. Tego typu pilotażowy projekt budowy magazynu energii wykorzystującego nadwyżkę energii wyprodukowanej przez morskie wiatraki do produkcji wodoru ma powstać w Dolnej Saksonii i dysponować mocą 100 MW. W projekt zaangażowany jest między innymi działający w Holandii i Niemczech operator systemu przesyłowego TenneT. Innym sposobem wykorzystania wyprodukowanego wodoru jest jego bezpośrednie wtłoczenie do sieci gazowej. Jest ono jednak ograniczone z przyczyn technicznych. Do sieci gazowej może być wtłoczone jedynie 5–10 proc. wodoru[6], bez wpływu na właściwości gazu ziemnego.

[4] Optimal wind farm power density analysis for future offshore wind farms, ECN, 2018
[5] Hydrogen production in combination with offshore wind development, E-Bridge, 2018
[6] https://portalstoczniowy.pl/wiadomosci/rynek-offshore-aukcje-dla-morskich-wiatrakow-razem-z-technologia-power-to-gas/

→

Rysunek 4



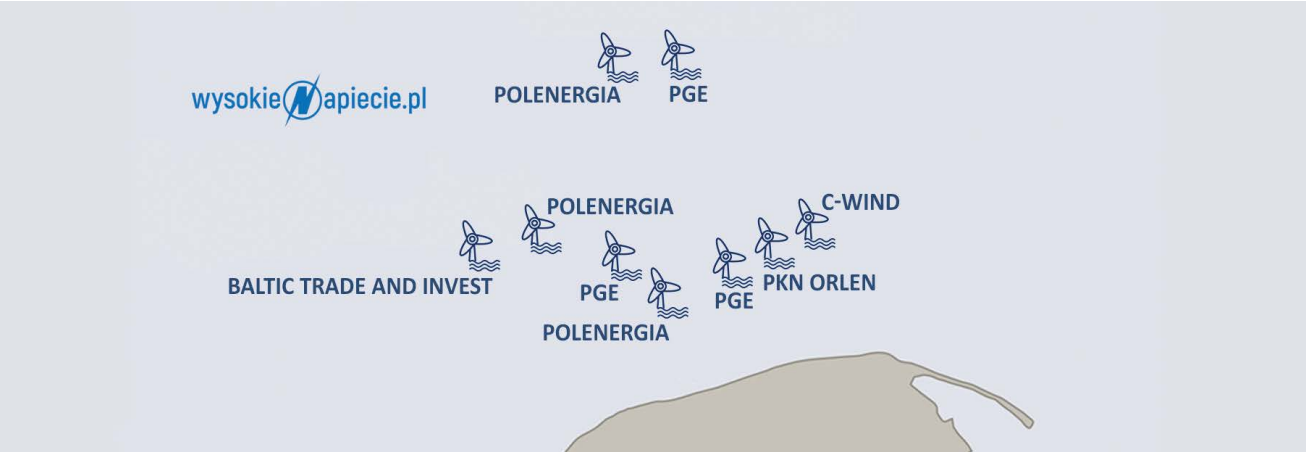
Mapa potencjalnych miejsc przeznaczonych pod lokalizację farm wiatrowych.
Źródło: Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce, FNEZ, 2018.

Inny ciekawy trend dotyczy kwestii subsydiowania morskich farm wiatrowych. Jakiś czas temu głośno było o postawie duńskiego koncernu DONG, który zgłosił w aukcji OZE w Niemczech dwa projekty o mocy 2 x 240 MW bez konieczności ich subsydiowania, o przychodzie opartym jedynie na cenach rynkowych. Warto zaznaczyć, że firma jest właścicielem około 25 proc. farm wiatrowych na świecie, posiada zatem odpowiedni know-how, a także zaplecze finansowe dla takiej inwestycji. Co więcej, firmy, które biorą udział w niemieckich aukcjach, nie ponoszą kosztu przyłączenia instalacji do sieci. Przypadek DONG nie jest odosobniony. W marcu 2019 r. w Holandii odbędzie się już druga aukcja dla morskiej energetyki wiatrowej na wolumen 700 MW, dla których nie przewiduje się państwowego subsydiowania.

W roku 2017, oddana do użytku została również pierwsza pływająca farma wiatrowa o mocy 30 MW[7]. Statoil, będący właścicielem farmy, informuje, że w okresie od listopada do stycznia farma osiągnęła współczynnik wykorzystania mocy 65 proc. Nie wiadomo, ile ten współczynnik wynosi w przeciągu całego roku, natomiast był wystarczająco zadowalający, żeby koncern podjął decyzję o postawieniu w pobliżu farmy litowo-jonowego magazynu energii (o nazwie Batwind) o pojemności 1 MWh. Magazyn jest częścią projektu, który ma służyć optymalizacji software´u dla systemu zarządzania baterią, analizującego zarówno prognozy wietrzności, aktualne ceny energii na rynku, wzorce zachowań konsumentów i zapotrzebowanie na usługi sieciowe[8]. Sam fakt, że farma nie ma standardowego fundamentowania jest również bardzo istotny. Komercjalizacja tej technologii pozwoli na zagospodarowanie obszarów, gdzie istnieje już wysokie zagęszczenie farm przytwierdzonych do dna morskiego takich jak np. wybrzeże Szkocji. Wyczerpywanie się dostępności wód o głębokości do 40 m, powoduje konieczność stawiania farm w głąb morza. Powoduje to między innymi wyzwania związane z przesyłem energii elektrycznej. Rozwój pływających farm wiatrowych pozwoli na dalsze wykorzystywanie nadbrzeżnych obszarów o większej głębokości, przy zmniejszeniu kosztów instalacji farm ze względu na brak konieczności transportowania fundamentów na znaczne odległości, a także zmniejszenie kosztów operacyjnych związanych z monitorowaniem i ewentualną naprawą fundamentów.

[7] https://www.greentechmedia.com/articles/read/worlds-first-floating-offshore-wind-farm-65-capacity-factor#gs.nCEXawiQ
[8] https://www.equinor.com/en/news/26june2018-equinor-has-installed-batwind.html

Rysunek 5



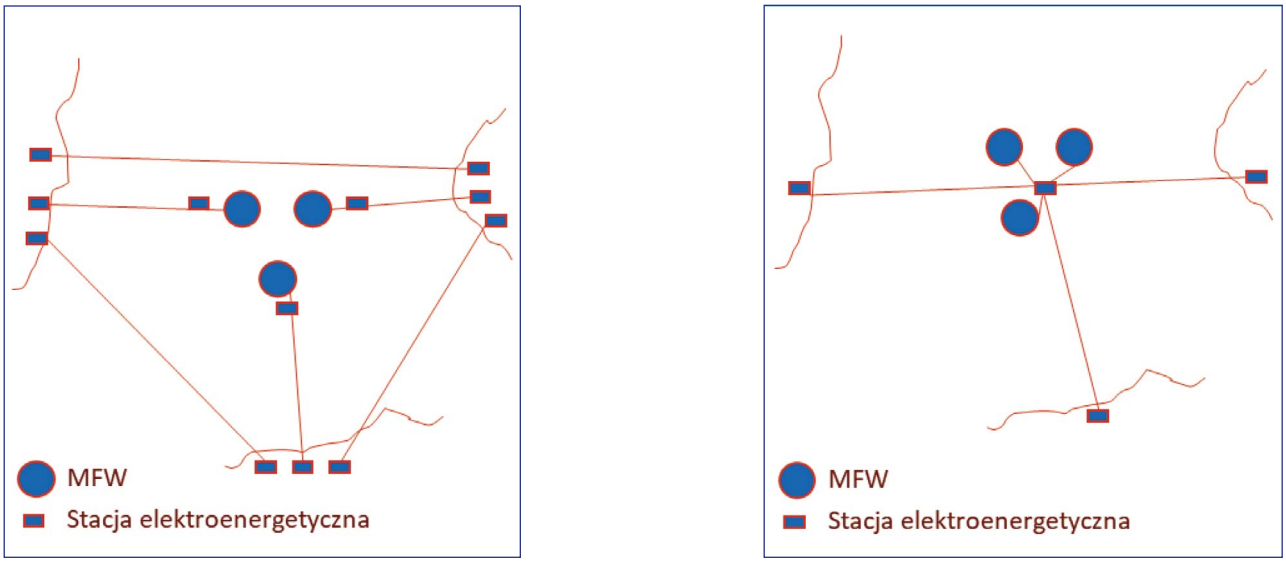
Decyzje lokalizacyjne farm wiatrowych w polskiej strefie.
Źródło: https://wysokienapiecie.pl/10379-morskie-farmy-wiatrowe-planowane-na-baltyku/.

3. Wyzwania przed rozwojem technologii w Polsce

Morskie farmy wiatrowe mogą być zlokalizowane jedynie w obszarze Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej. Wynika to ze znowelizowanej w 2011 roku ustawy z 11 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. Oznacza to, że farmy nie mogą być postawione bliżej brzegu niż ok. 22 km. Jak już wspomniano wcześniej, najatrakcyjniejsze obszary pod budowę farm to te znajdujące się blisko linii brzegowej oraz płytkie. Wynika to z kosztów transportu fundamentów czy kosztów przyłącza.

Zgodnie z dokumentem „Plan zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000" udostępnionego przez Morski Urząd w Gdyni, wyznaczono trzy obszary o łącznej powierzchni ok. 2500 m², które mogą być

Rysunek 6



Promienisty i zintegrowany model przyłączenia Morskich Farm Wiatrowych.
Źródło: Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce, FNEZ, 2018.

→

przeznaczone do pozyskiwania energii odnawialnej. Największy z nich to obszar Ławicy Słupskiej o powierzchni ok. 1570 m². Średnia prędkość wiatru na polskich obszarach morskich wynosi ok. 10 m/s na wysokości 100 m[9], co mieści się w optymalnym przedziale dla tej technologii.

Problematyczną kwestią w kontekście polskich farm wiatrowych jest przyłączenie do KSE. Oprócz ogólnego, małego zakresu elastyczności wynikającego z zaplecza wytwórczego, jaki jest w systemie, dochodzą kwestie wynikające z lokalizacji farm. Sieć na północy kraju jest słabo rozbudowana. Do tego w tym rejonie jest stosunkowo mała liczba odbiorców, a sprawy nie ułatwiają również przepływy niegrafikowe (czyli tzw. przepływy kołowe i nieplanowe przepływy tranzytowe) z Niemiec. Kolejna kwestia to zablokowane przez wydane warunki przyłączenia dla lądowych farm wiatrowych w tym rejonie moce przyłączeniowe. Szacuje się, że tylko w tym rejonie na realizację czeka ok. 8 GW[10] takich jednostek.

Obecny stan KSE to jedno. Należy pamiętać, że zgodnie z dokumentem PEP 2040 pierwsze morskie farmy wiatrowe powinny zostać oddane do użytku po roku 2025, wtedy KSE powinny zasilić farmy Polenergii i Equinoru (dawny Statoil), a także PGE. W następnej kolejności należy się spodziewać uruchomienia farm PKN Orlen, a także Baltic Trade and Invest, odwołując się do informacji publicznych/prasowych[11]. Do tego czasu należy się spodziewać szeregu zmian, które powinny zajść w systemie. Pierwszym z nich jest wzrost zapotrzebowania na energię. Szacuje się, że zapotrzebowanie na moc szczytową może wzrosnąć o ok. 24 proc. do roku 2030 w porównaniu z rokiem 2016[12]. Z drugiej strony należy pamiętać o wejściu w życie w roku 2021 konkluzji BAT, które wymuszą modernizację lub wycofanie z eksploatacji najstarszych węglowych jednostek wytwórczych. Bilansowanie systemu będzie dodatkowo utrudnione przez prognozowany przyrost fotowoltaiki (PV), czyli kolejnego niesterowalnego źródła. Według dokumentu „Wnioski z analiz do PEP 2040", w prognozowanej strukturze mocy zainstalowanej netto, w roku 2025 w systemie znajdzie się około 5200 MW instalacji fotowoltaicznych. Obecnie łączna moc instalacji fotowoltaicznych w systemie wynosi ok. 300 MW[13], co pokazuje skalę prognozowanego przyrostu.

Oprócz ulokowania mocy z morskich farm wiatrowych w systemie, istotną kwestią jest samo fizyczne przyłączenie oraz koordynacja połączenia pomiędzy projektami kilku różnych inwestorów. Obecnie w Europie prowadzonych jest szereg projektów, które mają na celu integracje farm wiatrowych na morzu z morskimi sieciami przesyłowymi.

Zintegrowanie przyłączeń morskich farm wiatrowych na terenie Polskich Obszarów Morskich między sobą, a także z połączeniami transgranicznymi będzie bardzo istotnym zagadnieniem i wyzwaniem zarówno dla operatorów, jak i inwestorów. Może jednak znacząco obniżyć koszty przyłączeń tych projektów.

Szacuje się, że koszt przyłączenia farmy do sieci może wynieść nawet 30 proc. kosztu całej inwestycji[14]. W związku z tym istotny w kontekście wspomnianej wcześniej opłacalności przedsięwzięć będzie wybór strony, która będzie obciążona kosztami przyłączenia. Zasadniczo w Europie funkcjonują 3 modele realizacji przyłącza morskich farm wiatrowych. W pierwszym z nich kosztami przyłącza jest obciążony w całości inwestor. Oprócz samej budowy jest on później odpowiedzialny za jego eksploatację. Ten model znacznie zwiększa nakłady inwestycyjne całego przedsięwzięcia, daje jednak inwestorowi całkowitą kontrolę nad jego przebiegiem. Prawdopodobnie inwestycje, które uzyskały już pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, będą funkcjonować w tym modelu[15]. W drugim modelu odpowiedzialność za przyłącze jest podzielona. Inwestor za własne środki buduje przyłącze, po czym w procedurze przetargowej wybierany jest niezależny podmiot, który wykupi ten odcinek i będzie odpowiedzialny za jego niezakłóconą eksploatację. Przychód tego podmiotu stanowią opłaty uiszczane przez operatora systemu przesyłowego, który z kolei obciąża tymi kosztami inwestora farmy. Co ciekawe, ten model funkcjonuje w Wielkiej Brytanii, czyli państwie, które w roku 2018 miało zainstalowane w systemie elektroenergetycznym ponad 7 GW mocy w morskich farmach wiatrowych[16]. Taki podział obowiązków w kwestii przyłącza, wynika ze specyficznych zasad unbundlingu obowiązujących w Wielkiej Brytanii. Trzeci model zakłada, że zarówno koszt przyłącza jak i jego późniejszej eksploatacji, jest pokryty przez OSP. Jest on oczywiście najkorzystniejszy z punktu widzenia potencjalnego inwestora, ponieważ znacznie obniża koszty przedsięwzięcia. Niesie to jednak za sobą ryzyko opóźnienia w realizacji. Konieczność stosowania procedury zamówień publicznych przez OSP i sam czas planowania i wykonania inwestycji, mogą znacząco wpłynąć na harmonogram projektów.

Doniesienia prasowe sugerują, że pod koniec roku powinna powstać dedykowana ustawa o morskich farmach wiatrowych[17]. Zakłada się, ustawa powinna rozwiać wszelkie wątpliwości zarówno w kwestii realizacji przyłączenia, jak i systemu wsparcia dla takich instalacji. Obecnie nie sposób domyślać się jak takie

[9] Morska farma wiatrowa Bałtyk Środkowy III, Raport o odziaływaniu na środowisko Tom II. Rozdział 1 Charakterystyka przedsięwzięcia, SMDI, Warszawa, 2015
[10] https://wysokienapiecie.pl/13888-budujmy-polaczenia-transgraniczne-sie-nam-wszystkim-oplaci/
[11] https://wysokienapiecie.pl/9310-morskie-farmy-wiatrowe-orlen-polenergia-pge/
[12] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 –2035, PSE S.A, Konstancin-Jeziorna, 2016
[13] https://ieo.pl/pl/projekty/raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2018
[14] https://hub.globalccsinstitute.com/publications/renewable-power-generation-costs-2012-overview/41-wind-power-capital-costs
[15] http://gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/33018/jaki-bedzie-model-przylaczenia-morskich-farm-wiatrowych
[16] https://www.renewableuk.com/news/410144/UK-Offshore-wind-capacity-set-to-double-following-Government-announcement-.htm
[17] http://biznesalert.pl/ustawa-offshore-kiedy/

wsparcie będzie wyglądać. Najbardziej prawdopodobne wydaje się jednak wynagradzanie za wyprodukowaną energię w oparciu o kontrakty różnicowe. Opiera się on na wyznaczeniu gwarantowanej stałej ceny sprzedaży energii przez inwestora, po czym w zależności od aktualnej ceny rynkowej, państwo dopłaca różnicę (jeżeli cena na rynku jest niższa od gwarantowanej) lub inwestor zwraca nadwyżkę (w przypadku jeśli cena rynkowa jest wyższa od gwarantowanej).

4. Podsumowanie

Farmy wiatrowe, w szczególności morskie, ze względu na skalę i złożoność przedsięwzięcia, wymagają stabilnych i klarownych ram prawnych, które pozwolą inwestorom konsekwentnie realizować swoje plany. Oficjalne stanowisko decydentów zawarte w projekcie PEP 2040 jest solidnym bodźcem dającym do zrozumienia, że oczekiwania związane z morskimi farmami wiatrowymi w Polsce są wysokie. Konieczne będzie teraz ustanowienie ram prawnych i systemu wsparcia, które umożliwią implementację technologii do polskiego systemu elektroenergetycznego, a przede wszystkim dadzą inwestorom poczucie bezpieczeństwa, że obowiązujące zasady nie zostaną zmienione w trakcie realizacji ich projektów. Oczekiwania sektora są duże, a Polska jako kraj ma odpowiednie zaplecze wiedzy i wyspecjalizowanych firm, które już teraz realizują zlecenia na elementy morskich farm wiatrowych, niestety jedynie za granicą.

English summary

The article describes the main reasons for the expected development of Offshore Wind Farms (OWF) in Poland. These include decisions taken at the EU level, the Energy Policy of Poland until 2040 and the expected growing demand for electricity in the upcoming years. The article presents structure of the installed capacity of OWF by country and the observed increase of capacity in recent years. This is then followed by the analysis of the issue of the expected decrease in the LCOE index and its dependence on the increase of the turbine capacity. Despite importance of the economic aspects, one of the most important factors from technical point of view is the power density of OWF. Its impact on plant efficiency and turbine lifetime is also discussed. Further section presents trends in allowing production to be more flexible and improving general efficiency by e.g. supplementing OWF with energy storage technologies such as hydrogen or lithium-ion batteries. The last part depicts challenges for the implementation of OWF to Polish National Transmission System by taking into account grid and regulatory aspects. ■

Michał Hetmański,
Fundacja Instrat

Joanna Rycerz,
Stowarzyszenie Młodzi Liderzy w Energetyce

Solidarność międzypokoleniowa w transformacji energetycznej. Opracowanie koncepcji dla Polski[1]

Katarzyna Szwarc,
Fundacja Instrat

Jan Jakub Zygmuntowski,
Fundacja Instrat

Współpraca:
Kacper Stefaniak
Dariusz Kryczka

Wprowadzenie

Pojęcie solidarności międzypokoleniowej jest dziś kojarzone z redystrybucją i wzajemnym wsparciem współczesnych pokoleń, jak na przykład system emerytalny „pay-as-you-go" opracowany w XIX wieku lub powszechna edukacja. Tak rozumiana solidarność międzypokoleniowa funkcjonuje też w sektorze energetycznym, w którym zyski z wydobywania paliw kopalnych stanowią podstawę dobrobytu nowoczesnych rozwiniętych gospodarek i źródło dochodów dla pracowników i ich rodzin.

Obserwowane zmniejszanie wykorzystania paliw kopalnych związane z przeciwdziałaniem zmianom klimatu w kilku krajach OECD spowodowały redukcję tysięcy miejsc pracy w tradycyjnych sektorach. Przy braku wsparcia publicznego, wstrząsy te często przyczyniały się do wzrostu nierówności i polaryzacji społeczeństw.

W kontekście zmian w zatrudnieniu powodowanych siłami rynkowymi i postępową polityką klimatyczną, pojawia się moralny obowiązek wspierania siły roboczej aktywnej w gałęziach przemysłu związanych z paliwami kopalnymi. Takie tradycyjne rozumienie solidarności międzypokoleniowej, to jest wsparcie starszych pokoleń przez młodsze, było dotychczas przeważające w dyskusji publicznej. To, co dotychczas nie było obecne w debacie, to odwrotny obowiązek. Niedawne badania naukowe nad zmianami klimatu (IPPC, 2018) jasno wykazały, że poprzez wydobywanie i spalanie paliw kopalnych w celu wytworzenia energii, poprzednie i obecne pokolenia – świadomie lub nie – w znacznym stopniu przyczyniły się do zjawiska zmiany klimatu. To z kolei negatywnie wpłynie na przyszłe generacje. W przeciwieństwie do pierwszego podejścia, solidarność międzypokoleniowa w tym kontekście wymagałaby redystrybucji w górę, w której współczesne społeczeństwa rezygnują z części swoich potencjalnych korzyści, aby oszczędzać dla przyszłych pokoleń. Byłoby to wtedy racjonalne i moralne dzia-

[1] Raport został po raz pierwszy opublikowany podczas COP24 w Katowicach 4 grudnia 2018 r. pt. "Intergenerational solidarity in energy transition. Developing the concept for Poland" ISBN 978-83-946738-1-9

łanie z perspektywy tych, którzy przyjdą na świat w przyszłości.

Zmiana klimatu jest zjawiskiem globalnym, mającym lokalne konsekwencje. Radzenie sobie z nim wymaga współpracy między rządami, a także zintensyfikowanego dialogu między narodami, z uwzględnieniem interesów przyszłych pokoleń. Produkcja energii pozostaje głównym czynnikiem przyczyniającym się do efektu cieplarnianego i zmiany klimatu, dlatego są pilnie potrzebne sformalizowane i zinstytucjonalizowane ramy dla solidarności międzypokoleniowej w procesie transformacji energetycznej.

Niniejsze opracowanie ma na celu przybliżenie drugiego, długoterminowego podejścia do solidarności międzypokoleniowej. Obecnie większość dyskusji o sprawiedliwym przejściu przedstawia tylko pierwsze, tradycyjne rozumienie.

Po pierwsze, artykuł opisuje filozoficzne i ekonomiczne teorie leżące u podstaw koncepcji solidarności międzypokoleniowej. Następnie zagłębia się w podejście polskiego sektora energetycznego do solidarności międzypokoleniowej – sformułowane i stosowane, zarówno przez podmioty publiczne, jak i prywatne w Polsce. Na zakończenie przedstawia rekomendacje dla podmiotów publicznych i prywatnych – zarówno na poziomie instytucjonalnym, jak i koncepcyjnym.

Część I – Teorie i koncepcje

Solidarność międzypokoleniowa jako koncepcja filozoficzno-ekonomiczna

Wszyscy przyczyniamy się do solidarności międzypokoleniowej i czerpiemy z niej korzyści, chociaż nie zawsze jesteśmy tego świadomi. Ukończenie szkoły nie byłoby możliwe bez starszego pokolenia, które zainwestowało w nasz kapitał ludzki poprzez płacone podatki. W zamian, po wejściu na rynek pracy, przeznaczamy część naszych dochodów na wsparcie osób starszych w postaci emerytur. Są to ugruntowane mechanizmy solidarności między współczesnymi sobie pokoleniami, będące fundamentem dzisiejszych społeczeństw.

Ale co z przyszłymi pokoleniami? Czy mamy jakąkolwiek odpowiedzialność wobec ludzi, którzy urodzą się dopiero po naszym odejściu? A jeśli tak, z czego ona wynika?

Idea solidarności międzypokoleniowej jest stosunkowo nowa, choć ma solidne podstawy w filozofii i teorii politycznej. Libertarianie często upatrują jej źródeł w koncepcji praw naturalnych Locke'a, zgodnie z którą każdy ma prawo robić to, co chce, o ile nie narusza przy tym praw i wolności innych osób. W związku z tym, jeżeli założymy, że „inni" obejmują przyszłe pokolenia, obecne społeczeństwo powinno postępować w taki sposób, aby nie działać na ich szkodę.

Tymczasem egalitaryści zakładają, że przyszłym pokoleniom należy pozostawić równie dobre warunki, jakie mają obecne społeczeństwa. Ich zdaniem idea solidarności międzypokoleniowej wpisana jest w teorię sprawiedliwości opracowaną przez Johna Rawlsa, która służy jako model do identyfikacji tego, co jest w istocie sprawiedliwe. Według Rawlsa obecne pokolenia powinny postępować tak, jak chciałyby, aby postępowały wobec nich wszystkie poprzednie pokolenia; zapewniłoby to równy podział zasobów między pokoleniami.

Jeszcze inne podejścia sugerują, że przyszłym pokoleniom należy pozostawić co najmniej wystarczająco dobre warunki życia. Na przykład utylitaryzm postuluje, że w każdym momencie trwania ludzkości warunki muszą prowadzić do szczęścia jak największej liczby ludzi. Dlatego, jeśli zasoby mogłyby zostać wykorzystane do zaspokojenia potrzeb większej liczby osób w przyszłości, powinny zostać zachowane. Wreszcie, nowe teorie podkreślają, że przyszłe pokolenia nie mają głosu w obecnej debacie publicznej, co rodzi swoistą asymetrię. Ich nieuczciwe traktowanie stanowiłoby zatem wyzysk.

Pojęcie solidarności międzypokoleniowej pojawia się również w rozważaniach ekonomistów, takich jak Arthur Pigou, czyli zwolennik podatku od szkodliwych emisji. W swojej książce „Economics of Welfare" (1920 r.) argumentował on, że chociaż przyszli ludzie powinni być traktowani na równi z teraźniejszymi, to naturalnym jest, iż współczesne pokolenia będą inwestować środki przede wszystkim we własny dobrobyt. Dlatego potrzeba sprawiedliwości międzypokoleniowej pozostawia ważną rolę państwu.

Można postawić pytanie, czy interesy i pragnienia przyszłych pokoleń uzasadniają roszczenia wobec tych obecnych. Można bowiem argumentować, że nieistniejące grupy lub jednostki nie mają praw, lub że prawa te są w gestii obecnych pokoleń, których działania dzisiaj określają, czy przyszłe pokolenia w ogóle pojawią się. Bez tych działań przyszli ludzie nie mogliby się urodzić. Tak więc nie można powiedzieć, że pogarszają one sytuację przyszłych pokoleń.

Te argumenty zostały poruszone przez teorie wspólnoty, które zakładają, że społeczeństwa są wspólnotami międzypokoleniowymi, trwającymi w czasie. Według komunitarian, teorie sprawiedliwości, praw i odpowiedzialności politycznej powinny odzwierciedlać znaczenie tych międzygeneracyjnych relacji.

Ponadto należy zauważyć, że powyższa krytyka nie uznaje wyjątkowego charakteru idei solidarności międzypokoleniowej. Koncepcja praw przyszłych pokoleń nie jest dziś kwestią sporną. Jednak mogą one być obecnie zagrożone; na przykład, kontynuując inwestycje w elektrownie emitujące duże ilości zanieczyszczeń, narażamy zdolność przyszłych pokoleń do oddychania czystym powietrzem. Jeśli te prawa i interesy rzeczywiście są zagrożone, musiały się już zmaterializować. Odrzucając koncepcję solidarności międzypokoleniowej, obecne pokolenia pozbawiłyby przyszłe pokolenia ich praw.

Dlatego, pomimo braku konsensusu co do jej zakresu, nie ma dziś wątpliwości co do silnych podstaw teoretycznych dla solidarności międzypokoleniowej.

Cele Zrównoważonego Rozwoju ONZ i solidarność z przyszłymi pokoleniami

W praktyce koncepcja solidarności międzypokoleniowej okazała się trudna do przełożenia na rzeczywiste działania w kontekście polityki energetycz- →

nej i klimatycznej. Dotychczas jednym z najbardziej znaczących przedsięwzięć w tym kontekście był raport ONZ „Nasza wspólna przyszłość" (1987) opracowany pod kierunkiem byłego norweskiego premiera Gro Harlem Brundtlanda, w którym stwierdzono, że światowy rozwój musi „zaspokajać potrzeby współczesności bez uszczerbku dla bezpieczeństwa zdolności przyszłych pokoleń do zaspokajania własnych potrzeb".

Jednak cele zrównoważonego rozwoju ONZ, które powstały w następstwie raportu, koncentrują się raczej na solidarności współczesnych sobie pokoleń, a nie na długoterminowym działaniu. W przypadku polityki energetycznej, ramy czasowe celów sięgają jedynie 2030 roku.

Taka krótkoterminowość demonstruje tak zwany problem braku tożsamości, który wynika z trzech ograniczeń:

- Po pierwsze, obecne pokolenia mają mniejszą motywację do dbania o interesy przyszłych pokoleń niż własne;
- Po drugie, decydenci polityczni mają silniejszą motywację, aby realizować cele krótkoterminowe, umożliwiające szybkie wykazanie osiągnięć i odniesienie ich bezpośrednio do wyborców;
- Ponadto, przyszłe pokolenia nie posiadają reprezentacji we współczesnej debacie publicznej ani mechanizmu egzekwowania swoich praw.

I chociaż pierwsze ograniczenie jest w pewnym sensie nieodłącznie związane z ludzką naturą i nie można go wyeliminować na znaczną skalę, jego wpływ można jednak złagodzić, eliminując pozostałe dwa, które są barierami strukturalnymi.

Solidarność międzypokoleniowa i kształtowanie polityki: perspektywa energetyczna i klimatyczna

Energia stała się kluczem do rozwoju i przetrwania współczesnego świata. Trudno jest wyobrazić sobie nasze życie teraz lub w przyszłości bez dostępu do różnych źródeł energii do celów pracy, podróżowania i studiowania. Koszt energii stał się również ważnym czynnikiem konkurencyjności współczesnych gospodarek. Szczególnie w produkcji towarów energia stanowi ważny element kosztów. Na koniec, większość powszechnych obecnie form produkcji energii przyczynia się do wysokiego zanieczyszczenia powietrza i w znacznym stopniu przyczynia się do powstawania efektu cieplarnianego.

Znaczenie i konsekwencje tych czynników wykraczają poza obecne pokolenia. Dlatego zapewnienie stałego dostępu do czystej i niedrogiej energii w perspektywie długoterminowej powinno być jednym z głównych celów decydentów politycznych.

Sektor energetyczny jest wyjątkowy w trzech głównych aspektach:

- systemy energetyczne są złożone, a ich elementy są ze sobą silnie powiązane, co sprawia, że rzadko można zmienić jeden komponent bez zmiany innych. Na przykład, zwiększenie nasycenia systemu energetycznego źródłami odnawialnymi zazwyczaj zmusza elektrownie węglowe do zmiany profilu wytwarzania i/lub zwiększa zapotrzebowanie na źródła gazowe.
- horyzont inwestycyjny w sektorze energetycznym jest bardzo długi, zarówno pod względem czasu realizacji projektu, jak i oczekiwanego czasu życia instalacji. Zakończenie budowy bloku nowej elektrowni węglowej zajmuje średnio 4 lata, a elektrowni jądrowej nawet 15 lat. Czas życia pierwszego wynosi około 40, a drugiego do 60 lat.
- infrastruktura energetyczna jest bardzo kosztowna i wymaga znacznych nakładów finansowych.

Ze względu na te cechy, podjęte teraz decyzje będą determinować przyszłość sektora energetycznego od dziesięcioleci. Dlatego nasze współczesne działania powinny uwzględniać solidarność z przyszłymi pokoleniami.

Część II – Wyzwania dla Polski

Solidarność międzypokoleniowa w kontekście polskiej energetyki i polityki klimatycznej

Polski sektor energetyczny znajduje się na rozdrożu, pomiędzy transformacją tradycyjnych technologii wytwarzania energii z jednej strony, a z drugiej – potrzebą zabezpieczenia konkurencyjności wytwarzania energii w niskoemisyjnej przyszłości. Powyższy dylemat ma kluczowe znaczenie dla przyszłych pokoleń, które można podsumować w trzech celach:

1. Zapewnienie długoterminowej konkurencyjności gospodarki: przyszłe ceny energii nie powinny powodować pogorszenia sytuacji polskich przedsiębiorstw w porównaniu z ich odpowiednikami w UE;
2. Zapobieganie zanieczyszczaniu powietrza i szkodliwym emisjom: w tym celu podejmowane są globalne działania na rzecz ograniczenia efektu cieplarnianego oraz ochrony życia i zdrowia obywateli w nadchodzących dziesięcioleciach;
3. Zwiększenie dostępu do energii na ujęciu przestrzennym i sektorowym, w celu zmniejszenia nierówności i zwiększenia dobrobytu społeczeństwa, przyczyniając się w ten sposób do urzeczywistnienia zasad sprawiedliwości społecznej.

Zgodnie z Ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, rząd ma obowiązek określać, regularnie aktualizować i nadzorować wykonanie długoterminowej polityki energetycznej, uwzględniającej zasady zrównoważonego rozwoju. Solidarność międzypokoleniowa jako taka nie jest wyraźnie wymieniona w polskiej ustawie. W związku z tym jej zasady są brane pod uwagę jedynie pośrednio.

Niedawna publikacja nowej Polskiej Polityki Energetycznej 2040 (PEP 2040, listopad 2018) wraz z dotyczącymi jej konsultacjami społecznymi dała przestrzeń do wyrażenia krytyki obecnego podejścia do solidarności z przyszłymi pokoleniami.

Poprzednia wersja tego dokumentu – PEP 2030 (opublikowana w 2009 r.) prezentowała odmienne podejście do możliwości wykorzystania OZE i innowacyjnych technologii w zakresie wytwarzania i przesyłu energii. Jednocześnie słusznie

podkreślono wówczas potrzebę dialogu społecznego i tylko transformacji siły roboczej w ramach procesu restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego.

Propozycja z 2018 roku również daje podstawę do uwzględnienia tych kwestii, jednakże pomija szerszy aspekt międzypokoleniowy. Jak podkreślają autorzy PEP2040, wytwarzanie energii oparte o wydobycie i spalanie węgla głęboko ukształtowało rynek pracy w Polsce, a wszelkie nowe próby reform nie mogą zostać podjęte bez uwzględnienia tego czynnika. Ostatnie badania naukowe dotyczące zmian klimatu, ekonomicznych aspektów rynku energii oraz tendencji na rynkach kapitałowych w sektorze energetycznym wydają się niewystarczająco uwzględnione w tym dokumencie.

Wymiar międzypokoleniowy PEP2040: mocne strony i bariery

Aby w pełni internalizować koncepcję solidarności międzypokoleniowej, PEP2040 wymagałby precyzyjnej i jednoznacznej deklaracji w tym zakresie.

Ambitne cele w zakresie efektywności energetycznej i przejście z transportu opartego na produktach ropopochodnych i gazowych w kierunku elektromobilności są równoważone przez deklaracje dotyczące zachowania istniejącego status quo, takie jak „racjonalne gospodarowanie istniejących i nowych złóż węgla" lub „perspektywicznych złóż węgla brunatnego". Należy podkreślić, że scenariusz kontynuacji obecnych działań założony w PEP2040 opiera się na utrzymaniu stałego poziomu wydobycia węgla i jego zużycia. Takie podejście do wycofywania wykorzystania węgla w praktyce oznaczać będzie tylko względny procentowy spadek składnika PKB. Założenie to jest zgodne z pierwszym, ale nie drugim zrozumieniem solidarności z przyszłymi pokoleniami.

U podstaw PEP2030 i PEP2040 znajdują się kwestie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i stabilności dostaw energii przy dywersyfikacji paliw, gwarantując konkurencyjność polskiej gospodarki. W ciągu dekady między publikacją obu dokumentów wykonano w Polsce ogromny wysiłek w kierunku dywersyfikacji importu gazu ziemnego, a także jego pozyskiwania i przesyłania. Jednak wykorzystanie paliw innych niż kopalne pozostaje nadal wyzwaniem, ponieważ koszty środków polityki klimatycznej są uważane za obciążenie dla PKB, a nie jako szansa na wzrost gospodarczy. Ponadto europejskie wymagania dotyczące rezygnacji z najmniej wydajnych i zanieczyszczających technologii wytwarzania energii (konkluzje UE BAT, 2017 r.) i spowodowane tym wycofywania z eksploatacji niektórych bloków nadal są traktowane jako zagrożenie dla bezpieczeństwa i stabilności dostaw energii.

Wiatr i energia słoneczna są dobrami powszechnie dostępnymi, znajdującymi się poza obrotem na światowym rynku surowców energetycznych – żadne inne paliwa nie gwarantują takiej suwerenności i niezależności, aczkolwiek z ograniczeniami w zakresie bezpieczeństwa. Postrzeganie odnawialnych źródeł energii jako krajowych surowców oznaczałoby radykalne i ewolucyjne przejście w kierunku akceptowanego ekologicznie i społecznie miksu energetycznego. Raporty organizacji branżowych potwierdzają, że odnawialne źródła energii generują więcej nowych miejsc pracy (IRENA, 2011 r.), co jest bardzo korzystne z powodu obniżenia kosztów produkcji energii – zarówno w wymiarze konkurencyjności gospodarki, jak i zdolności do tworzenia nowych, dobrze płatnych miejsc pracy.

Pomijając oczywiste wyzwania związane z budową elektrowni jądrowej, Polska powinna znaleźć się na dobrej drodze do ograniczenia emisji CO_2. Zastąpienie węgla brunatnego energią jądrową w miksie energetycznym umożliwi utrzymanie dobowego profilu wytwarzania energii z wykorzystaniem technologii charakteryzującej się wysokimi stałymi i niskimi kosztami zmiennymi, pracującej w podstawie systemu elektroenergetycznego. Biorąc jednak pod uwagę niedawne postępy w dziedzinie energetyki jądrowej, zainwestowanie w mniejsze i gęściej zlokalizowane reaktory może pozwolić Polsce na czerpanie korzyści z tej technologii – nie pozostawiając przyszłych pokoleń zamkniętych na dekady w systemie ze znacznym udziałem generacji jądrowej.

W mniejszych gminach wytwarzanie ciepła (i chłodu) nadal stanowi problem, co zostało poprawnie zidentyfikowane w PEP2040. Wszystkie przewidywane koszty utraty życia i przedwczesnych zgonów związane z niską jakością powietrza są przypisane do regionów bez centralnych systemów ciepłowniczych. Sektorowi kogeneracji (w szczególności małe/średnie podmioty) brakuje jasnych zachęt inwestycyjnych, a jego dalsze funkcjonowanie jest zagrożone przez nowe unijne normy emisji dla LCP lub MCP (IEŚ, 2014). Jednakże przy rozbudowie sieci dystrybucji gazu ziemnego i wykorzystaniu tego paliwa do produkcji ciepła, operatorzy instalacji mogliby pomóc w ograniczaniu zanieczyszczenia powietrza w tych regionach.

Transformacja transportu w kierunku elektromobilności i poprawa efektywności energetycznej w budownictwie mieszkaniowym są odpowiednio zaadresowane i stanowiącymi kluczowe elementy strategii. Wykorzystaniem paliw kopalnych w transporcie i produkcji ciepła, pomimo zanieczyszczenia, przyczynia się także do emisji dwutlenku węgla (co zostało zaadresowane w programie „Czyste powietrze", 2018). Jednakże jakikolwiek postęp w tych dwóch obszarach generuje najwyższe zyski krańcowe z inwestycji. Przejście od samochodów napędzanych silnikiem diesla i kotłów węglowych w zróżnicowanym sektorze mieszkalnym powinno być starannie zaplanowane z perspektywy społecznej – ponieważ jeśli nie będzie poprawnie zarządzane – może w przyszłości spowodować pogłębienie nierówności społecznych.

Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych (OSP i OSD) odgrywają kluczową rolę w długoterminowym rozwoju sektora energetycznego, co po raz pierwszy zostało podkreślony w PEP2040. Poprzez inicjowanie działań związanych z właściwym i efektywnym zarządzaniem konsumpcją i wytwarzaniem energii mogą pomóc w zmniejszeniu wartości zużycia energii w stosunku do wzrostu PKB – będącego kluczowym wskaźnikiem przejścia z gospodarki energochłonnej w nowoczesną.

→

Dlatego inwestycje w inteligentne sieci i ustanowienie Operatora Informacji Pomiarowej (OIP) są jednymi z kluczowych elementów PEP2040, które są bardzo istotne z perspektywy przyszłych pokoleń, ponieważ umożliwiają one bardziej aktywną rolę obywateli w kształtowaniu rynku energii. Wzmocnienie pozycji konsumenta na rynku energii elektrycznej i gazu spełniłoby wszystkie trzy powyższe cele solidarności międzypokoleniowej – w szczególności aspekt dostępu do czystej energii po przystępnej cenie. Nowe technologie DSR, bateryjne magazyny energii czy nawet tworzenie klastrów/spółdzielni energetycznych ogranicza koszty zakupu energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (w tym gospodarstw domowych) i przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii w gospodarce.

Rola sektora prywatnego

Nieodłączną cechą każdego sektora energetycznego jest jego silne zaangażowanie w politykę rządową. Tym bardziej w Polsce, pomimo postępującej liberalizacji i fragmentacji rynku, rynki energii elektrycznej i gazu zostają zdominowane przez podmioty będące własnością Skarbu Państwa. Niemniej jednak sektor prywatny może i często odgrywa istotną rolę w budowaniu solidarności z przyszłymi pokoleniami.

Poprzez długofalowe strategie korporacyjne koncerny energetyczne i operatorzy infrastruktury mają możliwość wyznaczania długofalowej perspektywy rozwoju rynku energii. Bez ich zaangażowania odpowiednie uwzględnienie celów solidarności międzypokoleniowej byłoby niemożliwe.

Polski sektor prywatny może odegrać ważną rolę w zabezpieczaniu interesów przyszłych pokoleń. W niniejszej analizie uwzględniliśmy strategie rozwoju następujących uczestników rynku:

- operatorzy systemów przesyłowych gazu i energii elektrycznej (odpowiednio: GAZ-SYSTEM SA, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA) – odpowiadający za rozwój infrastruktury przesyłowej gazu i energii elektrycznej, a także bezpieczne funkcjonowanie obydwu systemów, współtworzenie ram prawnych i technologicznych dla rozwoju technologii energetycznych nowych generacji;
- najwięksi gracze na rynku energii elektrycznej, czyli cztery pionowo zintegrowane grupy: Polska Grupa Energetyczna, Energa, Enea, Tauron – których działania obecne są na każdym etapie łańcucha dostaw energii elektrycznej: od pozyskiwania paliwa i infrastruktury wytwarzania, poprzez usługi dystrybucyjne, aż po dostawy energii do odbiorcy końcowego; w ten sposób wywierają ogromny wpływ na ogólny kierunek transformacji energetycznej w Polsce;
- kluczowy gracz rynkowy w sektorze gazowym – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo – działalnością obejmującą wydobycie, import, dystrybucję, magazynowanie i dostawy gazu dla odbiorców końcowych.

Wszystkie wyżej wymienione podmioty przynajmniej pośrednio włączyły międzypokoleniową solidarność w swoje oficjalne długoterminowe strategie rozwoju. Największymi priorytetami tych strategii są przyszłe inwestycje związane z infrastrukturą transportową lub wytwarzaniem/wydobyciem. Tylko dwa podmioty wyraźnie wskazują na solidarność międzypokoleniową, która jest ważnym motorem jej programu.

Najczęściej stosowanym aspektem solidarności międzypokoleniowej jest konieczność zapewnienia przyszłej konkurencyjności gospodarki, dla której głównym problemem dalej pozostaje poziom cen energii elektrycznej. Ostre podwyżki cen odnotowane w drugiej połowie 2018 r. uwypukliły rosnące znaczenie kosztów związanych z wydobyciem węgla i kosztów energii pierwotnej w cenach energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce. Zapewnienie, że jakikolwiek potencjalny wzrost cen energii nie będzie szkodzić konkurencyjności gospodarki, powodując nieproporcjonalnie wysokie koszty polskich firm w porównaniu z ich odpowiednikami z UE, należy uznać za istotny postulat z punktu widzenia przyszłych pokoleń.

Ponadto wszystkie zintegrowane pionowo grupy energetyczne dokładają starań do zapewnienia dostaw energii elektrycznej i innych paliw dla przyszłych pokoleń, poprzez planowanie inwestycji w dodatkowe jednostki wytwórcze lub odkrywanie nowych zasobów surowców. Niektóre strategie przewidują jednak rozwój nowych elektrowni na węgiel kamienny i brunatny, co budzi obawy o ich słuszność zarówno pod względem cen produkowanej energii, jak i emitowanego zanieczyszczenia.

Strategie operatorów infrastruktury obejmują propozycje kompleksowych zmian w strukturze rynku mających na celu usprawnienie procesu ustalania cen. Co najważniejsze, obejmują one plany przejścia z modelu scentralizowanej produkcji energii elektrycznej w kierunku coraz bardziej rozproszonej generacji, w szczególności poprzez wprowadzanie rozwiązań dla prosumentów i rozwijanie mechanizmów reagowania po stronie popytu (DSR).

Prawie wszystkie strategie obejmują plany rozwoju mające przeciwdziałać gwałtownym wzrostom cen energii w przyszłości, takie jak inwestycje w sieci elektroenergetyczne, ułatwiające wydajne zarządzanie systemem energetycznym i zapewniające dostęp do rynków energii w sąsiednich krajach. Polski operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP), Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA z drugiej strony przygotował plan transformacji rynku energii elektrycznej z tzw. modelu „płyty miedzianej" do modelu cen węzłowych (ang. local marginal pricing, LMP), co w dłuższym okresie powinno umożliwić właściwe zróżnicowanie cen energii. Taki projekt mógłby również przyczynić się do zapewnienia powszechnego dostępu do energii, zabezpieczając użytkowników sieci przed ponoszeniem niepotrzebnych kosztów związanych z bieżącą konserwacją sieci i jej przyszłym rozwojem.

Większość z wyżej wymienionych rozwiązań sprzyja utrzymaniu cen energii na przewidywalnym poziomie i ma na celu zapobieganie awariom systemu energetycznego lub wdrażanie rozwiązań pozwalających poprawić efektywność energetyczną. Należy jednak pamiętać, że wdrożenie każdego z tych instrumentów powinno uwzględniać konsekwencje i wpływ na przyszły kształt rynku ener-

gii, które mogą z pewnością różnić się od obecnie panujących.

Dokładna analiza kosztów i korzyści planów inwestycyjnych jest nie tylko zobowiązaniem korporacyjnym i zarządczym, ale także długoterminowym sposobem odpowiedzialnego planowania. Analiza ta powinna obejmować m.in. koszt pozyskania paliwa, ceny uprawnień do emisji CO_2 (ang. European emission allowances, EUA) charakterystykę stosowanych technologii i ich zgodność z normami UE BAT oraz wpływ na obciążenie środowiska naturalnego (tj. ochrona krajobrazu naturalnego i koszty rekultywacji).

Z tego powodu drugi wskazany powyżej filar solidarności międzypokoleniowej obejmuje działania mające na celu zapobieganie zanieczyszczeniu powietrza i efektowi cieplarnianemu. We wszystkich analizowanych dokumentach strategicznych został potwierdzony problem zmian klimatycznych i potrzeby działań proekologicznych. W związku z tym w strategiach uwzględniono różne kroki zmierzające do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych, ułatwienia zarządzania nimi lub ograniczenia szkodliwych emisji, np. poprzez inwestycje w:

- wielkoskalowe odnawialne źródła energii, jak np. morskie farmy wiatrowe;
- odnawialne źródła energii na małą skalę: instalacje biogazowe/biomasowe;
- instalacje mające na celu zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza w transporcie: infrastruktura do ładowania pojazdów elektrycznych, carsharing lub infrastruktura do wykorzystania paliwa CNG/LNG;
- modernizacja sieci mającej na celu zwiększenie odporności systemu elektroenergetycznego przy dużej generacji rozproszonej;
- budowa elektrowni jądrowej;
- instalacje magazynowania energii;
- zwiększenie penetracji sieci gazowej w celu zmniejszenia „białych plam", przy czym głównym celem tych inwestycji jest zapewnienie sektorowi mieszkaniowemu dostępu do alternatywnego źródła ciepła.

Pomimo powyższych przykładów odważne decyzje dotyczące inwestycji w odnawialne źródła energii są obecne tylko w kilku programach. Natomiast konkretne plany działań w zakresie stopniowego wycofywania się z produkcji energii elektrycznej opartej na paliwach kopalnych są niewystarczająco uwzględnione lub w ogóle nie są zaadresowane. W niektórych przypadkach plany inwestycyjne w odnawialne lub niskoemisyjne źródła energii zostały nawet wstrzymane ze względu na niekorzystne warunki prawne lub strategie optymalizacji kosztów.

Niezależnie od powyższego należy podkreślić, że wiele firm podkreśla swoje zaangażowanie w OZE, jednocześnie nadal angażując się w rozwój górnictwa. Prowadzi to do pytań dotyczących dokładności planów modernizacji krajobrazu pogórniczego i kosztów transformacji społecznej. Tymczasem globalni gracze finansowi (fundusze emerytalne, instytucje ubezpieczeniowe) wycofują się z finansowania sektora węglowego, niejednokrotnie z powodów moralnych i środowiskowych, a nie ekonomicznych.

Wreszcie, biorąc pod uwagę trzeci filar solidarności międzypokoleniowej, większość strategii korporacyjnych wykazuje zamiary zwiększenia lub rozszerzenia dostępu do czystej i niedrogiej energii. Plany te obejmują:

- ułatwianie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych na poziomie lokalnym poprzez tworzenie lokalnych stref bilansowania (klastrów energetycznych) z wykorzystaniem magazynów energii, elektrowni wiatrowych i elektrowni na biogaz,
- wspieranie mikroinstalacji prosumenckich i rozwiązań do zarządzania energią;
- wdrażanie inteligentnych sieci i inteligentnych liczników, pomagając użytkownikom końcowym w optymalizacji wykorzystania energii i ułatwianiu przyłączania małych źródeł odnawialnych do sieci;
- nawiązywanie współpracy z gminami lokalnymi i wdrażanie systemów zarządzania energią w miastach np. do oświetlenia ulic.

Wszystkie podmioty deklarują poświęcenie znacznych zasobów na rozwój innowacyjnych technologii, w tym tworzenie tzw. „piaskownic" do testowania nowych koncepcji i rozwiązań, które mogłyby w przyszłości przyspieszyć realizację opisanych powyżej planów. Należy zauważyć, że większość z powyższych działań jest uwzględniona w strategiach rozwoju sieci, w szczególności na poziomie dystrybucji.

W świetle powyższych ustaleń można stwierdzić, że sektor prywatny w Polsce koncentruje się obecnie na pierwszym, a nie drugim rozumieniu solidarności międzypokoleniowej. Zatem trzy filary solidarności międzypokoleniowej nie są w równym stopniu uwzględnione w agendach rozwojowych polskich spółek energetycznych.

Część III – Rekomendacje polityki publicznej

Zabezpieczanie interesów przyszłych pokoleń pozostaje dużym wyzwaniem dla decydentów w Polsce i poza nią. Tempo postępu technologicznego i presja polityczna na natychmiastowe rezultaty przekładają się na ograniczoną możliwość uwzględnienia perspektywy długoterminowej.

Podczas gdy obecne ramy instytucjonalne zawierają pomocne wytyczne do planowania na przyszłość, należy położyć większy nacisk na wymiar międzypokoleniowy, aby zapewnić najlepsze możliwe szanse dla polskiego społeczeństwa i gospodarki w nadchodzących dziesięcioleciach.

Obecne propozycje polityk określone w PEP2040 stanowią mocną podstawę do debaty na temat scenariuszy dla polskiego sektora energetycznego. Wymaga to jednak również bardziej ambitnych i innowacyjnych rozwiązań, aby stać się prawdziwie długoterminową strategią, zabezpieczającą sprawiedliwość zarówno dla obecnie żyjących, jak i dla przyszłych pokoleń.

Niniejszy dokument powinien być raczej wstępem niż zakończeniem debaty na temat tego, w jaki sposób interesy przyszłych pokoleń mogą być lepiej uchwycone w planowaniu transformacji sektora energetycznego w Polsce. Debata ta może rozpocząć się od podjęcia się realizacji następujących rekomendacji. →

Rzecznik Praw Przyszłych Pokoleń

- Jak kształtować politykę dla przyszłych pokoleń bez ich dzisiejszej reprezentacji? Powołanie Rzecznika Praw Przyszłych Pokoleń lub Komisarza ds. Solidarności Międzypokoleniowej jako niezależnego organu, który zapewni, że interesy przyszłych generacji są rozpatrywane w kontekście polityki energetycznej i klimatycznej, stanowiłoby ważny krok w kierunku równej reprezentacji wszystkich pokoleń.

Zrównoważony rozwój oznacza solidarność

- Pełne włączenie solidarności międzypokoleniowej wymaga podstaw prawnych. Wyraźny wymóg w Ustawie Prawo energetyczne, nakładający obowiązek rozszerzenia celu zrównoważonego rozwoju przez uwzględnienie solidarności międzypokoleniowej w przyszłych politykach energetycznych Polski, a także strategiach korporacyjnych przedsiębiorstw energetycznych, zapewniłaby odpowiednie umocowanie legislacyjne.

Bezpieczeństwo dostaw

- Społeczeństwo i gospodarka potrzebują energii do godnego funkcjonowania. Różnice w dostępie do infrastruktury energetycznej między regionami mogą zwiększać nierówności. OSP i OSD, mimo że są naturalnymi monopolistami, powinni odgrywać wiodącą rolę w zapewnianiu wszystkim gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom dostępu do czystej i niedrogiej energii.
- Operator danych pomiarowych przeciwdziałałby stratom energii i zapobiegał nadmiernemu wytwarzaniu mediów oraz zbyt wysokim opłatom dla konsumentów końcowych. Inteligentne opomiarowanie to usługa oferowana przez konkurentów rynkowych, wymaga jednak ścisłej współpracy – zyski dotyczą zarówno odbiorców końcowych, jak i samych OSD.
- Miks energetyczny może zmienić się szybciej niż myślimy – czy OSP będą w stanie zarządzać rewolucją w OZE? Przejście od modelu płyty miedzianej do modelu cen węzłowych (LMP) może być procesem ewolucyjnym – dając podstawy do rewolucji w wytwarzaniu energii. LMP może również stanowić krok w kierunku wzmocnienia na przyszłość sygnałów inwestycyjnych dla nowych zakładów produkcyjnych.

Filozofia gospodarowania danymi

- Ustanowienie standardów przejrzystości i wymiany publicznych danych dla wszystkich rynków energetycznych wzmocniłoby rozdzielenie rynku i sprzyjałoby integracji źródeł odnawialnych w ramach sieci. Nowe technologie (ML, AI, blockchain) opracowane przez krajowy przemysł ICT i standardy stosowane w innych sektorach przemysłowych stanowią do tego dobrą podstawę. Bankowość i telekomunikacja odczuły już silny nacisk na otwartość danych – sektor energetyczny potrzebuje go w jeszcze większym stopniu.

Świadomy rozwój innowacji

- Scentralizowany wysiłek wyszkolenia AI zdolnego do wspierania rynków energii, szczególnie w kontekście smart grid, powinien być połączony ze zdecentralizowanymi możliwościami tworzenia nowych modeli biznesowych i usług dla start-upów i MŚP. Wzajemne oddziaływanie między sektorem innowacji i energetyki pozwala na zorientowane na misję rozwijanie rozwiązań w zakresie danych tak, aby państwo odgrywało istotną rolę nie tylko poprzez naprawianie zawodności rynku, ale także przez aktywne budowanie potencjału i sterowanie innowacjami ICT w pożądanym kierunku.

Budowanie potencjału

- Nowe technologie, takie jak zasilanie gazem kotły wodorowe, DSR i magazyny energii, wymagają zaangażowania sektora publicznego, które wykracza poza prostą reakcję rynku i adaptację. Państwo powinno utorować drogę, finansując badania podstawowe i stosowane, wspierając innowacje w zakresie sieci przesyłowych i zeroemisyjnej generacji energii.
- Po dobre praktyki nie trzeba sięgać daleko. Instytucje, takie jak niemiecki Instytut Fraunhofera ds. Systemów Energii Słonecznej ISE lub brytyjski Catapult dostarczyły już wiele rozwiązań i pomogły firmom wprowadzić nowe produkty i usługi na rynek. Powiązania między MŚP, środowiskiem akademickim i publicznymi instytucjami badawczymi uczyniły ich kraje globalnymi liderami w zakresie technologii transformacji energetycznej. Aby nie pozostać naśladowcą, Polska powinna rozważyć wyjście poza przestarzałe silosy akademickie i skupić się na procesach uczenia się i transferach, w tym przez wspólne projekty i partnerstwa z liderami.
- Jasne mapy drogowe technologii i kierunki inwestycyjne są potrzebne, aby przedsiębiorstwa użyteczności publicznej i operatorzy sieci mogli realizować ambitne cele dostarczania obecnym i przyszłym konsumentom czystej i przystępnej cenowo energii.

Efektywność energetyczna i transport

- Solidarność z przyszłymi pokoleniami to nie tylko debata filozoficzna na wysokim szczeblu – chodzi o działania lokalne. Sieci ciepłownicze penetrujące „białe plamy" powstrzymałyby lokalne społeczności przed koniecznością stosowania stałych i brudnych paliw. Dlatego program „Czyste powietrze" powinien być kontynuowany w kierunku niskich i bezemisyjnych systemów centralnego ogrzewania. Przyszłe pokolenia nie musiałyby zastanawiać się nad tym, kto i kiedy wyznaczył ścieżkę dla ich bezemisyjnych mieszkań oraz dostaw ciepła – mogłyby po prostu z nich korzystać.
- Potrzeba regularnego i dostępnego cenowo transportu publicznego jest podstawą elektromobilności. Jej program ma potencjał, aby rozwiązać nadmier-

ne obciążenie środowiska wynikające z transportu prywatnego. Prosta zamiana paliwa w samochodach prywatnych (olej napędowy na wodór) nie będzie mieć znaczenia, jeśli gęstość samochodów pozostanie na wyjątkowo wysokim poziomie. Polska może i stanie się liderem we wdrażaniu rozwiązań mobilności jako usługi (MaaS), zapewniając dobrobyt wszystkim obywatelom.

Polityki środowiskowej i klimatycznej nie należy postrzegać jako obciążenia, ale raczej jako szansę na oddanie sprawiedliwości przyszłym pokoleniom. Podobnie jak my wykorzystujemy systemy edukacyjne i emerytalne do poprawy naszego dobrobytu, tak przyszłe pokolenia mają prawo robić to samo. Chociaż ich głos nie może wybrzmieć na tym, ani żadnym innym COP, członkowie nowych pokoleń powinni być traktowani z poszanowaniem dla ich prawa do oddychania czystym powietrzem, korzystania z niezanieczyszczonej wody i cieszenia się spokojnym życiem.

Źródła prawne

- Energy Act, Ustawa Prawo Energetyczne , Dz.U . 1997 nr 54 poz . 348, http://prawo.sejm gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU19970540348.
- EU BAT Conclusions, Commission Implementing Decision (EU) 2017/1442 of 31 July 2017 establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council, for large combustion plants (notified under document C(2017) 5225) (Text with EEA relevance), https://eur-lex.europa.eu/eli/dec_impl/2017/1442/oj
- MCP Directive, Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants (Text with EEA relevance), http://data.europa.eu/eli/dir/2015/2193/oj
- PEP2030, Polish Energy Policy until 2030, Polityka Energetyczna Polski 2030, 2009, https://www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2030-roku
- PEP2040, Polish Energy Policy until 2040, Polityka Energetyczna Polski 2040, 2018, https://www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji

Piśmiennictwo

- Instytut Ekonomii Środowiska, Strategia modernizacji budynków: mapa drogowa 2050, http://www.renowacja2050.pl/files/raport.pdf
- IRENA, 2011, IRENA Working Paper: Renewable Energy Jobs: Status, Prospects & Policies, http://www.irena.org/documentdownloads/publications/renewableenergyjobs.pdf
- Intergovernmental Panel on Climate Change, Global Warming of 1.5°C, 2018, http://www.ipcc.ch/report/sr15/
- UN Sustainable Development Goals, Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development, 2015, https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21252030%20Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf
- UN, Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future, 1987, http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf
- Rawls, John, A Theory of Justice. Cambridge, Mass, Belknap Press of Harvard University Press, 1971.
- Pigou, Arthur Cecil, The Economics of Welfare, Macmillan, London, 1920.
- Ministry of Environment, Clean Air Programme, Program Czyste Powietrze, https://www.mos.gov.pl/czyste-powietrze/o-programie
- TAURON Polska Energia SA, Tauron Group's Strategy 2016–2025, http://en.tauron.pl/tauron/investor-relations/doclib/TAURON_Groups_2016-2025_Strategy.pdf
- Polskie Górnictwo Naftowe ja Gazownictwo SA, PGNiG Group Strategy for 2017–2022 (extended until 2026), http://en.pgnig.pl/pgnig/mission-and-strategy
- PGE Polska Grupa Energetyczna SA, PGE Group's strategy update up to year 2020, https://www.gkpge.pl/Investor-Relations/PGE-Group/Strategy/PGE-Group-s-strategy-update-up-to-year-2020
- Energa SA, Strategy for 2016–2025 of the ENERGA Group, http://raportroczny.energa.pl/en/strategy-energa-group-for-2016-2025/
- Enea SA, Enea Capital Group's Development Strategy until 2030, http://raportroczny.enea.pl/2016/en/enea-capital-groups-development-strategy-until-2030
- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, The strategy of GAZ-SYSTEM SA towards 2025, http://en.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artykul/202257/
- Polskie Sieci Energetyczne SA, The PSE strategy for 2017–2019, https://www.pse.pl/web/pse-eng/-/the-pse-strategy-for-2017-20-1 & http://raport.pse-online.pl/en/

→

English summary

The concept of intergenerational solidarity today is typically referred to as just redistribution and cost-sharing among living generations such as the pay-as-you-go pension system developed in the 19th century or universal education.

In this form, it can be also found in the energy sector where added value from fossil fuels extraction has been the foundation for the prosperity of modern developed economies and a source of income for workers and their families for decades. The recent retraction from fossil fuels and the introduction of climate change countering policies in several OECD countries have made thousands of jobs disappear from those traditional sectors. In the absence of public support, these shocks often contributed to an increase in inequality and spawned polarization.

- Against this backdrop, it is perceived as a moral obligation to support labour force still active in legacy industries as the market forces and progressive policies lead to further job shifts. This has been so far traditionally perceived as **the only approach to solidarity between generations – the younger towards older ones**.
- What has not been present in the debate so far, is the reversed obligation. The recent academic research on climate change (IPPC, 2018) has made it clear that by extracting and burning fossil fuels to produce energy, previous and present generations – consciously or not – have vastly contributed to the climate change phenomenon. This will severely and negatively affect future cohorts. On the contrary to the first approach, **intergenerational solidarity within this context would require an upward redistribution**, whereby contemporary societies relinquish parts of their potential gains to save for future peoples. This would be then a rational and moral thing to do from the perspective of those to come.

Climate change is a global phenomenon with local consequences. Dealing with them requires cooperation between governments as well as an intensified cross-nation dialogue giving regard to future generations. Since energy production remains a major contributor to the greenhouse effect and climate change, a formalized and institutionalized framework for intergenerational solidarity is urgently needed in energy transition.

This paper aims to bring closer the second, longer-term approach to intergenerational solidarity since most debates on just transition depict only the first traditional one.

First, it highlights philosophical and economic theories underpinning the concept of intergenerational solidarity and the related paradigm-shifting policies and academic proposals. Then, it takes a deep dive into the Polish energy sector's approach to intergenerational solidarity – formulated and applied by both public and private actors in Poland. It concludes with recommendations for public and private actors - on both institutional and conceptual level. ■

Jerzy Rychlak,
Polskie Sieci
Elektroenergetyczne S.A.

Rola certyfikatów i testów obiektowych w weryfikacji spełnienia wymogów Kodeksu sieci dot. wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci

Przemysław Mazur,
Polskie Sieci
Elektroenergetyczne S.A.

Na podstawie Rozporządzenia Komisji UE 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci

Streszczenie

Artykuł wyjaśnia zapisy kodeksu sieciowego Rozporządzenia Komisji UE 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112 z 27.4.2016, str. 1), zwanego dalej Rozporządzeniem (znanego także jako Network Code Requirements for Generators) oraz identyfikuje uwarunkowania techniczno-prawne związane z jego implementacją na poziomie krajowym. W referacie przypomniano najważniejsze powody jego wprowadzenia i omówiono ogólny zakres jego stosowania. W odniesieniu do wybranych wymagań technicznych zawartych w Rozporządzeniu dla nowych jednostek wytwórczych, przybliżono dotychczasową krajową praktykę odbiorową potwierdzającą spełnienie wymagań oraz oceniono ją w kontekście możliwości dalszego jej stosowania na etapie procedury przyłączania jednostki wytwórczej do sieci i w trakcie późniejszej eksploatacji. Ze szczególną uwagą przedstawiono rolę certyfikatów sprzętu w procesie weryfikacji spełnienia wymogów przez moduły wytwarzania energii przyłączane do sieci oraz procedurę wykonywania testów zgodności (testów obiektowych).

Wstęp

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dn. 14.04.2016 r. ustanawiające kodeks sieciowy dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci [1] opracowywane zostało w ramach Unii Europejskiej, w oparciu o rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Europy (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Zostało opublikowane 27 kwietnia 2016 r. i weszło w życie 17 maja 2016 r. Przewidziano w jego stosowaniu 36 miesięczny okres przejściowy:

→

- pierwsze dwa lata przewidziano na dostosowanie Operatorów Systemu Przesyłowego (OSP) oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) do nowych regulacji, w tym w szczególności na wypracowanie szczegółowych rozwiązań w zakresie kompetencji im nadanych zapisami Rozporządzenia;
- kolejny rok został przewidziany na przygotowanie organizacyjne operatorów systemu, opracowanie niezbędnych procedur i dokumentów, wymaganych bezpośrednio zapisami Rozporządzenia lub pośrednio oraz dostosowanie producentów do wdrożenia nowych produktów spełniających wymagania Rozporządzenia.

Rozporządzenie określa wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, a także standaryzuje na poziomie europejskim procesy realizowane przez OSP oraz OSD na etapie określania wymagań technicznych i przyłączania nowych jednostek wytwórczych do KSE, w szczególności w zakresie:

- procesu udzielenia odstępstw od wymagań zawartych w NC RfG (derogacje);
- procesu weryfikacji spełniania wymagań przez nowoprzyłączane jednostki wytwórcze;
- zasad przeprowadzania i zakres wymaganych testów zgodności (obiektowych) i symulacji zgodności;
- wykorzystania certyfikatów wydawanych przez upoważnione podmioty certyfikujące, który otrzymały akredytację od krajowej jednostki stowarzyszonej (w Polsce to Polskie Centrum Akredytacji) w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 w procesie weryfikacji spełnienia wymagań.

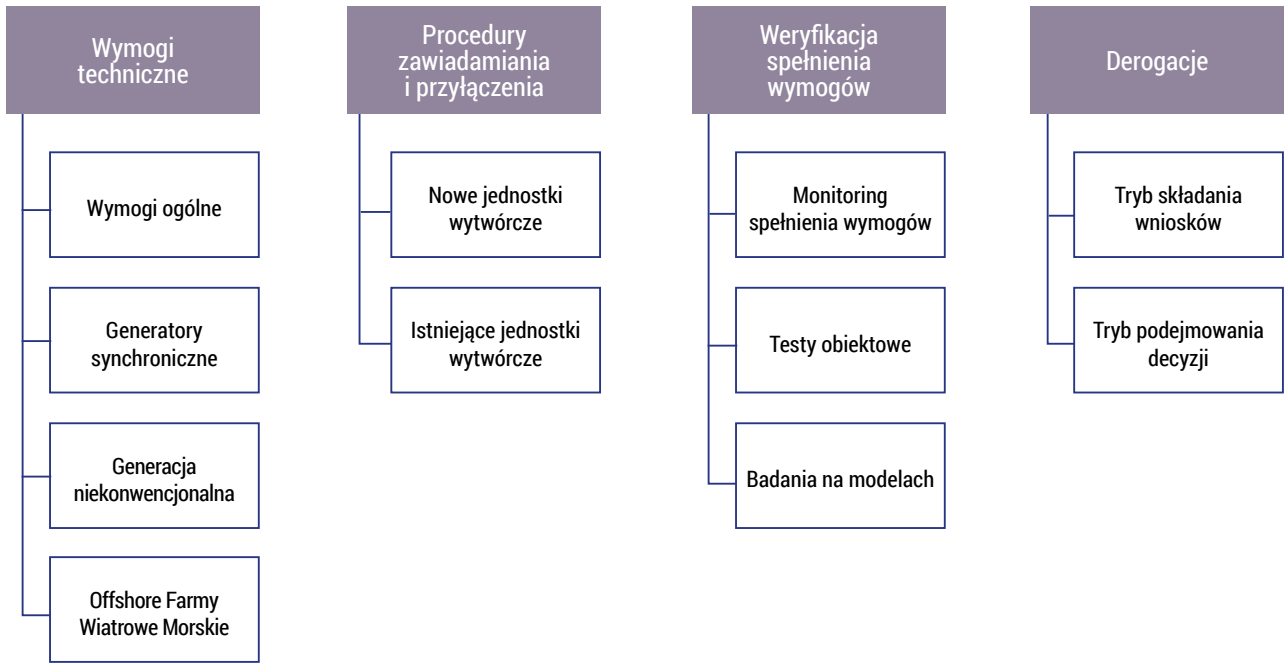
Z perspektywy interesariuszy, tj. inwestorów, właścicieli zakładów wytwarzania oraz producentów urządzeń wytwórczych, jednymi z ważniejszych rozstrzygnięć, oprócz ustanowienia wymogów ogólnego stosowania, które zostały już opracowywane przez operatorów systemu i zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki, będą rozstrzygnięcia dotyczące zakresu i warunków realizacji testów zgodności oraz zasad wykorzystania certyfikatów w procesie weryfikacji spełnienia wymogów Rozporządzenia, które – zgodnie z intencją zapisów Rozporządzenia – mogą zmniejszyć ilość wykonywanych na obiekcie testów zgodności i uprościć procedurę przyłączania podmiotu do sieci elektroenergetycznej.

I. Rola testów w procesie weryfikacji wymagań

I.1. Uwarunkowania formalne Rozporządzenia

Testy odbiorcze, podobnie, jak w obecnych uwarunkowaniach prowadzenia ruchu i eksploatacji systemu elektroenergetycznego, pełnią bardzo ważną rolę w procesie weryfikacji wymagań podstawionych jednostkom wytwórczym. W Rozporządzeniu

Rysunek 1



Ogólna struktura Rozporządzenia.

testy obiektowe, służąc do weryfikacji spełnienia wymogów technicznych, są określane testami zgodności. Od strony struktury zapisów Rozporządzenia testy zgodności są zdefiniowane jako jeden ze sposobów weryfikacji spełnienia wymogów, co obrazuje **rysunek 1**.

Właściwy operator systemu, tj. operator systemu, do którego przyłączona jest dana jednostka wytwórcza (nazywana zgodnie z nomenklaturą pojęciową Rozporządzenia modułem wytwarzania energii, tj. Power Generating Module – PGM), jest zobligowany do oceny spełnienia odpowiednich dla danego PGM wymogów przez cały okres jego funkcjonowania w ramach zakładu wytwarzania energii. Właściciel zakładu wytwarzania energii ma obowiązek przeprowadzania, na żądanie właściwego operatora sieci, testów zgodności na etapie przyłączania PGM do sieci, a także w okresie jej pracy w systemie według powtarzalnego planu lub ogólnego programu bądź po każdej awarii, modyfikacji lub wymianie jakiegokolwiek sprzętu, która może mieć wpływ na zgodność modułu wytwarzania energii z wymogami niniejszego rozporządzenia. W celu odpowiedniej i przejrzystej organizacji procesu weryfikacji wymagań, niezbędne jest określenie wykazu dostarczonych dokumentów, informacji oraz wymagań, które mają być spełnione przez właściciela zakładu wytwarzania energii.

Zgodnie z zapisami Art. 40 w powiązaniu z zapisami Art. 42 Rozporządzenia za spełnienie wymagań dla modułów wytwarzania energii odpowiada właściciel zakładu wytwarzania energii. W związku z tym przeprowadzenie odpowiednich testów jest obowiązkiem właściciela zakładu wytwarzania energii. Zakres przedmiotowy oraz podmiotowy testów niezbędnych do wykonania przez właściciela zakładu wytwarzania energii w celu oceny zgodności z wymogami technicznymi dotyczącymi danego modułu wytwarzania energii oraz obowiązku właściciela zakładu wytwarzania energii określono w zapisach od Art. 43 do Art. 50. Dodatkowo w stosunku do standardowych zapisów w zakresie testów zgodności, właściwy operator dla miejsca przyłączenia PGM-u ma możliwość m.in. zobowiązać właściciela zakładu wytwarzania energii do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych serii testów zgodności poza standardowo określonymi.

W odniesieniu do zakresu podmiotowego przeprowadzanych testów, co do zasady, wymagania techniczne określone dla modułów typu A, B, C i D są niezależne od zastosowanej technologii wytwarzania energii. Jednakże w kontekście zapisów zawartych w Art. 6 Rozporządzenia należy mieć na uwadze, iż pewne typy modułów wytwarzania energii zostały wyróżnione wprost ze względu na rodzaj zastosowanej technologii:

- morskie moduły wytwarzania energii przyłączone do systemu wzajemnie połączonego;
- szczytowo-pompowe moduły wytwarzania energii;
- moduły wytwarzania energii wchodzące w skład sieci zakładów przemysłowych;
- elektrociepłownie wchodzące w skład sieci zakładów przemysłowych.

Szczegółowe rozstrzygnięcia w zakresie, jakie wymagania techniczne wyżej wymienione rodzaje modułów wytwarzania energii powinny spełniać określono w pkt. 1–5 Art. 6, co wpływa na zakres możliwych do wymagania i przeprowadzenia testów na tego typu PGM.

I.2. Ramowe zapisy w zakresie testowania

W celu sprawnego przeprowadzania procesu weryfikacji spełnienia wymagań właściwego OS jest zasadne opracowanie ogólnych zasad przeprowadzania testów zgodności (tzw. procedura testowania) oraz ogólnych (zwanych dalej ramowymi) programów tego typu testów w danym zakresie merytorycznym dla modułów wytwarzania energii typu A, B, C i D, które byłyby jednolite na terenie kraju.

Z uwagi na zasadnicze różnice w klasie modułów wytwarzania, zarówno pod względem ich klasyfikacji ze względu na moc maksymalną (oraz napięcie przyłączenia), jak i pakiet wymagań, które określa Rozporządzenie dla danego typu modułu wytwarzania, za zasadne uznano, aby sposób weryfikacji wymagań różnił się w zależności od typu modułu. Takie rozstrzygnięcie, w powiązaniu z możliwościami wykorzystania certyfikatów, umożliwiło szeroki sposób weryfikacji wymagań dla mniejszych modułów (typu A i B), opierając proces na certyfikatach, a w przypadku większych modułów (typu C i D) – na testach zgodności. W celu uniknięcia możliwości nierealizacji procesu weryfikacji wymagań albo utrudnień w jego prawidłowej realizacji, dopuszczono, iż dla modułów wytwarzania energii typu A i B w przypadku nieotrzymania odpowiedniego certyfikatu na wymaganą zdolność, wymaga się potwierdzenia spełnienia wymagań poprzez test zgodności realizowany w trybie uproszczonym. Testy zgodności w trybie uproszczonym, które charakteryzują się m.in. tym, iż nie ma konieczności opracowania szczegółowych programów testów zgodności i mogą one być przeprowadzane na podstawie opracowanych programów ramowych.

Z uwagi na fakt, iż dla modułów wytwarzania energii typu C i D określono w Rozporządzeniu szersze wymagania techniczne niż dla A i B, zdecydowano, iż proces weryfikacji spełnienia przez nie wymagań powinien bazować na pełnych testach zgodności. Tego typu testy charakteryzują się, w porównaniu do testów zgodności w trybie uproszczonym, m.in. ściśle określonymi wymaganiami w zakresie postępowania od strony organizacyjnej oraz proceduralnej w trakcie testów oraz koniecznością opracowania na podstawie ramowego programu, szczegółowego programu dla danego testu. Program szczegółowy musi uwzględniać uwarunkowania techniczne modułu wytwarzania energii oraz uwarunkowania po stronie właściwego operatora systemu i Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – KSE (grafiki obciążeń, termin i godziny przeprowadzenia testów) w terminie przeprowadzenia testu.

Szczegółowe zestawienie testowanych zdolności dla modułów wytwarzania typu A, B, C i D oraz sposobu weryfikacji wymagań Rozporządzenia przedstawia **tabela 1**.

→

Tabela 1. Wykaz zdolności dla modułów wytwarzania energii typu A, B ,C i D, dla których określono testy zgodności w celu potwierdzenia spełnienia wymogów

1 Typ PGM	2 Testy zgodności	3 Typ A	4 Typ B	5 Typ C	6 Typ D
Synchroniczne PGM					
LFSM-O	B, C, D	Test zgodności*	Test zgodności*	Test zgodności	Test zgodności
LFSM-U	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
FSM	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Regulacja odbudowy częstotliwości	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Zdolność do pracy na potrzeby własne	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Zdolność do generacji mocy biernej	C, D	-	Test zgodności	Test zgodności	Test zgodności
Tłumienie oscylacji mocy	-	-	-	-	Test zgodności
PPM					
LFSM-O	B, C, D	Test zgodności*	Test zgodności*	Test zgodności	Test zgodności
LFSM-U	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
FSM	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Regulacja odbudowy częstotliwości	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Możliwość regulacji mocy czynnej	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji napięcia	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji mocy biernej	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji współczynnika mocy	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Zdolność do generacji mocy biernej	C, D	-	Test zgodności*	Test zgodności	Test zgodności
Morskie PPM					
LFSM-O	B, C, D	Test zgodności*	Test zgodności*	Test zgodności	Test zgodności
LFSM-U	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
FSM	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Regulacja odbudowy częstotliwości	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Możliwość regulacji mocy czynnej	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji napięcia	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji mocy biernej	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji współczynnika mocy	C, D	-	-	Test zgodności	Test zgodności

Legenda:
Kolumna 1 – zawiera listę wymogów, dla których wymaga się weryfikacji zdolności poprzez testy zgodności;
Kolumna 2 – zawiera wykaz typów PGM, dla których wymagane w Rozporządzeniu jest wykonanie testu zgodności dla danego wymogu;
Kolumna 3 – 6 – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie wymagań odnośnie przeprowadzenia testów zgodności lub testów zgodności realizowanych w trybie uproszczonym dla odpowiedniego typu PGM;
* – Test zgodności realizowany w trybie uproszczonym

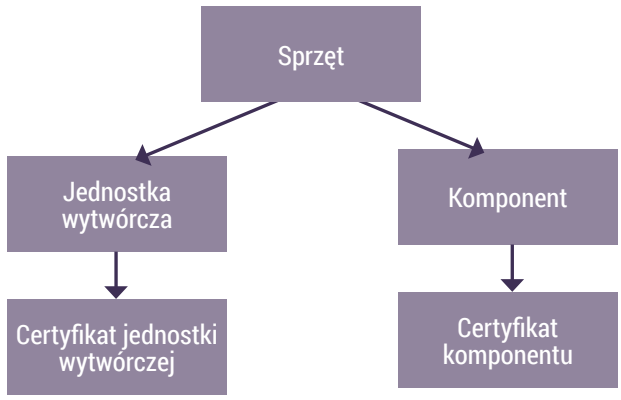
II. Rola certyfikatów w procesie weryfikacji wymagań

II.1. Uwarunkowania formalno-prawne Rozporządzenia

Zgodnie z postanowieniami Rozporządzenia, kompetencje do ustanowienia zasad wykorzystania certyfikatów sprzętu w procesie weryfikacji spełnienia wymogów kodeksu sieciowego zostały scedowane na poziomie krajowym na właściwego operatora systemu. Na podstawie Art. 41 ust. 3 lit. a), f) i g) właściwy operator systemu (właściwy OS) ma za zadanie opracować w okresie do 27 kwietnia 2019 r. warunki i procedury wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu w procesie przyłączania modułów wytwarzania energii do sieci. Dokument ma na celu określenie zasad wykorzystania certyfikatów w procesie przyłączania modułów wytwarzania energii do KSE, zgodnie z ramowymi zapisami samego Rozporządzenia. Zakłada się, że wykorzystanie certyfikatów w procesie przyłączania PGM do sieci, przyniesie wymierne korzyści operacyjne zarówno dla właściciela zakładu wytwarzania energii oraz właściwego operatora systemu i skutkować będzie uproszczeniem procesu przyłączania, przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniej jakości poszczególnych komponentów wchodzących w skład PGM oraz całej instalacji wytwórczej. Przedmiotowy dokument powinien uwzględniać także tzw. niewiążące wytyczne General guidance on compliance testing and monitoring (ENTSOE guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 06 March 2017), opracowane przez ENTSOE, na podstawie Art. 58 Rozporządzenia. W niewiążących wytycznych ENTSOE, przyjęto następującą klasyfikację certyfikatów sprzętu, wykorzystywanych w procesie weryfikacji spełnienia wymogów na etapie przyłączania PGM do KSE:

- Jednostka wytwórcza – najmniejszy zestaw urządzeń i instalacji, który jest w stanie generować energię elektryczną niezależnie (i samodzielnie) od innych jednostek rozmieszczonych w ramach modułu wytwarzania energii i/lub zakładu wytwarzania energii (np. w przypadku PPM typu farma wiatrowa, jest to pojedyncza turbina wiatrowa).
- Komponent – urządzenie, które jest częścią Jednostki wytwórczej i/lub modułu wytwarzania energii i/lub zakładu wytwarzania energii, niezbędne do zapewniania danej zdolności technicznej całego modułu wytwarzania energii.

Rysunek 2



Podstawowa klasyfikacja certyfikatów sprzętu według niewiążących wytycznych.

Przywołany w Rozporządzeniu certyfikat sprzętu oznacza dokument wydawany przez upoważniony podmiot certyfikujący dla sprzętu używanego w module wytwarzania energii. W certyfikacie sprzętu określa się zakres jego ważności na poziomie krajowym lub na innym poziomie, na którym wybiera się określoną wartość z zakresu dopuszczonego na poziomie europejskim.

Przywołany powyżej upoważniony podmiot certyfikujący oznacza podmiot wydający certyfikaty sprzętu, który otrzymał akredytację od krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiające wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na różnice w znaczeniu certyfikacji i akredytacji – certyfikacja jest potwierdzeniem przez stronę trzecią zgodności wyrobu, procesu lub usługi z wyspecyfikowanymi wymaganiami. Akredytacja natomiast jest formalnym uznaniem kompetencji jednostek oceniających zgodność do wykonywania działań zgodnie z odpowiednimi normami. Rozporządzenie 765/2008, które po raz pierwszy ustanawia ramy prawne dla usług akredytacyjnych świadczonych w Europie, zostało opracowane w związku ze wzrastającym uznawaniem akredytacji w infrastrukturze gospodarczej UE. Rozporządzenie to dotyczy funkcjonowania akredytacji jako wsparcia dla dobrowolnej oceny zgodności oraz oceny zgodności wymaganej przez przepisy prawne. Państwa członkowskie UE są zobowiązane do wyznaczenia jednej krajowej jednostki akredytującej do prowadzenia tej działalności. W Polsce funkcję tę pełni Polskie Centrum Akredytacji (PCA) [1]. Zgodnie z Art. 11 Rozporządzenia 765/2008, akredytacja daje domniemanie zgodności, tj. certyfikaty, sprawozdania i świadectwa wydawane przez jednostki akredytowane mogą być uznawane we wszystkich państwach członkowskich UE. Zatem, co do zasady, certyfikaty wydawane przez akredytowane, europejskie jednostki certyfikujące powinny być honorowane przez krajowych operatorów systemu w zakresie wymogów technicznych określonych w Rozporządzeniu, o ile zastosowanie certyfikatu w odniesieniu do danego wymogu zostało przewidziane przez operatora systemu w opracowywanym przez niego dokumencie warunków i procedur wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu.

II.2. Rola certyfikatów w procesie weryfikacji wymagań – Normy systemowe dotyczące certyfikacji serii PN/EN IEC 17xxx

Należy zwrócić uwagę, że przy tak skonstruowanych zapisach Rozporządzenia, istnieje duże prawdopodobieństwo braku unifikacji i standaryzacji zasad wy- →

korzystania certyfikatów na poziomie Unii Europejskiej, a nawet na poziomie kraju. Podmiotami upoważnionymi do opracowania zasad wykorzystania certyfikatów są poszczególni operatorzy systemów, zatem na poziomie kraju, każdy z operatorów systemu, także dystrybucyjnego, może posiadać własne zasady wykorzystania certyfikatów, co zarówno dla podmiotów przyłączanych oraz rynku certyfikacji nie jest korzystnym rozwiązaniem. Dodatkowo, biorąc pod uwagę szeroki zakres ramowych wymogów Rozporządzenia oraz ich ogólnikowy charakter, nawet przy uwzględnieniu niewiążących wytycznych, rozstrzygnięcia dotyczące zakresu wykorzystania certyfikatów podejmowane na poziomie danego kraju czy też operatora systemu mogą się różnić diametralnie i to w zakresie fundamentalnych kwestii, np. czy dostarczenie certyfikatu przez właściciela zakładu do operatora systemu będzie obowiązkowe, czy będzie to prawo właściciela na jego wykorzystanie. Nie jest to czynnikiem sprzyjającym dla otwarcia szeroko rozumianego rynku elektroenergetycznego w Unii Europejskiej oraz kreowania rynku certyfikacji sprzętu instalowanego w instalacjach wytwórczych.

Innym zidentyfikowanym ryzykiem, jest pojawienie się na rynku europejskim mało wiarygodnych certyfikatów, wydawanych przez podmioty akredytowane, zgodnie i w trybie wynikającym z Rozporządzenia 765/2008 i konieczność ich akceptacji, zgodnie z zasadą domniemania zgodności opisaną powyżej, na poziomie krajowym. Niewiarygodność danego certyfikatu wydawanego przez jednostką certyfikującą może być efektem przyjęcia mało wiarygodnej metody sprawdzenia spełnienia danego wymogu. Metoda sprawdzenia może zostać narzucona, ale zwykle jest ona określana przez jednostkę certyfikującą, najczęściej bazując na obowiązujących normach i standardach, i zawarta w dokumencie zwanym programem certyfikacji [3], podlegającym przedłożeniu do jednostki akredytującej. Ryzyko to jest tym większe, że nowe kodeksy sieciowe w niektórych obszarach nie są zgodne z normami i standardami technicznymi organizacji standaryzujących IEC, CENELEC. Dlatego nie ma aktualnych norm i standardów, na które jednostki certyfikujące mogłyby się powołać w przyjętej metodzie sprawdzenia. Dlatego metody sprawdzenia, co do zasady, będą różne i od rzetelności danej firmy certyfikującej zależeć będzie wiarygodności i wartość certyfikatu. Czy można przed tym ryzykiem się uchronić lub je zminimalizować? Można, opracowując i narzucając jednostkom certyfikującym własny program certyfikacji, który zawiera w szczególności opis metody sprawdzenia wymogu i jest obowiązkową częścią certyfikacji wyrobów wg PN-EN ISO/IEC17065 oraz podlega przedłożeniu do jednostki akredytującej w procesie uzyskiwania akredytacji.

W takim przypadku właścicielem programu certyfikacji, w rozumieniu PN-EN ISO/IEC17065 mógłby być pojedynczy operator systemu, co nie jest wskazanym i prawdopodobnym rozwiązaniem lub grupa operatorów, wskutek czego obowiązywałby jeden program certyfikacji na kraj, np. Polskę.

Konsekwencją przyjęcia takiego modelu byłoby:

- na poziomie krajowym akceptowanie przez operatorów systemu certyfikatów wydanych wyłącznie na podstawie unikatowego programu certyfikacji;
- jednostki certyfikujące w Unii Europejskiej musiałyby uzyskać akredytacje krajowych jednostek akredytujących w oparciu o narzucony program certyfikacji;
- certyfikaty wydane na podstawie innych programów certyfikacji nie byłyby uznawane na rynku polskim;
- eliminacja z rynku krajowego mało wiarygodnych certyfikatów, tzw. „certyfikatów śmieciowych";
- w okresie przejściowym pojawiłoby się ryzyko braku dostępności certyfikatów zgodnych z narzuconym programem certyfikacji (konieczne wdrożenie rozwiązań przejściowych).

Należy jednak pamiętać, że na autorze programu certyfikacji (w nomenklaturze pojęciowej normy PN-EN ISO/IEC17065 zwanym właścicielem programu certyfikacji) ciąży odpowiedzialność za jego poprawność i zarządzenie, tj. dokonuje jego aktualizacji, wydaje interpretację i wytyczne, jeśli takowe będą niezbędne, dokonuje okresowego przeglądu, śledzi zmiany w obowiązujących normach i standardach. Pytaniem otwartym pozostaje, czy realizacja tych zadań leży w kompetencjach operatora systemu, tym bardziej, że program certyfikacji reguluje wiele innych zagadnień merytorycznych, niż tu przedstawiono.

Rozwiązaniem alternatywnym do opracowania własnego programu certyfikacji jest określenie wytycznych do jego opracowania. W przypadku ich nie uwzględnienia w programach certyfikujących jednostek wydających certyfikat, certyfikat taki, nawet mając na uwadze przywołaną powyżej zasadę domniemania, będzie mógł być nie zaakceptowany przez operatora systemu.

Docelowo, najlepszym rozwiązaniem byłoby opracowanie na poziomie europejskim przez jedną z organizacji standaryzującej, nowych norm, w którym zostałyby określone sposoby weryfikacji spełnienia wymogów kodeksu sieciowego, do których odwoływałyby się programy certyfikacji opracowywane przez jednostki certyfikujące działające w Unii Europejskiej. W ten sposób dopuszczone byłyby różne programy certyfikacji, ale ich jakość byłaby zagwarantowana na bezpiecznym poziomie, poprzez odwołanie do norm i standardów powszechnie obowiązujących.

II.3. Ramowe zapisy Rozporządzenia dotyczące wykorzystania certyfikatów

II.3.1. Certyfikaty vs testy i symulacje zgodności

Rozporządzenia Komisji UE 2016/631 przewiduje wykorzystanie certyfikatów do zastąpienia w całości lub w części:

- symulacji zgodności,
- testów zgodności,

przewidzianych do realizacji przez właściciela zakładu wytwarzania, we współpracy z właściwym operatorem systemu, na etapie przyłączania nowego modułu wytwarzania do sieci. Na stronie obok pokazano wykaz symulacji i testów zgodności, wymaganych dla poszczególnych typów modułów wytwarzania, które mogą być zastąpione certyfikatami, o ile taką decyzję zostanie podjęta przez właściwego operatora systemu.

Tabela 2. Wykaz symulacji i testów zgodności dla synchronicznych PGM (SY PGM)

Synchroniczne PGM						
1 Wymóg	2 Testy zgodności	3 Symulacje zgodności	4 Typ A	5 Typ B	6 Typ C	7 Typ D
LFSM-O	B, C, D	B, C, D	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
LFSM-U	C, D	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
FSM	C, D	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Regulacja odbudowy częstotliwości	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Zdolność do rozruchu autonomicznego	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Zdolność do pracy na potrzeby własne	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Zdolność do generacji mocy biernej	C, D	C, D	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat sprzętu**	Certyfikat – decyzja OS
FRT	-	B, C, D	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Pozwarciowe odtworzenie mocy czynnej	-	B, C, D	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Praca wyspowa	-	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Tłumienie oscylacji mocy	-	D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS

Wyjaśnienia do tabel:
- „Certyfikat – decyzja OS" – dla danego wymogu Rozporządzenia, właściwy operator systemu może dopuścić lub wymagać zastąpienia testu zgodności i/lub symulacji zgodności przez certyfikat sprzętu
- "–„ dla danego wymogu Rozporządzenie nie przewiduje weryfikacji zdolności przez test zgodności lub symulacje zgodności

Tabela 3. Wykaz symulacji i testów zgodności dla synchronicznych modułów parku energii (PPM)

PPM						
1 Wymóg	2 Testy	3 Symulacja	4 Typ A	5 Typ B	6 Typ C	7 Typ D
LFSM-O	B, C, D	B, C, D	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
LFSM-U	C, D	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
FSM	C, D	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Regulacja odbudowy częstotliwości	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Możliwość regulacji mocy czynnej	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Regulacja napięcia	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Regulacja mocy biernej	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Regulacja współczynnika mocy	C, D	-	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Szybki prądu zwarciowy	-	B, C, D	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
FRT	-	B, C, D	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Pozwarciowe odtworzenie mocy czynnej	-	B, C, D	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Praca wyspowa	-	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS
Zdolność do generacji mocy biernej	C, D	C, D	-	-	Certyfikat – decyzja OS	Certyfikat – decyzja OS

→

Zgodnie z zapisami Rozporządzenia, zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu zgodności lub symulacji zgodności, właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu. Dokonując bezpośredniej interpretacji tego zapisu, można by wyciągnąć wniosek, że wykorzystanie certyfikatu ma charakter dobrowolny i wyłącznie od właściciela zakładu wytwarzania zależy czy certyfikaty zostaną przedłożone w procesie weryfikacji spełnienia wymogów. Taka interpretacja jest niespójna z niewiążącymi wytycznymi ENTSOE, wydanymi na podstawie Rozporządzenia. Stwierdza się w nich, że dla jednostek typu B, C, D certyfikaty sprzętu mogą być wykorzystane przez właściciela zakładu wytwarzania, w miejsce symulacji lub testów zgodności, ale wyłącznie, jeśli to będzie dopuszczone w zasadach wykorzystania certyfikatów, opracowanych przez właściwego operatora. Dodatkowo należy zauważyć, że nie jest wykluczone, postanowieniami Rozporządzenia, jednoczesne zastosowania do weryfikacji danego wymogu certyfikatu sprzętu, który wchodzi w skład jednostki wytwórczej oraz testu i/lub symulacji zgodności, w celu weryfikacji danego wymogu dla całego modułu wytwarzania. W dużym stopniu zależeć to może od technologii wytwarzania. Przykładowo zdolność do LFSM (zmiany mocy w funkcji częstotliwości, zgodnie z charakterystyką statyczną P=f(f)) na małej instalacji fotowoltaicznej będzie zaimplementowana i realizowana przez pojedynczy komponent – konwerter, dlatego certyfikat dla konwertera powinien być wystarczający dla potwierdzenia spełnienia tej zdolności przez cały moduł wytwarzania energii. W odniesieniu do konwencjonalnych, cieplnych modułów wytwarzania energii, potwierdzenie tej zdolności (LFSM) wyłącznie poprzez certyfikat wydany dla danego urządzenia jest w praktyce niemożliwe ze względu na złożoność procesu regulacji, która zależy nie tylko od poszczególnych komponentów, ale niezwykle ważne jest zapewnienie (i sprawdzenie) współpracy tych urządzeń w ramach nadrzędnego układu regulacji w ramach całego modułu wytwarzania. W takim przypadku certyfikat nie zastępuje testu zgodności, ale jest dokumentem uzupełniającym do testu zgodności.

II.3.2. Rola certyfikatów w procesie weryfikacji wymagań – certyfikaty vs inne wymogi techniczne nie objęte weryfikacją testem lub symulacją zgodności

Jak już wskazano powyżej, zamiast realizowania testu lub symulacji zgodności, właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikat, o ile będzie to zgodne z warunkami i procedurami dotyczącymi wykorzystania certyfikatów sprzętu opracowanymi przez właściwego operatora systemu.

Zadajmy sobie pytanie, czy Rozporządzenie dopuszcza, aby operator systemu mógł wymagać od właściciela zakładu wytwarzania dostarczenia certyfikatu do weryfikacji spełnienia innych wymogów niż te które mają, co do zasady, być potwierdzane testem zgodności lub symulacją zgodności? Bezpośrednio nie znajdziemy klauzuli regulującej tę kwestię w zapisach Rozporządzenia, natomiast istotna jest logika jego zapisów. Art. 30 Rozporządzenia określa zawartość dokumentu pozwolenia na użytkowanie dla modułów wytwarzania energii typu A. Przypomnijmy, są to jednostki o mocy 0,8 kW i powyżej do maksymalnie 1 MW (w Polsce, zgodnie z decyzją URE, jest to 200 kW). Dla tego typu modułów ustawodawca nie przewidział do realizacji żadnych testów lub symulacji zgodności, w procesie weryfikacji spełnienia wymogów na etapie przyłączania nowego źródła do systemu. Pomimo tego, wskazano certyfikaty sprzętu jako jedną z grup dokumentów, która może lub ma być wykazana w pozwoleniu na użytkowanie przedkładanym do operatora systemu w przypadku, gdy są wykorzystywane jako część dowodu zgodności.

Zatem zakres stosowania certyfikatu nie jest ograniczony przez ustawodawcę wyłącznie do potencjalnego zastępowania nimi testów i symulacji zgodności. Właściwy operator systemu może dodatkowo przewidzieć wykorzystanie certyfikatów do weryfikacji spełnienia wymogów wynikających z Rozporządzenia innych niż te, które mają, co do zasady, być potwierdzane testem zgodności lub symulacją zgodności. Ta interpretacja jest zgodna z niewiążącymi wytycznymi ENTSOE, w których nakreślono pewną koncepcję wykorzystania certyfikatów. Ze względu na masowość skali przyłączeń, uzasadnione jest wykorzystywanie certyfikatu do weryfikacji spełnienia wymogów szczególności dla modułów wytwarzania typu A. Dla tego typu modułów wytwarzania certyfikaty, co do zasady, mają być wykorzystywane, w przeciwieństwie do większych modułów np. typu D (tj. o mocy pow. 75 MW lub przyłączonych do sieci 110 kV i pow.), dla których certyfikaty mogą być wykorzystane w procesie wydania zgody na pracę w systemie.

Podejście takie wydaje się całkowicie uzasadnione. Analizując zakres podstawowych wymagań określonych w Rozporządzeniu dla modułów wytwarzania energii typu A racjonalne wydaje się rozważenie wykorzystania certyfikatu sprzętu dla weryfikacji wymagania utrzymania się w pracy w wymaganym zakresie częstotliwości pracy poszczególnych komponentów wrażliwych na parametry częstotliwościowe, np.: turbiny, generatora, konwertera w torze wyprowadzenia mocy PPM. Każdy z tych komponentów mógłby posiadać certyfikat, wydawany przez jednostkę certyfikującą, na podstawie badania typu wyrobu na poziomie produkcji u producenta.

II.3.3. Problem okresu przejściowego

W okresie bezpośrednio po 27 kwietnia 2019 r., gdy przepisy Rozporządzenia będą miały zastosowanie, istnieje ryzyko braku dostępności certyfikatu na rynku. Wynikać to może z kilku powodów – braku akredytowanych jednostek certyfikujących, koniecznością rozszerzenia zakresu posiadanych akredytacji, czasu wymaganego na przygotowanie programu certyfikacji. Mogłoby to wpłynąć negatywnie na proces przyłączania wytwórców do sieci, dlatego należałoby przewidzieć pewien okres przejściowy, w trakcie którego właściciel zakładu wytwarzania miałby możliwość zastosowania, w miejsce certyfikatu innego mechanizmu do weryfikacji spełnienia wymogu. Zależnie od rodzaju wymogu, można rozważyć zastosowanie następujących metod alternatywnych:

- dopuścić w miejsce certyfikatu, przedłożenie deklaracji zgodności składaną przez dostawcę, w rozumieniu PN-EN ISO/IEC 17050-1 potwierdzającą spełnienie wymogów, lub
- wykonanie testów zgodności i symulacji zgodności określonych bezpośrednio w Rozporządzeniu, lub innych testów obiektowych wskazanych przez operatora systemu.

Określenie alternatywnych metod weryfikacji spełnienia wymogów w okresie przejściowym wykracza poza ramy prawne Rozporządzenia, ale nie ustanowienie ich przez operatorów systemu mogłoby nieść daleko idące negatywne konsekwencje.

Podsumowanie

Z uwagi na fakt, iż Rozporządzenie określa wymagania także dla modułów wytwarzania energii o mocy powyżej 0,8 kW oraz szacowaną bardzo duża skalę ich przyłączeń do KSE w najbliższych latach, szczególnie ważne staje się sprawne i skuteczne weryfikowanie spełnienia przez źródła wytwórcze postawionych im wymagań. Rozporządzenie nadaje rolę OSD (większość przyłączanych jednostek wytwórczych będzie typu A, B) zasadne byłoby posiadanie jednolitych w skali kraju zasad weryfikacji spełnienia wymagań oraz obszarów niezbędnej współpracy pomiędzy OSP i OSD celem koordynacji działań w obszarze zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Rozporządzenie wprowadza nowy mechanizm weryfikacji spełnienia wymogów poprzez wykorzystanie certyfikatów, których rola będzie szczególnie istotna dla odnawialnych źródeł przyłączanych do sieci niskiego i średniego napięcia. Wraz z rosnącym udziałem źródeł odnawialnych, co do zasady, rozproszonych i małych, certyfikaty mogą stać się podstawową metodą do zapewnienia odpowiedniego standardu i jakości instalowanego sprzętu w ramach źródła wytwórczego na poziomie nie tylko krajowym, ale i europejskim. Aby tak się stało, w ślad za nowymi regulacjami unijnymi, określającymi na poziomie rozporządzeń unijnych wymogami dla podmiotów przyłączanych do sieci elektroenergetycznej, powinno nastąpić dostawanie obowiązujących już norm i standardów PN/EN/IEC oraz opracowanie nowych, do których jednostki certyfikujące mogłyby się odwoływać w swoich programach certyfikacji i procedurach sprawdzających. Zapewniłoby to większą równoważność certyfikatów wydawanych przez różne jednostki certyfikujące działające na terenie poszczególnych krajów Unii Europejskie, co wpłynęłoby na powszechność ich zastosowania w procesie weryfikacji spełnienia wymogów technicznych. Korzyść byłaby obopólna, zarówno dla operatorów systemu oraz dla inwestorów, gdyż większa powszechność certyfikatów to mniejszy zakres testów obiektowych, przy odpowiedniej jakości i niezawodności poszczególnych komponentów modułu wytwarzania, co bezpośrednio wpływa na poziom bezpieczeństwa całego systemu elektroenergetycznego.

Piśmiennictwo

[1] *Rozporządzenia Komisji UE 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci* Informacja dla administracji państwowej i władz publicznych, materiał informacyjny PCA

[2] PN-EN/ISO/IEC 17065 :2013-03 – *Ocena zgodności – Wymagania dla jednostek certyfikujących wyroby, procesy i usługi*;

[3] PN-EN/ISO/IEC 17067 :2014-01 – *Ocena zgodności – Podstawy certyfikacji wyrobów oraz wytyczne dotyczące programów certyfikacji wyrobów*;

[4] PN-EN ISO/IEC 17020 :2012 – *Ocena zgodności – Wymagania dotyczące działania różnych rodzajów jednostek przeprowadzających inspekcję*;

[5] PN-EN 61400-21 :2009 – *Turbozespoły wiatrowe – Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej*;

[6] PN-EN ISO/IEC 17050-1: *Ocena zgodności – Deklaracja zgodności składana przez dostawcę – Część 1: Wymagania ogólne*;

[7] *ENTSOE guidance document for national implementation for network codes on grid connection*, 06 March 2017

→

English summary

The role of certificates and on-site tests in verification of compliance with the Network Code requirements for the connection of generating units to the grid, based on EU Commission Regulation 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for connecting generating units to the network

The article explains the provisions of the network code Regulation of the EU Commission 2016/631 of 14 April 2016 establishing network code on requirements for grid connection of generators to and identifies technical and legal determinants related to his implementation at the national level. The scope of this regulation was presented in general way with special focus on the role on onsite tests and the certificates in the compliance process based on General guidance on compliance testing and monitoring, ENTSOE guidance document for national implementation for network codes on grid connection, dated 06 March 2017 elaborated by ENTSOE.

In reference to selected technical requirements specified in the Regulation for generation units, the now existing practice of confirming the fulfillment of requirements was presented and assessed in the context of the possibility of its further use within the frames given in Regulation. Particular attention is paid to the role of equipment certificates in the process of verification of compliance of generating units connected to the network and the procedure for performing compliance on-site tests. The problem of inconsistency of international standards with requirements specified in Regulation have been signaled as the factor which hinders the implementation process of Regulation on national level. ■

mgr Andrzej Ceglarz,
Renewables Grid Initiative
i Techniczny Uniwersytet
w Monachium

Współpraca między operatorami sieci przesyłowych a organizacjami pozarządowymi na przykładzie Renewables Grid Initiative

„Jeśli chcesz iść szybko, idź sam.
Jeśli chcesz dojść daleko, idźcie razem."[1]

Streszczenie

Od początku XXI wieku sektor elektroenergetyczny dynamicznie się zmienia. Złożoność wyzwań związanych ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, rozwojem nowych technologii, pojawieniem się nowych aktorów na rynku energetycznym czy z rosnącą świadomością społeczną dotyczącą ochrony środowiska wymaga nowych rozwiązań w zakresie współpracy pomiędzy operatorami sieci przesyłowych i organizacjami pozarządowymi z całej Europy.

1. Wstęp[2]

Na przełomie 2008 i 2009 roku trzy nakładające się na siebie i powiązane elementy zmieniły dotychczasowe zasady funkcjonowania podmiotów przemysłowych związanych z elektroenergetyką, otwierając jednocześnie nowe możliwości do wspólnego działania. Po pierwsze, pod koniec 2008 roku został przyjęty unijny Pakiet energetyczno-klimatyczny, ze swoimi flagowymi celami „20-20-20"[3]. Jeden z nich – osiągnięcie 20 proc. udziału energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii (OZE) do 2020 roku – znacząco wpłynął na krajowe plany ekspansji i systemy wsparcia technologii OZE w wielu państwach członkowskich, co przełożyło się na zmianę krajobrazu energetycznego w tych krajach. Po drugie, równolegle wszedł w życie trzeci pakiet energetyczny Unii Europejskiej, zakładający m.in. oddzielenie działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej (tzw. unbundling) [1]. Efektem było powstanie nowych podmiotów prawnych posiadających i eksploatujących sieci elektroenergetyczne najwyższego i wysokiego napięcia, jak na przykład PSE w Polsce, 50Hertz w Niemczech, czy Terna we Włoszech. Po trzecie, przybrało na sile zjawisko zorganizowanego sprzeciwu wobec rozpoczętych lub planowanych działań inwestycyjnych ze strony społeczności lokalnych [zob. np. 2–4], wspieranych przez organizacje pozarządowe, ukierunkowane środowiskowo oraz społecznie.

Między innymi dzięki szeroko przyjętemu konsensusowi politycznemu dotyczącego nowo przyjętych celów OZE organizacje pozarządowe nie stawiały już pytania, czy transformacja energetyczna ukierunkowana na ochronę klimatu jest w ogóle możliwa. Zamiast tego mogły skoncentrować się na sposobie przeprowadzenia transformacji. Część organizacji pozarządowych

---

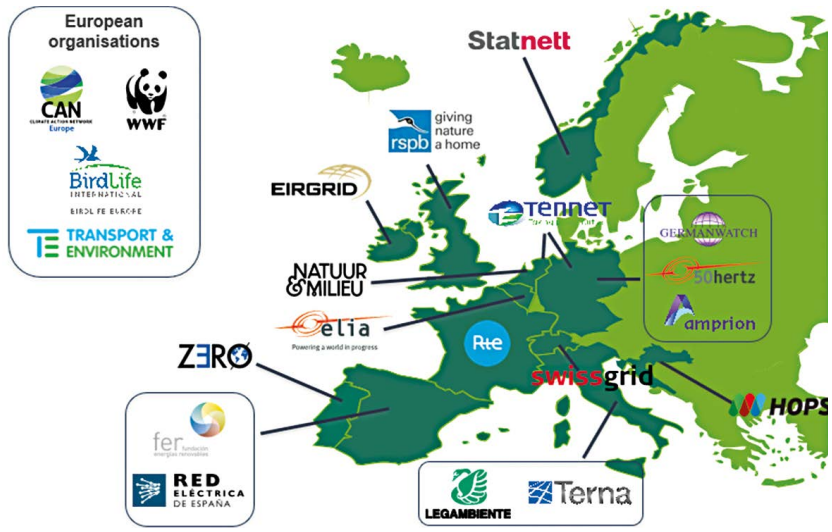
[1] Afrykańskie przysłowie.

[2] W przygotowaniu tego artykułu korzystałem z rozdziału pt.: „The power of collaboration: the case of the Renewables Grid Initiative" autorstwa A. Battaglini, T. Schneider i swojego własnego, z książki: „Energy Transition Europe: Actors, Factors, Sectors". 2019. (eds.) Nies, S. & Schmitt von Sydow, H., Claeys & Casteels: Deventer.
Chciałbym podziękować Stephanie Bätjer za konstruktywne dyskusje i pomoc nad kształtem tego artykułu oraz Urszuli Papajak i Sewerynowi Chwałkowi oraz redaktorom „Elektroenergetyki" za cenne komentarze do wcześniejszej wersji tego artykułu.

[3] Pakiet energetyczno-klimatyczny zakłada m.in. redukcję o 20 proc. emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomu emisji z 1990 r., wzrost do 20 proc. udziału OZE i zwiększenie o 20 proc. efektywności energetycznej.

→

Rysunek 1



Członkowie Renewables Grid Initiative e.V.

zdała sobie sprawę, że systematyczny rozwój odnawialnych źródeł energii jest możliwy jedynie przy równoległym rozwoju infrastruktury sieciowej. Mimo to na poziomie lokalnym rozbudowa sieci wysokiego napięcia w dalszym ciągu spotykała się z nieprzychylnym odbiorem organizacji pozarządowych. Wynikało to m.in. z przekonania o negatywnym wpływie sieci elektroenergetycznych na środowisko naturalne oraz nieprzejrzystych procedur planowania i podejmowania decyzji. Protesty wspieranych przez organizacje pozarządowe społeczności lokalnych przeciwko infrastrukturze sieciowej potrafiły doprowadzać do 10- czy, w skrajnych przypadkach, nawet do 20-letnich opóźnień w procesach inwestycyjnych. Przykładami tak opóźnionych projektów są: połączenie Baixas-Santa Llogaia pomiędzy Francją a Hiszpanią, połączenie Udine Ovest-Okroglo pomiędzy Włochami a Słowenią, czy połączenie pomiędzy miejscowościami Sima i Samnager w zachodniej Norwegii. Skala oraz intensywność lokalnych protestów okazała się poważnym problemem dla nowych operatorów sieci. Co istotne, podmioty te przeważnie „odziedziczyły" projekty swoich poprzedników – głównie dużych przedsiębiorstw energetycznych.

Nowa sytuacja wymagała zmiany podejścia zarówno od operatorów sieci, jak i od organizacji pozarządowych ukierunkowanych środowiskowo oraz społecznie. Pojawiła się możliwość współpracy na innych niż dotychczas zasadach. Jednocześnie powstała potrzeba bardziej efektywnej współpracy między operatorami i trzecim sektorem. Jedną z odpowiedzi na te wyzwania było powołanie Renewables Grid Initiative (RGI) – płaszczyzny łączącej operatorów i organizacje pozarządowe oraz umożliwiającej im dialog dotyczący sposobu wspierania i realizacji polityki klimatycznej i energetycznej.

Ambicją powstałego środowiska było m.in. znalezienie odpowiedzi na pytania:

- Jak możemy zwiększyć akceptację społeczną dla inwestycji w nowe linie przesyłowe w procesie transformacji energetycznej?
- Jak możemy zminimalizować wpływ nowych linii wysokiego napięcia na środowisko naturalne?
- Jak wspólnie budować stanowisko uzasadniające potrzebę budowania nowych linii przesyłowych?

Czterema pierwszymi pionierskimi organizacjami, które podjęły to wyzwanie, były organizacje pozarządowe Germanwatch i WWF International oraz dwaj niemieccy operatorzy sieci 50Hertz i TenneT. Inicjatorką rozpoczęcia współpracy tych instytucji była Antonella Battaglini[4], zajmująca się badaniem zmian klimatu i energetyką oraz aktywistka społeczna.

Czym jest RGI?

Renewables Grid Initiative jest stowarzyszeniem non-profit założonym w lipcu 2009 roku i zarejestrowanym w Niemczech. Obecnie (czerwiec 2019) członkami RGI jest 21 organizacji, zarówno operatorów sieci, jak i organizacji pozarządowych, wywodzących się z dwunastu europejskich krajów, przy czym cztery organizacje pozarządowe mają zasięg ogólnoeuropejski. Członkowie RGI wymienieni są poniżej, a ich zasięg geograficzny przedstawiony jest na **rys. 1**.

Operatorzy sieci: Elia (Belgia), HOPS (Chorwacja), RTE (Francja), Red Eléctrica (Hiszpania), TenneT (Holandia), EirGrid (Irlandia), 50Hertz, Amprion, TenneT (Niemcy), Statnett (Norwegia), Swissgrid (Szwajcaria), Terna (Włochy);

Organizacje pozarządowe: BirdLife Europe, Climate Action Network (CAN) Europe, Fundación Renovables (Hiszpania), Germanwatch (Niemcy), Legambiente (Włochy), Natuur&Milieu (Holandia), the Royal Society for the Protection of Birds (RSPB) (Wielka Brytania), Transport & Environment, WWF International, ZERO (Portugalia).

Wszyscy członkowie RGI mają równe prawa głosu, a najwyższym organem decyzyjnym jest Zgromadzenie Walne. Sze-

[4] A. Battaglini jest Dyrektor Zarządzającą RGI, a dodatkowo zajmuje pozycje eksperckie w międzynarodowych gremiach zajmujących się tematyką energetyczną: od marca 2016r. jest członkiem Grupy Eksperckiej Komisji Europejskiej ds. celów w zakresie międzysystemowych połączeń elektroenergetycznych, natomiast w latach 2014–2016 była członkiem eksperckim Światowej Rady Agendy Energii Elektrycznej w sprawie przyszłości elektryczności przy Światowym Forum Ekonomicznym (WEF). Za jej zaangażowanie na rzecz zrównoważonej przyszłości energetycznej i zwalczania zmian klimatycznych w 2015 r. została uznana za jedną z pięciu Globalnych Liderów Tällberga. A. Battaglini od 2001 r. jest pracownikiem naukowym w Poczdamskim Instytucie Badań nad Wpływem Zmian Klimatycznych (PIK), gdzie ze swoim zespołem opracowała koncepcję SuperSmart Grid (SSG): podejście mające na celu pogodzenie różnych strategii integrujących odnawialne źródła energii do systemu energetycznego.

ściu członków (trzech spośród operatorów sieci i trzech spośród organizacji pozarządowych) wchodzi w skład Zarządu, który jest organem decyzyjnym działającym w imieniu Zgromadzenia Walnego. Aby zapewnić efektywną współpracę członków organizacji, zdecydowano się na model zarządzania często stosowany w organizacjach w trzecim sektorze. Sekretariat RGI, z siedzibą w Berlinie, zarządza i koordynuje wszystkimi działaniami RGI.

2. Jak współpracować: proces uczenia się

Współpraca tak różnych podmiotów – organizacji pozarządowych, które są ambasadorami społeczeństwa obywatelskiego i operatorów systemów przesyłowych reprezentujących przemysł, a często także sektor publiczny – wiązała się z wieloma wyzwaniami. Chociaż członków RGI łączyły te same nadrzędne cele, jak realizacja inwestycji sieciowych w jak najbardziej efektywny kosztowo i środowiskowo sposób, przy jednoczesnej współpracy ze społecznościami lokalnymi, to narracje i źródła, na których były one oparte, znacznie się różniły. Aby stworzyć wspólną podstawę i punkt odniesienia do dalszej współpracy, organizacje członkowskie zobowiązały się do opracowania tekstu, który obejmowałby ogólne zasady działania w przyszłości. Prace nad finalnym kształtem tekstu trwały ponad rok. Ostatecznie, w listopadzie 2011 roku, koalicja 29 organizacji pod przewodnictwem RGI podpisała Europejską Deklarację w Sprawie Rozwoju Sieci Elektroenergetycznych i Ochrony Przyrody (The European Grid Declaration on Electricity Network Development and Nature Conservation) [5]. Dokument ten skupia się głównie na zasadach dotyczących ochrony bioróżnorodności oraz ekosystemów w kontekście rozwoju linii elektroenergetycznych, ale w swoim zakresie nie obejmuje aspektów oddziaływania na zdrowie ludzkie i kwestii dotyczących wpływu infrastruktury energetycznej na krajobraz. Deklaracja ta wspiera dalszy rozwój i integrację odnawialnych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego, w tym również energii elektrycznej pochodzącej z morskich farm wiatrowych (do której potrzebne są specjalne kable morskie), przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i integracji europejskich rynków energetycznych. Sygnatariusze Deklaracji zgadzają się co do potrzeby dzielenia się wiedzą i rozwoju działań mających na celu minimalizowanie negatywnych konsekwencji rozwoju linii elektroenergetycznych na bioróżnorodność i środowisko naturalne, zgodnie z wytycznymi zawartymi w konkretnych dokumentach unijnych, jak na przykład Dyrektywa 2009/147/WE w sprawie ochrony dzikiego ptactwa [6] czy Dyrektywa 2008/56/WE ustanawiająca ramy działań Wspólnoty w dziedzinie polityki środowiska morskiego (Dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej) [7]. Dodatkowo, Deklaracja wspiera transparentność działań operatorów sieci, nawołuje do wspólnego uczenia się na podstawie wymiany praktyk oraz zdobytych doświadczeń i zobowiązuje do przeprowadzania w sposób rzetelny ocen oddziaływania na środowisko (Environmental Impact Assessments). Obecnie sygnatariuszami tej Deklaracji jest 37 organizacji z całej Europy.

Kolejnym krokiem służącym do opracowania zasad wspólnego działania były prace nad zestawem reguł określających kwestie uczestnictwa obywateli i społeczeństwa obywatelskiego w procesach podejmowania decyzji, które zakończyły się w grudniu 2012 roku podpisaniem Europejskiej Deklaracji w Sprawie Transparentności i Partycypacji Publicznej (The European Grid Declaration on Transparency and Public Participation) [8]. Dokument ten stanowi uzupełnienie Deklaracji podpisanej rok wcześniej, a swój środek ciężkości przesuwa na cele związane z poprawą akceptacji społecznej nowych linii elektroenergetycznych poprzez zwiększanie przejrzystości działań w kontekście podejmowanych decyzji oraz poprzez umożliwianie obywatelom uczestnictwa w całym procesie związanym z prowadzeniem inwestycji. Sygnatariusze tego dokumentu zobowiązują się m.in. do zapewnienia interesariuszom dostępu do informacji, dzięki której mogliby oni swobodnie formować i wyrażać swoje zdanie, czy do tworzenia możliwości dialogu i formalnego procesu konsultacji społecznych od najwcześniejszych możliwych etapów procesów decyzyjnych i inwestycyjnych. Dodatkowo, podobnie jak w przypadku Deklaracji dotyczącej ochrony przyrody, dokument ten uznaje wartość wspólnego uczenia się w celu udoskonalania wspólnych przedsięwzięć i wysiłków poprzez:

- opracowywanie, aktualizowanie, wymianę i wdrażanie wytycznych dotyczące najlepszych praktyk;
- monitorowanie implementacji w zakresie nieustannego uczenia się;
- współtworzenie europejskich wytycznych związanych z najlepszymi praktykami.

Warto wspomnieć, że w chwili pisania tego artykułu trwały prace na ostateczną treścią kolejnego dokumentu tworzonego pod szyldem RGI – Europejskiej Deklaracji w Sprawie Ochrony Środowiska Morskiego (The European Marine Grid Declaration). Deklaracja ta ustanawia zasady ramowe, będące wytycznymi dla jej sygnatariuszy w ich wysiłkach na rzecz unikania, minimalizowania i – w miarę możliwości – eliminowania negatywnego wpływu na ekosystemy i bioróżnorodność morską, wynikającego z rozwoju sieci i kabli elektroenergetycznych w środowisku morskim. Celem Deklaracji jest zapewnienie jasności i wsparcia, spójnego, skutecznego i wydajnego planowania procesów decyzyjnych w zakresie infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej w środowisku morskim, niezbędnego do dalszej integracji wytwarzania energii odnawialnej, a tym samym osiągnięcia celów w zakresie ochrony klimatu i polityki energetycznej. Deklaracja ta została przyjęta 19 marca 2019 roku podczas PCI Energy Days zorganizowanych przez Komisję Europejską, a PSE również są jej sygnatariuszem.

Podstawowe działania RGI w kolejnych latach po podpisaniu dwóch pierwszych Deklaracji, koncentrowały się wokół pytania, w jaki sposób zasady w nich →

określone mogą być wdrażane w sposób najbardziej efektywny w konkretnych projektach rozwoju sieci elektroenergetycznych. Istotnym elementem w tym procesie było poszukiwanie wspólnego języka opisującego trwającą współpracę i jej czynniki napędzające, co skutkowało regularnym uczestnictwem poszczególnych członków RGI w publicznych warsztatach czy spotkaniach wewnętrznych. Doświadczenia wyniesione z tych aktywności przyczyniły się do zbudowania silnego fundamentu wspólnego działania, opartego na wzajemnym zrozumieniu i zaufaniu – członkowie RGI zdali sobie sprawę, że osobiste relacje mogą mieć duże znaczenie przy realizacji zarówno wspólnych przedsięwzięć, jak i małych projektów.

3. Konkretne projekty

Wraz z intensyfikacją kontaktów i ciągłą wymianą spostrzeżeń okazało się, że wiele zasad i pomysłów zawartych w obu Deklaracjach jest już rozważanych i testowanych przez poszczególnych członków RGI. W latach 2012 i 2013 pracownicy Sekretariatu RGI zebrali przykłady praktycznych działań podjętych w celu przyspieszenia rozwoju sieci elektroenergetycznych, uczynienia ich bardziej akceptowalnymi społecznie i bardziej przyjaznymi dla środowiska. Najlepsze praktyki z całej Europy zostały zidentyfikowane i przeanalizowane pod kątem określenia czynników stymulujących lub blokujących realizację projektów. Zostały one uporządkowane w zależności od konkretnego etapu inwestycji oraz aktorów zaangażowanych w procesy podejmowania decyzji. Tak zidentyfikowanymi praktykami w tamtym czasie były na przykład:

- założenie grupy roboczej składającej się z pracowników operatora sieci i urzędników administracji lokalnej odpowiedzialnych za prowadzenie inwestycji, aby wspólnie pracowali nad konkretnymi dokumentami i regularnie spotykali się, aby rozmawiać o postępie prac i bieżących wyzwaniach (Elia w Belgii);
- spersonalizowany i zindywidualizowany system dostarczania odpowiedzi na komentarze wysłane przez obywateli w procesie konsultacji społecznych (TenneT w Holandii);
- ścisła współpraca z narodowymi i lokalnymi organizacjami pozarządowymi nad identyfikacją i opracowywaniem dokumentacji argumentującej potrzebę rozbudowy sieci elektroenergetycznej (Statnett w Norwegii).

Wnioski i rekomendacje oparte na wynikach tej pracy zostały opublikowane w dokumencie „European Grid Report. Beyond Public Opposition – Lessons Learned from across Europe" [9]. Publikacja ta otworzyła drogę, aby w 2013 roku zainicjować międzynarodowy projekt BESTGRID[5], współfinansowany ze środków Komisji Europejskiej. W ramach tego programu niektórzy członkowie RGI (50Hertz, BirdLife, Elia, Germanwatch, TenneT i Terna) postanowili wspólnie opracować, wdrożyć i ocenić swoje działania w czterech projektach pilotażowych w Belgii, Niemczech i Wielkiej Brytanii. Projekt ten był kamieniem milowym dla organizacji: operatorzy sieci otworzyli się na propozycje zmian dotyczących ich strategii komunikacji i partycypacji społecznej, a dodatkowo wraz z organizacjami pozarządowymi zorganizowali okrągłe stoły i imprezy informacyjne dla lokalnych interesariuszy. Z kolei organizacje pozarządowe, dzięki uczestnictwu w projekcie, mogły zrozumieć, jak działają operatorzy sieci i co wpływa na ograniczenia ich działalności. Efektem tego projektu był szereg publikacji opisujących poszczególne projekty pilotażowe, przewodnik rekomendujący konkretne kroki sprzyjające transparentności, a także publikacje naukowe.

Zintensyfikowana praca nad najlepszymi praktykami była z kolei impulsem do zapoczątkowania nagrody Good Practice of the Year[6], przyznawanej podczas Forum Infrastruktury Energetycznej (Energy Infrastructure Forum), organizowanego corocznie przez Komisję Europejską w Kopenhadze. Nagroda ta wyróżnia ponadprzeciętne projekty, praktyki i aktywności w trzech kategoriach: „Komunikacja i Partycypacja", „Technologia i Design" oraz „Ochrona Środowiska". Laureatów wybiera eksperckie jury. Zwycięskie działanie powinno być innowacyjne i stanowić ulepszenie istniejących schematów lub

Zdjęcie 1

Rozdanie nagród Good Practice of the Year podczas Forum Infrastruktury Energetycznej w 2018 roku[7].

[5] Więcej informacji o projekcie: http://www.bestgrid.eu/
[6] Więcej informacji o projekcie: https://renewables-grid.eu/activities/good-practice-award/about.html

praktyk w swojej kategorii. Stąd nagroda ta honoruje jedną wyjątkową praktykę, a nie np. cały projekt sieci przesyłowej. Minimalnym kryterium, jakie należy spełnić, aby dane działanie zostało uwzględnione w konkursie, jest wyraźne powiązanie z projektem sieci elektroenergetycznej, który jest niezbędny do integracji odnawialnych źródeł energii. Konkurs jest otwarty nie tylko dla członków RGI, a przyjmowanie wniosków na najlepszą praktykę odbywa się każdego roku, najczęściej na przełomie lutego i marca.

Innym projektem – również współfinansowanym ze środków Unii Europejskiej – w który zaangażowali się członkowie RGI (RTE oraz Statnett) był „INSPIRE-Grid. Improved and enhanced stakeholders' participation in reinforcement of electricity grid"[7]. Ten projekt o charakterze naukowym koncentrował się na testowaniu konkretnych metod i narzędzi, które mogłyby usprawnić procesy decyzyjne i w sposób aktywny angażować zarówno lokalnych mieszkańców, jak i zinstytucjonalizowanych interesariuszy. Pokłosiem zakończonego w 2017 roku projektu INSPIRE-Grid była seria publikacji naukowych, mapa umożliwiająca identyfikację poszczególnych grup interesariuszy w zależności od ich potrzeb czy obaw oraz drzewo decyzyjne, pomagające przy wyborze konkretnych narzędzi partycypacyjnych w zależności od grupy docelowej czy jej wielkości. Ponieważ zaangażowane organizacje doceniły korzyści płynące ze współpracy przy konkretnych projektach, RGI rozwinęło ten pomysł i rozpoczęło trzy podobne projekty w Niemczech i we Włoszech pod wspólnym szyldem: „Wdrażanie Deklaracji RGI"[8]. Projekty te związane są z tworzeniem bazy danych dotyczącej ochrony dzikiego ptactwa, ze współkształtowaniem debaty dotyczącej rozbudowy sieci elektroenergetycznych, a także lepszej współpracy na poziomie lokalnym z interesariuszami zaangażowanymi w procesy decyzyjne, jak i zmian strukturalnych wewnątrz samego przedsiębiorstwa.

4. Nowe początki: zmiana podejścia

Na poziomie akademickim, eksperckim i decydenckim, dyskusje o rozwiązaniu problemu lokalnego sprzeciwu wobec infrastrukturalnych projektów w elektroenergetyce często prowadzone były pod hasłem „akceptacja społeczna" lub „akceptacja publiczna". Wiele z przeprowadzonych działań badawczych, projektów czy debat eksperckich miały na celu ustalenie, w jaki sposób można „zwiększyć" poziom akceptacji społecznej. W pierwszych latach swojej działalności również RGI koncentrowało się na tym pytaniu w swoich publikacjach i wydarzeniach. Z biegiem czasu i wraz ze zdobytą wiedzą stało się jasne, że pytanie „Jak poprawić akceptację społeczną?" jest stronnicze, jednowymiarowe i ma ukryte implikacje: stawia ono opinię publiczną i obywateli na pozycji pasywnych biorców, którzy muszą coś zaakceptować, podczas gdy decydenci (w tym inwestorzy, wykonawcy i władze) są aktywnymi uczestnikami tych procesów [więcej na ten temat: 10–11]. Co więcej, tak postawione pytanie zakłada, że społeczeństwo musi pogłębić swoją wiedzę i zrozumienie oraz zaakceptować fakt, że to twórcy projektów i władze są tymi, którzy posiadają całą i „słuszną" wiedzę. Wychodząc z takiego założenia w dialogu z obywatelami, bardzo trudno jest rozmawiać jak równy z równym. Taka narracja powoduje również, że społeczności lokalne zazwyczaj nie wierzą, że ich wkład jest doceniany, uznawany i wdrażany, ani że mogą wpływać na wynik konsultacji społecznych i procesu decyzyjnego. To poczucie braku rzeczywistego i aktywnego uczestnictwa może poddawać w wątpliwość cały proces decyzyjny i ograniczać jego ogólną legitymizację. Obawy te potwierdzają się, gdy obserwujemy proces nowych inwestycji w linie najwyższych napięć, również w kontekście polskim. Na przykład grupa protestująca przeciwko budowie linii 400 kV Kozienice–Ołtarzew wyraźnie zaznaczyła na swojej stronie internetowej: „Nie jesteśmy przeciwni linii, jesteśmy przeciwni niekompetentnym i nieprzejrzystym decyzjom podejmowanym za plecami społeczeństwa" [12]. Podobnie środki, takie jak rekompensata finansowa dla sąsiednich społeczności, nie zawsze są doceniane, a co więcej mogą być odbierane jako „łapówki", co znacznie zwiększa ryzyko konfliktu przy danej inwestycji [zobacz również: 13–15].

Stąd samo pojęcie „akceptacji społecznej" wymaga rewizji i rozszerzenia na elementy, które dotyczą nie tylko samych linii najwyższych napięć, ale również aspektów związanych z procesami decyzyjnymi, które prowadzą do ostatecznego kształtu i wyniku procesu inwestycyjnego[10]. Dodatkowo dyskusja prowadzone wokół pojęcia „akceptacji społecznej" obarczona jest ryzykiem redukcjonizmu, ponieważ obywatele mogą przejawiać bardziej zróżnicowany katalog postaw wobec danej technologii czy infrastruktury (jak na przykład poparcie, aprobata, tolerancja, odrzucenie itp.), które trudno jest ująć w wąski szablon właściwych reakcji [16].

Wnioski z raportów RGI, doświadczenia zebrane w ramach projektów BEST-GRID i INSPIRE-Grid, jak również spostrzeżenia z innych sektorów przemysłowych zainspirowały członków RGI do eksperymentów w zakresie prowadzenia narracji innych niż „dydaktyczne" [zobacz również: 17–18]. Zamiast prób zwiększenia akceptacji społecznej, członkowie RGI zaczęli ściślej współpracować w celu poprawy jakości partycypacji społecznej i procedur zaangażowania obywateli. Podjęto wysiłki, aby wiedza wszystkich stron uczestniczących w procesach decyzyjnych i konsultacyjnych była proceduralnie równa. W tym kontekście operatorzy sieci posiadają wiedzę specjalistyczną na temat funkcjonowania sieci i rynków, decydenci polityczni znają ramy prawne, a społeczeństwo i lokalni interesariusze posiadają wiedzę o ich najbliższym sąsiedz-

[7] https://www.flickr.com/photos/renewablesgridinitiative/41615717454/in/album-72157694083783182/
[8] Więcej informacji o projekcie: http://www.inspire-grid.eu/
[9] Więcej informacji o projekcie: https://renewables-grid.eu/activities/ird.html
[10] W literaturze anglojęzycznej istnieje rozróżnienie między pojęciami „acceptance" oraz „acceptability". To pierwsze odnosi się do aspektów fizycznych podmiotu, który w założeniu powinien być akceptowalny, to drugie pojęcie odnosi się do procesu prowadzącego do zakładanej akceptacji.

→

twie i przestrzeni życiowej. Jeśli wszystkie ze stron wykażą chęć uczenia się od siebie nawzajem i okażą sobie wzajemny szacunek, bardziej prawdopodobne staje się znalezienie kompromisu satysfakcjonującego wszystkie zaangażowane podmioty. W takim otoczeniu interesariusze doceniają udział w procesie, czują, że zostali potraktowani sprawiedliwie i że interesy wszystkich stron zostały zrównoważone.

Jednocześnie nie jest łatwo zmienić nastawienie i sposób myślenia funkcjonujący w utartych schematach działania – wymaga to długoterminowego zaangażowania, wspólnego wysiłku i podejmowania odważnych decyzji oraz konkretnych akcji. Jednak obiecujące wyniki podejmowanych przedsięwzięć i projektów służą jako bodziec do większego zaangażowania. W oparciu o dotychczasowe doświadczenia stworzono zasady niezbędne dla adekwatnego i partycypacyjnego udziału interesariuszy w procesach decyzyjnych:

- Osoby bezpośrednio odpowiedzialne za realizację projektów infrastrukturalnych na poziomie lokalnym powinny wziąć pod uwagę, że decyzje i procesy dotyczące rozwoju nowych linii energetycznych są osadzone w szerszej rzeczywistości systemów społeczno-technicznych [zobacz również: 19–21]. Na przykład menadżerowie często przejawiają tendencję do koncentrowania swoich działań na jednym konkretnym projekcie, podczas gdy reakcje interesariuszy mogą odnosić się do generalnych aspektów krajowej lub europejskiej polityki energetycznej. Ich stosunek do tej polityki, aspektów z nią związanych (np. smog czy ceny prądu) lub ogólne wyniki rządu mogą mieć duży wpływ na poziom wsparcia dla konkretnego projektu, natomiast zmiany w ogólnym krajobrazie społeczno-politycznym mają wpływ na dyskusje w terenie.
- Jednym z kluczowych czynników decydujących o tym, czy obywatele postrzegają proces decyzyjny jako sprawiedliwy, jest sposób traktowania ich wkładu w ten proces: zaangażowani interesariusze powinni zobaczyć, w jaki sposób ich informacje czy postulaty wpłynęły na ostateczną decyzję, a jeśli nie – dlaczego tak się stało. Oznacza to, że osoba odpowiedzialna za dany projekt wraz z interesariuszami na bieżąco śledzi proces decyzyjny na wszystkich etapach i unika okresów braku komunikacji. Nawet jeśli niewiele dzieje się przez dłuższy czas (np. realizowana jest ocena oddziaływania na środowisko), ważne jest, aby regularnie informować zainteresowane strony o konkretnych działaniach.
- W całym procesie decyzyjnym kluczowa jest elastyczność – osoby odpowiedzialne za konkretny projekt powinny być zawsze gotowe do umiejętnego dostosowania strategii partycypacyjnej i komunikacyjnej[11]. Musi to jednak iść w parze z przestrzeganiem ustalonych reguł i porozumień zawartych z zainteresowanymi stronami. Zmiany w procesie muszą być odpowiednio zakomunikowane i wyjaśnione, a zainteresowane strony, w idealnym przypadku, są już zaangażowane w decyzje dotyczące tych zmian.
- Prawdopodobnie najbardziej decydującym czynnikiem w procedurach zaangażowania społeczeństwa są relacje osobiste. Menadżerowie konkretnych projektów działający na poziomie lokalnym, czyli tzw. „twarze operatorów sieci", określają, jak obywatele postrzegają całą firmę i swoją rolę w procesie decyzyjnym. Jeśli interesariusze ufają tej osobie, jest bardziej prawdopodobne, że będą ufać również procesowi decyzyjnemu [23]. Stąd istotne jest, aby operatorzy sieci zidentyfikowali kluczowych menadżerów, którzy konsekwentnie będą reprezentować projekt na wszystkich etapach jego planowania i realizacji i którzy posiadają osobiste kompetencje do budowania wiarygodnych relacji osobistych. Osoby te powinny zajmować na tyle wysokie stanowiska, aby być w stanie zwrócić uwagę zarządu na istotne lub konfliktowe kwestie pojawiające się podczas realizacji danej inwestycji. Takie podejście nie wymaga wyrafinowanych strategii reklamowych i PR, ale poważnego i spójnego traktowania obywateli.

Wyzwaniem pozostaje, aby powyższe zasady kompleksowo implementować bezpośrednio w konkretnych projektach, ponieważ każda inwestycja jest unikatowa w swojej realizacji i charakteryzuje się specyficznymi elementami środowiskowymi i społecznymi. Niemniej istnieją przykłady inwestycji realizowanych zgodnie z takim podejściem i operatorów sieci wdrażających innowacyjne praktyki partycypacyjne. Jednym z operatorów, który całkowicie zmienił swoją strategię angażowania interesariuszy jest irlandzki EirGrid. Operator ten w 2014 roku dokonał rewizji swojego postępowania w procesach inwestycyjnych, zbierając krytyczne komentarze od zainteresowanych obywateli. W rezultacie nowa polityka przedsiębiorstwa wprowadziła nietradycyjne narzędzia partycypacyjne, jak stworzenie narodowej rady doradczej oceniającej działanie tego operatora i dostarczającej mu informacji zwrotnej z poziomu centralnego, stworzenie rady eksperckiej nadzorującej realizację transformacji systemu elektroenergetycznego, czy zakładanie lokalnych funduszy pozwalających na inwestycje w projekty, o których decydują sami mieszkańcy. Z kolei dwaj niemieccy operatorzy sieci, TenneT i TransnetBW, przy wzbudzającym duże kontrowersje projekcie SuedLink, założyli platformę internetową bazującą na interaktywnych systemach geograficznych. Dzięki tej platformie zainteresowani obywatele mogli przesyłać swoje komentarze dotyczące przebiegu podziemnych linii najwyższych napięć oraz towarzyszących im korytarzy. Każdy z wysłanych komentarzy został przeanalizowany osobno przez planistów, a następnie uwzględniony w procesie planowania i realizacji. Dodatkowo, został stworzony osobny zespół informacyjny i komunikacyjny, odwiedzający regiony, w których inwestycja ma być realizowana. Aby zebrać jeszcze więcej informacji bezpośrednio w terenie, dotyczących lokalnej wiedzy i priorytetów, zespół ten zorganizował m.in. 36 lokalnych forów informacyj-

[11] Należy pamiętać o rozróżnieniu tych dwóch zagadnień: komunikowanie o danej inwestycji w linie najwyższych i wysokich napięć jest tylko najprostszą formą partycypacji społecznej, która de facto, nie angażuje interesariuszy w procesy decyzyjne, tylko stawia ich na pozycji pasywnych biorców danego komunikatu czy informacji. Więcej na ten temat: [22].

nych, w których uczestniczyło łącznie ponad 5 tys. osób. Godny uwagi jest fakt, że wszystkie te działania zostały przeprowadzone zanim TenneT i TransnetBW złożyli oficjalny wniosek o zgodę na inwestycję do krajowego regulatora, tak aby sam wniosek uwzględniał przeprowadzone na szeroką skalę konsultacje społeczne.

5. Sztuka pozostania kompetentnym w zmieniającej się rzeczywistości

Niemal dziesięć lat udanej współpracy, wymiany doświadczeń i ugruntowanych relacji między operatorami sieci i organizacjami pozarządowymi dowodzi, że organizacja, taka jak RGI odpowiedziała na potrzebę dialogu i edukacji między operatorami sieci a organizacjami pozarządowymi. Wielkim sukcesem jest przełamanie stereotypu o sprzecznych interesach tych dwóch istotnych aktorów.

Istnieją co najmniej trzy powody, które wciąż potwierdzają potrzebę funkcjonowania organizacji, takiej jak RGI. Po pierwsze, obszar działalności, w którym RGI jest aktywne, przechodzi ogromne przemiany: nowe technologie, produkty i usługi rynkowe zmieniają krajobraz energetyczny, który staje się coraz bardziej złożony. Stąd dla członków RGI ważna jest wymiana doświadczeń w zaufanym środowisku, w którym mogą dzielić się spostrzeżeniami, co zadziałało, a co należy poprawić. Niezależnie, czy dotyczy to operatorów sieci, czy organizacji pozarządowych, obecność „drugiej strony" podczas takich dyskusji dostarcza im wartość dodaną, której nie mają poza RGI. Jest to na tyle istotne, że zwłaszcza operatorzy sieci muszą szukać nowej „tożsamości" i roli w społeczeństwach, które z biegiem czasu realizują swoje wyższe potrzeby i stawiają bardziej ambitne oczekiwania wobec kwestii partycypacji czy własności. Po drugie, nowi członkowie RGI dają całej grupie dodatkową energię do działania oraz często prezentują świeże podejście do pewnych wyzwań. Wynika to m.in. z reprezentowania nowych regionów geograficznych – np. pierwszy bałkański operator systemów przesyłowych HOPS z Chorwacji – albo reprezentują nowe obszary ekspertyz, takie jak organizacja pozarządowa Transport & Environment. Stąd RGI stale otwarte jest na intensyfikowanie współpracy lub członkostwo nowych podmiotów, zwłaszcza z części Europy, które dotychczas były niedostatecznie reprezentowane w jej aktywnościach. Po trzecie, organizacja jest nadal wyjątkowa w swojej strukturze i zakresie działalności: zwraca uwagę, że w planowaniu kluczowej infrastruktury energetycznej są istotne nie tylko rozwiązania technologiczne i prowadzona polityka, ale również odmienne, konstruktywne role zaangażowanych podmiotów (zobacz również: [24]). Stąd połączenie sił i wiedzy tych dwóch kluczowych grup aktorów, operatorów sieci i organizacji pozarządowych, jest obecnie niezbędne, aby wnosić znaczący wkład w dokonującą się transformację energetyczną.

Piśmiennictwo

[1] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity.

[2] Battaglini, A., Komendantova, N., Brtnik, P., & Patt, A. (2012). Perception of barriers for expansion of electricity grids in the European Union. Energy Policy 47, 254–259.

[3] Ciupuliga, A. R., & Cuppen, E. (2013). The role of dialogue in fostering acceptance of transmission lines: The case of a France–Spain interconnection project. Energy Policy 60, 224–233.

[4] Ruud, A., Haug, J. K., & Lafferty, W. M. (2011). Case Hardanger, En analyse av den formelle konsesjonsprosessen og mediedekningen knyttet til den omsøkte luftledningen Sima-Samnanger. Rapport. SINTEF Energi.

[5] Renewables Grid Initiative (2011). European Grid Declaration on Electricity Network Development and Nature Conservation; https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Files_RGI/RGI_Publications/EGD-Part1-NatureConservation.pdf

[6] Directive 2009/147/EC of the European Parliament and of the Council of 30 November 2009 on the conservation of wild birds; https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009L0147

[7] Directive 2008/56/EC of the European Parliament and of the Council of 17 June 2008 establishing a framework for community action in the field of marine environmental policy (Marine Strategy Framework Directive) (Text with EEA relevance); https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32008L0056

[8] Renewables Grid Initiative (2012). The European Grid Declaration on Transparency and Public Participation; https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Files_RGI/RGI_Publications/EGD-Part2-Transparency.pdf

[9] Schneider, T. & Sander, A. (2012). European Grid Report. Beyond Public opposition - Lessons Learned from across Europe. Renewables Grid Initiative: Berlin. [online:] https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Files_RGI/RGI_Publications/European_Grid_Report.pdf

[10] Batel, S., Devine-Wright, P., & Tangeland, T. (2013). "Social acceptance of low carbon energy and associated infrastructures: A critical discussion. Energy Policy 58, 1-5.

[11] Cowell, R., Bristow, G., & Munday, M. (2011). "Acceptance, acceptability and environmental justice: the role of community benefits in wind energy development", Journal of Environmental Planning and Management 54, 539–557.

[12] Strona Społecznej Grupy Koordynacyjnej Kozienice Ołtarzew. [online:] http://kozienice-oltarzew.com/ (dostęp: 14. 08. 2018).

[13] Gross, C. (2007). "Community perspectives of wind energy in Australia: The application of a justice and community fairness framework to increase social acceptance", Energy Policy 35, 2727–2736.

[14] Bednarek-Szczepańska, M. (2016). „Energetyka wiatrowa jako przedmiot konfliktów lokalizacyjnych w Polsce", Polityka Energetyczna 19, 53–72.

→

[15] Dmochowska-Dudek, K., Bednarek-Szczepańska, M. (2018). „A profile of the Polish rural NIMBYist", Journal of Rural Studies 58, 52–66.

[**16]** Ceglarz, A., Beneking, A., Ellenbeck, S. & Battaglini, A. (2017). Improved Theoretical Framework. INSPIRE-Grid project: Potsdam. [online:] http://www.inspire-grid.eu/wp-content/uploads/2017/01/INSPIRE-Grid-D5.4-Improved-Theoretical-Framework.pdf

[17] Komendantova, N., Battaglini, A. (2016). "Beyond Decide-Announce-Defend (DAD) and Not-in-My-Backyard (NIMBY) models? Addressing the social and public acceptance of electric transmission lines in Germany", Energy Research & Social Science 22, 224–231.

[18] Späth, L., Scolobig, A. (2017). "Stakeholder empowerment through participatory planning practices: The case of electricity transmission lines in France and Norway", Energy Research & Social Science 23, 189–198.

[19] Cherp, A., Vinichenko, V., Jewell, J., Brutschin, E.& Sovacool, B. (2018). "Integrating techno-economic, socio-technical and political perspectives on national energy transitions: A meta-theoretical framework", Energy Research & Social Science 37, 175–190.

[20] Chilvers, J., Pallett, H. & Hargreaves, T. (2018). "Ecologies of participation in socio-technical change: The case of energy system transitions", Energy Research & Social Science 42, 199–210

[21] Miller, C.A., Richter, J. & O'Leary, J. (2015). "Socio-energy systems design: a policy framework for energy transitions", Energy Research & Social Science 6, 29–40.

[22] Arnstein, S.R. (1969). "A Ladder Of Citizen Participation", Journal of the American Planning Association 35, 216–114.

[23] Ceglarz, A., Beneking, A., Ellenbeck, S., Battaglini, A. (2017). "Understanding the role of trust in power line development projects: Evidence from two case studies in Norway", Energy Policy 110, 570–580.

[24] Dermont, C., Ingold, K., Kammermann, L., Stadelmann-Steffen, I. (2017). "Bringing the policy making perspective in: A political science approach to social acceptance", Energy Policy 108, 359–368.

English summary

"If you want to go fast, go alone. If you want to go far, go together".

Since the beginning of the 21st century, the energy landscape has been changing dynamically. The growth of demand for electricity, the development of new technologies, the emergence of new actors on the energy market, or the growing social awareness of environmental protection contribute to the complexity fo this landscape and create multifaceted challenges, which require innovative solutions. In this context, when it comes to the development of high voltage power lines, the Renewables Grid Initiative e.V. – a unique form of cooperation between transmission grid operators and non-governmental organisations from all over Europe – serves as a repository of ususual ideas and solutions. ■

Michał Matyka, Analityk Systemów Informacyjnych, PSE Innowacje sp. z o.o.

Metodyka Agile na przykładzie Systemu Teleinformatycznej Obsługi Rynku Mocy

Streszczenie

Odpowiedni wolumen mocy stanowi – obok dobrego stanu infrastruktury sieciowej – fundament bezpieczeństwa dostaw energii. Przewidywany w Polsce potencjalny deficyt mocy w latach 2021–2023 uruchomił poszukiwania rozwiązań na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w wyżej wymienionym horyzoncie czasowym. Wybranym w Polsce rozwiązaniem tego problemu jest rynek mocy, w ramach którego dostawcy mocy zobowiązują się do pozostawania w zakontraktowanym okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia.[1]

Wstęp

W listopadzie i grudniu 2018 roku odbyły się trzy pierwsze aukcje mocy w Polsce. Zarówno aukcje mocy, jak i poprzedzające je certyfikacja ogólna oraz certyfikacja do aukcji przeprowadzone zostały z wykorzystaniem rozwiązania informatycznego STORM, czyli Systemu Teleinformatycznego Obsługi Rynku Mocy. W nieco ponad rok został on zaprojektowany i wdrożony przez zespół biznesowy Departamentu Rozwoju Systemu i PSE Innowacje w ścisłej współpracy z Departamentem Teleinformatyki. W niniejszym artykule został przedstawiony proces projektowania, wytwarzania oraz wdrażania oprogramowania realizowany w PSE Innowacje z wykorzystaniem metodyki zarządzania projektami Agile na przykładzie STORM.

Początki metodyki Agile stanowił tzw. Manifest Agile[2] z 2001 roku będący wynikiem prac nieformalnej grupy amerykańskich ekspertów zajmujących się alternatywami dla tradycyjnego trybu wytwarzania oprogramowania opartego o sztywne planowanie oraz szczegółową dokumentację każdego etapu prac. Na bazie praktycznych doświadczeń z prac nad projektami IT eksperci doszli do wniosku, że wczesne wdrażanie mniejszych elementów oprogramowania, otwartość na zmiany nawet na późnym etapie jego rozwoju, bezpośredni stały kontakt wykonawcy i zamawiającego oraz praca w zgranych samoorganizujących i uczących się na błędach zespołach projektowych pozwoli dostarczyć zamawiającemu optymalne rozwiązanie w z góry określonym czasie i budżecie.[3] Metodyka Agile, choć opracowana na bazie doświadczeń z sektora IT, znalazła w praktyce zastosowanie do realizacji projektów w niemal każdym sektorze. Reasumując, Agile polega na iteracyjnym dostarczaniu rozwiązania w krótkich odstępach

Rysunek 1

Manifest programowania zwinnego.

→

[1] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy; http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000009

[2] http://agilemanifesto.org/iso/pl/manifesto.html

[3] http://agilemanifesto.org/iso/pl/principles.html

czasowych. W przypadku projektu STORM był to maksymalnie miesiąc. Przed każdą iteracją wykonawca i klient ustalają zakres oraz szczegółowe wymagania do realizacji. Na tej podstawie prowadzone są dalsze prace.

Zanim jednak przedstawiony zostanie sposób realizacji projektu STORM, należy przybliżyć kluczowe procesy realizowane w ramach obsługi rynku mocy:

- **certyfikacja ogólna** – proces zgłaszania jednostek fizycznych wytwórczych (zarówno istniejących, jak i planowanych), jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania i jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych. Celem jest zebranie informacji o dostępnym potencjale wytwórczym i redukcji zapotrzebowania oraz zbudowanie bazy danych niezbędnych do wyznaczenia parametrów aukcji mocy.
- **certyfikacja do aukcji** – proces rejestracji jednostek rynku mocy w ramach systemu aukcyjnego i składania deklaracji przystąpienia do aukcji mocy przez tzw. dostawców mocy. Głównym celem jest dopuszczenie uczestników rynku mocy do udziału w aukcjach mocy oraz określenie ich uprawnień, które różnią się w zależności od kwalifikacji i typu jednostki.
- **aukcja mocy** – proces umożliwiający wyłonienie z grona jednostek rynku mocy tych, z którymi zostaną zawarte umowy mocowe.

Prace nad projektem rozwiązania informatycznego umożliwiającego przeprowadzenie powyższych procesów rozpoczęły się w maju 2017 roku. Pierwszym celem było uzgodnienie zakresu projektu i przygotowanie wysokopoziomowej architektury rozwiązania informatycznego, które miało wspierać działania w ramach rynku mocy. Produktem tego etapu było opracowanie dokumentu „Koncepcja rozwiązania informatycznego STORM". Głównym źródłem wiedzy na temat funkcjonalności systemu był kilkuosobowy zespół ds. rynku mocy w PSE[4] oraz wciąż nieprzyjęty wówczas projekt ustawy o rynku mocy.

Kolejnym etapem zaplanowanym do końca lipca 2017 roku było:

- bliższe przyjrzenie się procesom w ramach rynku mocy i stworzenie odpowiednich modeli,
- określenie zakresu wsparcia procesów rynku mocy przez rozwiązanie STORM,
- opracowanie szczegółowej architektury logicznej,
- opracowanie architektury technicznej,
- opracowanie infrastruktury wirtualnej.

Rezultaty działań wymienionych powyżej zostały udokumentowane w postaci „Projektu rozwiązania STORM" i „Projektu infrastruktury wirtualnej STORM".

W trakcie trwania tych prac PSE i PSE Innowacje podjęły decyzję o zastosowaniu „zwinnej metodyki" Agile przy tworzeniu rozwiązania informatycznego. Był lipiec 2017 roku, a projekt ustawy przewidywał, że 3 kwietnia 2018 roku rozpocznie się certyfikacja ogólna dla uczestników rynku mocy i zakończy 29 maja 2018 roku.[5] W związku z tym zespół PSE Innowacje miał siedem miesięcy na zaprojektowanie, stworzenie i wdrożenie w pełni funkcjonalnego, bezpiecznego rozwiązania.

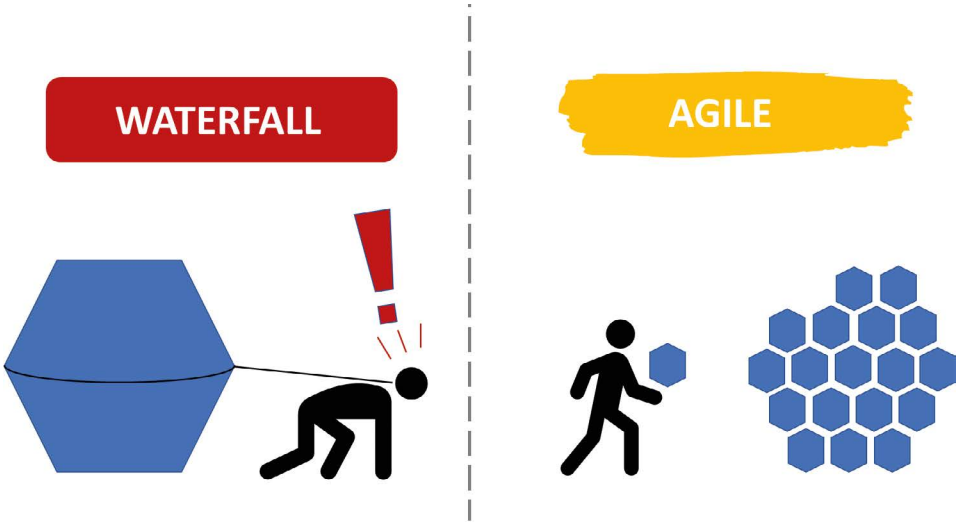
Dodatkowo w ramach realizacji projektu konieczne było uwzględnienie poniższych czynników:

- STORM miał być pierwszym rozwiązaniem w PSE, które miało być ogólnodo-

[4] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. są spółką Skarbu Państwa, pełniącą rolę operatora systemu przesyłowego w Polsce i jednocześnie podmiotu odpowiedzialnego za prawidłowe przeprowadzenie aukcji mocy. PSE Innowacje są spółką PSE S.A., która świadczy usługi doradcze z zakresu analiz, badań, nowych technologii i rozwiązań informatycznych w sektorze elektroenergetycznym.

[5] Tekst ujednolicony ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy: http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000009

Rysunek 2

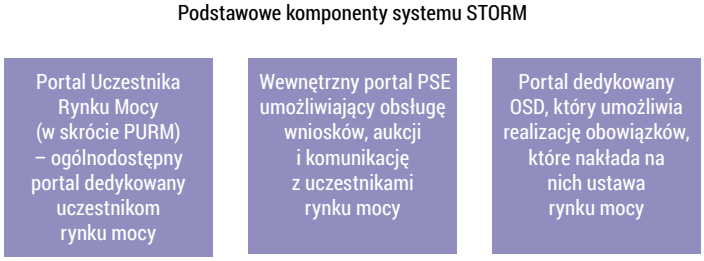


Schemat prac w metodyce Agile i Waterfall.

stępne dla użytkowników w internecie;
- wymagano zastosowania podpisu kwalifikowanego;
- do momentu uchwalenia ustawy przez Sejm RP nie było pewności co do ostatecznego kształtu polskiego rynku mocy;
- zespół projektowy wciąż się tworzył i wymagał rozszerzenia.

W takiej sytuacji zastosowanie klasycznej metody zarządzania projektami, takiej jak np. model kaskadowy (tzw. waterfall), wnosiło do projektu kolejne ryzyko. Model ten jest dobrym rozwiązaniem, gdy zakres prac i wymagania są stabilne oraz w pełni znane w momencie rozpoczęcia projektu. Nie sprawdziłby się jednak w przypadku projektu, na którego podstawowe założenia wpływa tak dynamicznie zmieniające się otoczenie. Dodatkowo konieczne było ograniczenie ryzyka przesunięcia oficjalnego terminu rozpoczęcia procesów rynku mocy z powodu wadliwego lub niespełniającego podstawowych wymagań rozwiązania informatycznego. Otoczenie projektowe wymagało od zespołu realizacyjno-projektowego wysokiej elastyczności oraz ciągłej i ścisłej współpracy pomiędzy PSE a PSE Innowacje. Mając to na uwadze, podjęto decyzję o realizacji projektu w ramach metodyki Agile (od angielskiego agility – zwinność). Jest ona z powodzeniem stosowana przez zespoły deweloperskie zajmujące się tworzeniem oprogramowania. Jej podstawowym założeniem jest elastyczność i umożliwienie wprowadzania zmian w produkcie zgodnie z oczekiwaniami klienta. Wymaga to przede

Rysunek 3



Opis systemu STORM.

Rysunek 4

Zespół projektowy po stronie PSEI, fot. K. Kamocka, PSEI.

wszystkim bezpośredniego kontaktu na linii zespół projektowy-klient oraz elastyczności we wprowadzaniu modyfikacji do projektu.

W ramach nowego podejścia zdecydowano się na:

- rozpoczęcie prac implementacyjnych jeszcze przed oficjalnym sporządzeniem i przyjęciem „Projektu rozwiązania STORM". Część prac związana z obsługą podpisu kwalifikowanego została rozpoczęta już w połowie lipca, czyli jeszcze na etapie projektowania;
- rezygnację z zaplanowanego wcześniej dwumiesięcznego zadania polegającego na tworzeniu szczegółowych projektów funkcjonalności. Zespół realizacyjny, w ścisłej współpracy z zespołem PSE, opracowywał projekty poszczególnych funkcjonalności i od razu przekazywał je do implementacji zespołowi programistów.

Ten sposób pracy pozwalał na szybkie tworzenie i przekazywanie do testów i weryfikacji małych fragmentów systemu. Umożliwiało to również szybkie wprowadzanie zmian, koniecznych do dostosowania systemu do poprawek w projekcie ustawy o rynku mocy oraz w tworzonym regulaminie rynku mocy.

Członkowie zespołu realizacyjnego mieli znikome lub żadne doświadczenie z tego typu stylem pracy. Przed podjęciem decyzji o rozpoczęciu pracy w metodyce Agile konieczne było przeprowadzenie wewnętrznych dyskusji o wadach i zaletach pracy zwinnej. Oznaczało to odejście od dotychczas przyjętego sposobu współpracy pomiędzy PSE i PSE Innowacje, standardów dokumentacji oraz komunikacji.

Zarząd i dyrekcja PSE Innowacje postanowiły wesprzeć zespół w nowej sytuacji, wzmacniając kompetencje poprzez cykl szkoleń przybliżających metodykę Dynamic Systems Development Method (DSDM). Metoda iteracyjno-przyrostowa łączy w sobie wszelkie cechy zwinnego podejścia do zarządzania projektami wraz ze stałym zaangażowaniem użytkownika końcowego. DSDM opiera się na założeniu, że zadania, które należy wykonać w celu stworzenia danego systemu, podlegają ciągłym zmianom.

Współpracę wewnątrz zespołu realizacyjnego oraz pomiędzy PSE Innowacje i PSE znacznie usprawniły stopniowo wprowadzane rozwiązania informatyczne w postaci Enterprise Architect, Jira software, Confluence, Balsamiq i wiele innych.

Enterprise Architect jest narzędziem służącym do projektowania rozwiązań informatycznych. Umożliwia zaprojektowanie zarówno części biznesowej, np. funkcjonalności czy procesów, jak i części technicznej, np. infrastruktury. W pierwszych cyklach wytwórczych służył również jako narzędzie do projektowania interfejsu użytkownika.

Jira software jako narzędzie, w którym możliwe jest tworzenie różnego typu zadań i przypisywanie ich do poszczególnych iteracji i osób, wspiera budowanie zakresu prac na określone krótkie (2–4 tygodnie) przedziały czasowe oraz zarządzanie procesem wytwarzania. W początkowej fazie projektu STORM była również wykorzystywana do dokumentowania projektów szczegółowych funkcjonalności systemu.

Confluence jest idealnym narzędziem do współdzielenia wiedzy projektowej. W projekcie STORM wykorzystywane jest między innymi do tworzenia i wspólnej pracy z klientem nad szczegółowymi wymaganiami funkcjonalnymi.

Balsamiq to narzędzie wbudowane w Confluence. W przypadku projektu STORM służyło do budowania dynamicznych prototypów interfejsów użytkownika. Podstawą pracy w metodyce Agile jest bezpośredni stały przepływ informacji między członkami zespołu. Każdego dnia odbywały się poranne spotkania zwane stand-up'em. Początkowo zespół wytwórczy organizował je wewnętrznie, jednak znacznie lepsze efekty przyniosło włączenie koleżanek i kolegów z zespołu PSE. Zacieśnienie współpracy umożliwiło wzajemne zrozumienie napotykanych problemów i natychmiastowe wypracowanie korzystniejszych rozwiązań. W ciągłym kontakcie byli ze sobą nie tylko kierownicy projektu, ale wszyscy członkowie zespołu.

Ten sposób współpracy w ramach realizacji projektu pozwolił na rozpoczęcie 3 kwietnia 2018 roku procesu certyfikacji ogólnej. Wtedy pierwsze efekty wspólnej pracy zostały udostępnione w środowisku produkcyjnym oraz umożliwiły złożenie wniosków i ich obsługę przez PSE i Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD).

Kolejnym kamieniem milowym był 5 września 2018 roku, kiedy wystartowała certyfikacja do aukcji głównych na lata 2021–2023. Z kolei 15 listopada 2018 roku odbyła się pierwsza aukcja na rok dostaw 2021.

Stworzone narzędzia spełniły swoje zadanie i umożliwiły prawidłowe przeprowadzenie aukcji rynku mocy oraz poprzedzających je certyfikacji. Wymagało to zaangażowania kilkunastoosobowego zespołu w PSE Innowacje, wspieranego przez zespół rynku mocy PSE oraz kilkadziesiąt innych osób z Grupy Kapitałowej PSE. W ramach procesu projektowania, tworzenia i wdrażania STORM zespół przygotował lub przeprowadził:

- 24 cykle wytwórcze,
- ok. 600 „user stories" (elementów funkcjonalności realizowalnych w ramach jednego cyklu wytwórczego),
- ok. 2 tys. elementarnych zadań.

Zmiana strategii poprzez zastąpienie klasycznej metodyki realizacji projektu metodyką zwinną przyniosło efekt. Projekt został zrealizowany w wymaganym zakresie, a rozwiązanie od razu po każdym kamieniu milowym z powodzeniem przechodziło testy.

Stosowanie metodyki Agile wymaga od osób zaangażowanych w projekt pragmatycznego podejścia. Przed rozpoczęciem każdego cyklu wytwórczego dyskutowane były priorytety wymaganych funkcjonalności, a ich wynikiem były wspólne decyzje, satysfakcjonujące wszystkie zaangażowane strony. Wprowadzenie części funkcjonalności zostało przesunięte w czasie, uproszczone lub po prostu odrzucone. Wszyscy Członkowie zespołu, zarówno po stronie PSE, jak i PSE Innowacje, byli w pełni świadomi otoczenia projektowego. Wspólnie dopracowywali zakres, aby spełniał niezbędne wymagania i był możliwy do zrealizowania oraz przetestowania w założonym czasie. Wymagało to wsparcia i elastycznego podejścia ze strony jednostek organizacyjnych PSE,

zwłaszcza Departamentu Teleinformatyki. Taka otwartość wpisuje się w metodykę Agile i pozwala na bieżąco rozwiązywać problemy pojawiające się w czasie realizacji projektu.

STORM spełnił swoje zadanie w czasie trzech aukcji przeprowadzonych w 2018 roku. Dodatkowo, do 2021 roku, pierwszego roku dostaw w ramach rynku mocy, do systemu zostaną wprowadzone dodatkowe funkcjonalności o różnym stopniu złożoności. Obejmują one m.in. aukcje dodatkowe, obsługę rynku wtórnego czy rozliczenia.

English summary

The article explains core business processes used in polish capacity market and building process of the IT solution (STORM) which supports those processes. It also describes the Agile as a project management methodology and main reasons why STORM is using this methodology. ■

Jarosław Sordyl,
PSE SA

Polish Grid Exercise – wspólne szkolenia automatyków i informatyków w sektorze elektroenergetycznym

W listopadzie 2018 roku w Warszawie odbyły się warsztaty PolEx2018, zorganizowane przez PSE S.A. oraz SANS Institute, NERC, ICS Lab ze Stanów Zjednoczonych przy wsparciu Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych. W szkoleniach wzięło udział łącznie 400 osób. Wśród uczestników 81 proc. stanowili specjaliści z obszaru cyberbezpieczeństwa. Tylko 14 proc. deklarowało znajomość zagadnień bezpieczeństwa przemysłowego ICS. Bardzo ważnym elementem był udział kadry kierowniczej odpowiedzialnej za obszar cyberbezpieczeństwa, które stanowiło 5 proc. uczestników PolEx. Największą grupę, bo 43 proc. uczestników szkolenia, reprezentowały firmy dystrybuujące energię elektryczną. Natomiast operatorów przesyłowych reprezentowało 37 proc. szkolących się podczas PolEx. W szkoleniu wzięli udział reprezentanci firm z Polski, Litwy, Estonii, Niemiec, ze Stanów Zjednoczonych i ze Szwajcarii.

Zagrożenia płynące z cyberprzestrzeni są jednymi z najpoważniejszych dla sektora elektroenergetycznego. Wynika to zarówno z coraz większego znaczenia technologii informacyjnych i automatyzacji w codziennej pracy systemów elektroenergetycznych, lecz także z coraz doskonalszych narzędzi, którymi dysponują przestępcy. W artykule na przykładzie szkolenia PolEx omówiono współpracę firm z sektora dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej oraz instytucji państwowych w zakresie przeciwdziałania cyberzagrożeniom.

Wstęp

W grudniu 2015 roku skoordynowany atak hakerski na system elektroenergetyczny Ukrainy doprowadził do awarii, która pozbawiła dostępu do energii elektrycznej ok. 225 tys. gospodarstw domowych na zachodzie kraju[1]. Wykorzystanie malware BlackEnergy3 pozwoliło przestępcom m.in. na uzyskanie danych dostępowych do systemów sterowania[2]. Hakerom udało się także przejąć kontrolę nad systemem SCADA, zaś atak typu Distributed Denial of Service (DDoS) ograniczył możliwość kontaktu z działami wsparcia klientów w firmach energetycznych. W kolejnych latach operatorzy sieci przesyłowych w różnych państwach świata mieli do czynienia z atakami wykorzystującymi malware. Prace odtworzeniowe po takich atakach trwały ok. dwóch dni. Niepokój budzi także konstruowanie przez przestępców coraz doskonalszych narzędzi do atakowania systemów infrastruktury krytycznej. Jednym z nich jest Triton, malware stworzony z myślą o atakowaniu przemysłowych systemów sterowania (Industrial Control Systems, ICS). Program ma możliwości wystarczające do m.in. przerwania produkcji czy nieprawidłowego działania aparatury kontrolnej[3].

Wprowadzanie technologii cyfrowych do branży energetycznej poprawiło efektywność prowadzenia działań i umożliwiło niemal natychmiastowy dostęp do niezbędnych danych, a także współpracę różnych systemów. Jednocześnie niesie ze sobą zagrożenia, które trzeba na stałe wpisać w zarządzanie ryzykiem w przedsiębiorstwach energetycznych[4]. Ze względu na digitalizację sektora i coraz większe znaczenie automatyzacji w codziennej działalności przedsiębiorstw odpowiedzialnych za produkcję, przesył i dystrybucję energii elektrycznej, konieczne staje się tworzenie wyspecjalizowanych struktur odpowiedzialnych za monitorowanie zagrożeń w cyberprzestrzeni i reagowanie na nie. Ponadto charakter niektórych ataków, wykorzystujących nieuwagę lub niedbalstwo pracowników, pokazuje, jak ważna jest edukacja i ciągłe szkolenie osób zatrudnionych przez operatorów sieci przesyłowych.

Nowe odpowiedzi na nowe zagrożenia

Ze względu na specyfikę zagrożeń (szybko zmieniająca się branża elektroenergetyczna i wprowadzanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych, nowe sposoby prowadzenia ataków), konieczne jest także ciągłe doskonalenie metod obrony przed przestępcami. Firmy działające w branży energetycznej są szczególnie narażone na działalność przestępczą – jak podaje World Energy Council, zagrożenia płynące z cyberprzestrzeni są jednymi z najpoważniejszych, z którymi

[1] https://ics.sans.org/media/E-ISAC_SANS_Ukraine_DUC_5.pdf
[2] https://www.cyber.nj.gov/threat-profiles/ics-malware-variants/blackenergy
[3] https://www.fireeye.com/blog/threat-research/2017/12/attackers-deploy-new-ics-attack-framework-triton.html
[4] https://fas.org/sgp/crs/homesec/R45312.pdf

musi mierzyć się branża energetyczna[5]. Są one tym większe, im bardziej zaawansowana technologicznie jest infrastruktura w danym państwie.

Jednym z elementów potrzebnych do szybkiego wykrywania potencjalnych zagrożeń i reagowania na nie jest wymiana informacji między ośrodkami CERT i SOC w różnych instytucjach. Równie istotne jest ćwiczenie współpracy pod okiem najlepszych specjalistów w branży. Dlatego Stany Zjednoczone, jeden ze światowych liderów w zakresie cyberbezpieczeństwa, od 2011 roku co dwa lata organizują GridEx. To szkolenie przeznaczone dla branży elektroenergetycznej, w ramach którego sprawdzana jest zdolność całego sektora do reagowania na zagrożenia wywołane przez ataki fizyczne i informatyczne. Jak pisze centrum badawcze amerykańskiego Kongresu (CRS), „cele GridEx obejmują określenie sposobów na jak najlepszą ochronę sieci elektroenergetycznych i usprawnienie reagowania na przyszłe incydenty poprzez poprawę komunikacji między spółkami i instytucjami państwowymi oraz wymianę doświadczeń i angażowanie kierownictwa spółek”[6]. W 2019 roku szkolenie GridEx będzie organizowane w Stanach Zjednoczonych piąty raz i jest już stałym elementem cyberbezpieczeństwa sektora elektroenergetycznego w tym kraju. W poprzedniej edycji wzięło udział 6,5 tys. osób.

Dotychczas GridEx był organizowany wyłącznie w Stanach Zjednoczonych, ale w listopadzie 2018 roku szkolenie tego typu odbyło się po raz pierwszy w historii poza granicami USA. PolEx jest zaadoptowanym do warunków polskich oraz unijnych szkoleniem bazującym na amerykańskim pierwowzorze. Jest to kompleksowe szkolenie z obszaru cyberbezpieczeństwa infrastruktury przemysłowej oraz bezpieczeństwa fizycznego, obejmujące m.in. testy procedur oraz sposobów reagowania na sytuacje, z którymi można się zetknąć na co dzień, realizując zadania w takim komórkach organizacyjnych, jak CERT lub SOC. Sztab osób przygotowujących poszczególne symulacje dla uczestników szkolenia dba o aktualne przykłady, na bazie których można doskonalić swoje umiejętności.

Szkolenie trwało trzy dni i zostało podzielone na trzy części. Pierwsza wprowadzała do zagadnień cyberbezpieczeństwa ICS – CyberStrike, którą zorganizował i przeprowadził przedstawiciel Idaho National Lab. Drugi moduł szkoleniowy to Netwars – ćwiczenia typu RedTeam & Blueteam, atakuj i broń przygotowany przez SANS Institute oraz kolejny trzeci moduł szkoleniowy to PolEx – ćwiczenia „TableTop Operations”, w czasie którego każdy z uczestników wcielał się w swoją rolę, jaką pełni w organizacji, realizując zadania i procedury na wypadek cyberataku i zdarzeń fizycznych mających wpływ na bezpieczeństwo oraz ciągłość pracy i funkcjonowania.

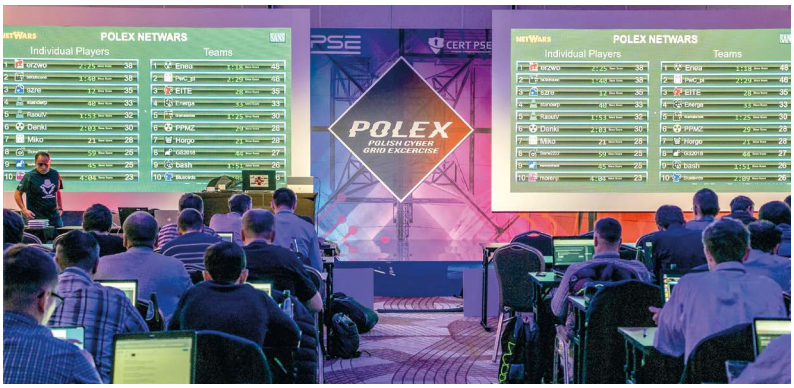
Na zakończenie trzydniowych warsztatów amerykańscy wykładowcy przygotowali podsumowanie dla kadry zarządzającej. Celem tego spotkania było pokazanie mocnych oraz słabych stron nie tyle organizacji jako takich, ale systemu współpracy oraz podejścia do rozwiązywania problemów w przypadku cyberataku. Samo podsumowanie było połączeniem praktycznego i strategiczno-analitycznego podejścia, realizowanego w Stanach Zjednoczonych na wypadek sytuacji jakie były przedstawione podczas szkoleń. Wnioski po uwzględnieniu różnic, m.in. systemowych, zostały omówione i dyskutowane w gronie najwyższych przedstawicieli kierownictwa poszczególnych organizacji oraz reprezentacji właściwych ministerstw oraz administracji.

Na końcu podsumowania znalazły się rekomendacje na najbliższe lata, które stanowią integralną część szkolenia i są wynikiem analizy możliwości, jakie zostały zaobserwowane podczas szkoleń i warsztatów, jak również bazują na →

Zdjęcie 1

Warsztaty PolEx2018 zostały zorganizowane przez PSE S.A. oraz SANS Institute, NERC, ICS Lab ze Stanów Zjednoczonych przy wsparciu Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych.

Zdjęcie 2



W szkoleniach wzięło udział łącznie 400 osób.

[5] https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/09/20160906_Resilience_Cyber_Executive_Summary_WEB.pdf

[6] https://fas.org/sgp/crs/homesec/R45312.pdf

Zdjęcie 3

Jarosław Sordyl wśród uczestników warsztatów.

Zdjęcie 4

Wśród uczestników 81 proc. stanowili specjaliści z obszaru cyberbezpieczeństwa.

wiedzy i praktyce stosowanej w świecie przez kraje najbardziej zaawansowane w zakresie tworzenia i utrzymywania systemów cyberbezpieczeństwa, w tym przede wszystkim USA. Wśród rekomendacji znalazły się:

- utworzenie centrum analityczno-operacyjnego dla sektora elektroenergetycznego – ISAC.
- stworzenie koncepcji oraz realizacja corocznej konferencji dla sektora elektroenergetycznego, którego głównym celem ma być integracja środowiska oraz wymiana informacji i dobrych praktyk.
- najważniejszym elementem rekomendacji jest zalecenie dotyczące organizowania co 2 lata szkolenia PolEx w takiej formule, jak pierwsza edycja, oczywiście przy założeniu zmieniających się scenariuszy, które powinny odpowiadać realnym potrzebom w danym momencie.

Co bardzo ważne, do organizacji kolejnych edycji PolEx eksperci amerykańcy zadeklarowali już teraz swoją pomoc, co będzie ważne z praktycznego punktu widzenia, gdyż będzie można wykorzystać ich wiedzę oraz doświadczenie zarówno z organizacji szkoleń GridEx w Stanach Zjednoczonych, jak również dotyczącą bieżących wydarzeń i cyberatatków w USA.

Po zakończeniu PolEx przyszedł czas na wewnętrzne podsumowanie w CERT PSE. Pierwszą „zdobyczą" jest wiedza oraz praktyczna możliwość wykorzystania jej w takim środowisku, jak Netwars. To najbardziej miarodajny system weryfikacji własnych możliwości, współpracy zespołu i potwierdzenie gotowości na odparcie potencjalnego cyberataku. Na podkreślenie zasługuje również fakt możliwości spotkania się bezpośrednio z ekspertami światowego poziomu i rozmowy na bieżące tematy, o których nie znajdziemy żadnej wzmianki prasowej. Warto również było inwestować swój czas, nawet prywatny do tego, aby spotkać się z przedstawicielami większości CERT-ów energetycznych i porozmawiać o bieżących problemach oraz planach na przyszłość. Z perspektywy CERT-u PSE wynika, że warto angażować się w organizację szkoleń, bo przynosi to wymierne efekty, a możliwość współpracy z ekspertami klasy światowej jest wartością samą w sobie. Kolejna edycja PolEx zaplanowana została w 2020 roku, odbędzie się ona w podobnej formule do pierwszej edycji, z tym samym podziałem tematycznym w poszczególnych dniach. Natomiast w tym roku zostanie zorganizowana, zgodnie z zaleceniami, konferencja dla sektora elektroenergetycznego, podczas której również zapewnione zostaną odpowiednie elementy szkoleniowe, tj. warsztaty praktyczne na tematy związane z ICS, w tym testy penetracyjne w środowisku ICS informatyka śledcza w systemach przemysłowych. Drugi dzień to praktyczne i techniczne prelekcje m.in. z udziałem Tima Conwaya i Teda Gutierreza, ekspertów, którzy wzięli udział w pierwszej edycji PolEx. Na koniec zaplanowane zostały praktyczne warsztaty prowadzone w formule CTF – „Capture the Flag", podczas których każdy indywidulanie lub w zespole może sprawdzić się w roli „hakera". Pamiętać należy, iż konferencja i kolejna edycja PolEx są stałymi elementami szkoleń wpisanym w strategię organizacji i służą ciągłemu doskonaleniu zespołów oraz osób odpowiedzialnych za cyberbezpieczeństwo organizacji.

English summary

Cyber threats are among the biggest risks for the electricity sector. This results both from the growing importance of information technology and automation in the daily operation of power systems, but also from new tools available to criminals. The article discusses the cooperation of electricity distribution and transmission companies in counteracting new threats. ■

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

ELEKTROENERGETYKA

współczesność i rozwój

RADA PROGRAMOWA

Eryk Kłossowski – prezes zarządu PSE SA

Tomasz Sikorski – wiceprezes zarządu PSE SA

Włodzimierz Mucha – wiceprezes zarządu PSE SA

prof. Leszek Jesień – dyrektor Departamentu Współpracy Międzynarodowej

Jerzy Dudzik – dyrektor Departamentu Zarządzania Systemem

Bronisław Nowiński – dyrektor Departamentu Przesyłu

Adam Oleksy – dyrektor Departamentu Eksploatacji

Konrad Purchała – zastępca dyrektora Departamentu Współpracy Międzynarodowej