

**PL**

**PL**

**PL**



KOMISJA EUROPEJSKA

Bruksela, dnia 17.11.2010  
KOM(2010) 677 wersja ostateczna

**KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY,  
EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU  
REGIONÓW**

**Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej  
perspektywie -  
plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej**

{SEK(2010) 1395 wersja ostateczna}  
{SEK(2010) 1396 wersja ostateczna}  
{SEK(2010) 1398 wersja ostateczna}

**KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY,  
EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU  
REGIONÓW**

**Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej  
perspektywie -  
plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej**

**SPIS TREŚCI**

1.	Wprowadzenie.....	4
2.	Wyzwania w zakresie infrastruktury wymagające podjęcia pilnych działań.....	6
2.1.	Sieci przesyłowe i magazynowanie energii elektrycznej.....	6
2.2.	Sieci gazu ziemnego i magazynowanie gazu ziemnego .....	7
2.3.	Sieci systemów ciepłowniczych i chłodniczych .....	8
2.4.	Wychwytywanie, transport i składowanie CO <sub>2</sub> (CCS) .....	8
2.5.	Transport ropy i olefin oraz infrastruktura rafineryjna .....	8
2.6.	Rynek zapewni większość inwestycji, ale przeszkody pozostaną .....	8
2.7.	Potrzeby inwestycyjne i luka finansowa .....	10
3.	Plan działania na rzecz infrastruktury energetycznej: nowa metoda planowania strategicznego.....	10
4.	Europejskie priorytety dotyczące infrastruktury na 2020 r. i w dalszej perspektywie .....	11
4.1.	Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej, gazu i ropy .....	11
4.1.1.	Dostosowanie europejskiej sieci przesyłowej do 2020 r.....	11
4.1.2.	Zdywersyfikowane dostawy gazu do w pełni wyposażonej w połączenia międzysystemowe i elastycznej sieci gazowej UE .....	12
4.1.3.	Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ropy .....	13
4.1.4.	Stopniowe wprowadzanie na rynek technologii inteligentnych sieci .....	13
4.2.	Przygotowanie sieci w dłuższej perspektywie .....	13
4.2.1.	Europejskie autostrady elektroenergetyczne.....	14
4.2.2.	Europejska sieć infrastruktury transportuCO <sub>2</sub> .....	14
4.3.	Od priorytetów do projektów .....	14
5.	Narzędzia mające na celu przyspieszenie wdrażania.....	15

5.1.	Klaster regionalne .....	15
5.2.	Szybsze i bardziej przejrzyste procedury wydawania pozwoleń .....	16
5.3.	Lepsze metody działania oraz informowanie decydentów i obywateli .....	17
5.4.	Stworzenie stabilnych ram na potrzeby finansowania .....	18
5.4.1.	Wykorzystanie prywatnych źródeł przez lepszą alokację kosztów .....	18
5.4.2.	Optymalizacja wykorzystania publicznych i prywatnych źródeł poprzez zmniejszenie ryzyka dla inwestorów .....	19
6.	Wnioski i rozwiązania na przyszłość .....	19
ZAŁĄCZNIK .....		21
1.	Wprowadzenie.....	21
2.	Rozwój sytuacji w zakresie popytu na energię i podaży energii .....	23
3.	Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej, gazu i ropy .....	29
3.1.	Dostosowanie europejskiej sieci przesyłowej do 2020 r.....	29
3.1.1.	Sieć przesyłowa morskiej energii wiatrowej na północnych morzach .....	29
3.1.2.	Połączenia międzysystemowe w Europie Południowo-Zachodniej.....	33
3.1.3.	Połączenia w Europie Środkowej i Europie Południowo-Wschodniej .....	34
3.1.4.	Realizacja planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla energii elektrycznej .....	35
3.2.	Zdywersyfikowane dostawy gazu do wyposażonej we wszelkie połączenia międzysystemowe i elastycznej sieci gazowej UE .....	36
3.2.1.	Korytarz południowy .....	36
3.2.2.	Gazowe połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Wschodniej .....	39
3.2.3.	Realizacja planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu .....	40
3.2.4.	Korytarz północ-południe w Europie Zachodniej .....	41
3.3.	Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ropy .....	41
3.4.	Stopniowe wprowadzanie na rynek technologii inteligentnych sieci .....	43
4.	Przygotowanie sieci w dłuższej perspektywie czasowej .....	48
4.1.	Europejskie autostrady elektroenergetyczne.....	48
4.2.	Europejska infrastruktura transportu CO <sub>2</sub> .....	50

## 1. WPROWADZENIE

Europejska infrastruktura energetyczna to centralny system napędzający naszą gospodarkę. Celów polityki energetycznej UE i celów gospodarczych strategii „Europa 2020” nie da się osiągnąć bez gruntownej zmiany metod sposobie zapewnienia rozwoju infrastruktury europejskiej. Przebudowa naszego systemu energetycznego na rzecz niskoemisyjnych technologii przyszłości to nie tylko zadanie dla sektora energetycznego. Konieczne będą usprawnienia techniczne, większa efektywność, odporność na zmiany klimatu i nowa elastyczność. To nie jest zadanie, któremu może samodzielnie podołać jedno państwo członkowskie. Konieczna będzie europejska strategia oraz środki finansowe.

W uzgodnionej przez Radę Europejską w marcu 2007 r.<sup>1</sup> polityce energetycznej dla Europy określono **podstawowe cele unijnej polityki energetycznej polegające na konkurencyjności, stabilności oraz bezpieczeństwie dostaw**. W nadchodzących latach trzeba urzeczywistnić wewnętrzny rynek energii, natomiast do 2020 r. udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii musi wynosić 20 %, o 20 % muszą się zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych<sup>2</sup>, a korzyści wynikające efektywności energetycznej muszą zapewnić 20 % oszczędność zużycia energii. W obliczu coraz większej międzynarodowej konkurencji dotyczącej światowych zasobów, UE musi zapewnić bezpieczeństwo dostaw po konkurencyjnych cenach 500 milionom swoich obywateli. Względne znaczenie źródeł energii będzie się zmieniało. W przypadku paliw kopalnych, zwłaszcza gazu i ropy, UE będzie jeszcze bardziej zależna od importu. Przewiduje się znaczny wzrost popytu na energię elektryczną.

W komunikacie **Energia 2020**<sup>3</sup>, przyjętym 10 listopada 2010 r., wzywa się do zmiany sposobu, w jaki planujemy, budujemy i eksploatujemy naszą infrastrukturę energetyczną i sieci energetyczne. Infrastruktura energetyczna zajmuje czołowe miejsce w inicjatywie przewodniej<sup>4</sup> pod nazwą „Europa efektywnie korzystająca z zasobów”.

**Odpowiednie, zintegrowane i niezawodne sieci energetyczne to nie tylko podstawowy warunek realizacji celów polityki energetycznej UE, ale również warunek realizacji strategii gospodarczej UE.** Rozwój naszej infrastruktury energetycznej pozwoli UE nie tylko zapewnić prawidłowo funkcjonujący wewnętrzny rynek energii, ale zwiększy też bezpieczeństwo dostaw, umożliwi integrację odnawialnych źródeł energii, zwiększy efektywność energetyczną oraz zapewni konsumentom korzyści wynikające ze stosowania nowych technologii i inteligentnego wykorzystania energii.

**UE płaci wysoką cenę za swoją przestarzałą infrastrukturę energetyczną, którą charakteryzują słabe połączenia międzysystemowe.** W styczniu 2009 r. rozwiązaniem na rzecz wyeliminowania przerw w dostawie gazu w Europie Wschodniej przeszkodził brak opcji zwrotnego przepływu gazu oraz niewłaściwa infrastruktura połączeń międzysystemowych i magazynowania. Szybkiemu rozwojowi energii elektrycznej przez morskie elektrownie wiatrowe w regionach Morza Północnego i Bałtyku lub przeszkodziły niewystarczające połączenia morskie i lądowe sieci. Rozwój ogromnego potencjału energii odnawialnej w Europie Południowej i w Afryce Północnej będzie niemożliwy bez

<sup>1</sup> Konkluzje prezydencji, Rada Europejska, marzec 2007 r.

<sup>2</sup> 30 % w przypadku odpowiednich warunków.

<sup>3</sup> COM(2010) 639.

<sup>4</sup> Strategia „Europa 2020”, COM(2010) 2020.

dodatkowych połączeń międzysystemowych w obrębie UE i z państwami sąsiednimi. Ryzyko i koszt przerw w dostawach oraz straty znacznie się zwiększą, jeżeli UE nie zainwestuje pilnie w inteligentne, efektywne i konkurencyjne sieci energetyczne i nie wykorzysta swojego potencjału poprawy efektywności energetycznej.

W dłuższej perspektywie czasu cel UE polegający na obniżeniu emisyjności, czyli na zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych w UE o 80-95 % do 2050 r., spotęguje ten problem, zwiększając potrzebę dalszego rozwoju, na przykład w zakresie infrastruktury na potrzeby magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę, ładowania pojazdów z elektrycznym napędem, transportu oraz składowania CO<sub>2</sub> i wodoru. Infrastruktura wybudowana w kolejnym dziesięcioleciu będzie nadal w dużym stopniu wykorzystywana około 2050 r., zatem nieodzowne jest uwzględnienie **bardziej długoterminowego celu**. W 2011 r. Komisja planuje przedstawić szeroko zakrojony plan działania do 2050 r. W tym planie działania przedstawione zostaną scenariusze dotyczące koszyka energetycznego, opisujące sposoby osiągnięcia w Europie długoterminowego celu obniżenia emisyjności i ich wpływ na decyzje dotyczące polityki energetycznej. W niniejszym komunikacie określono plan działania na rzecz infrastruktury energetycznej potrzebny, aby zrealizować nasze cele w zakresie energii na 2020 r. W planach działania dotyczących gospodarki niskoemisyjnej i energii do 2050 r. zawarte zostaną dalsze informacje i wytyczne dotyczące wdrożenia infrastruktury energetycznej w UE poprzez przedstawienie długofalowej wizji.

Planowana obecnie infrastruktura energetyczna musi być zgodna z bardziej długoterminowymi decyzjami politycznymi.

**W celu koordynowania i optymalizacji rozwoju sieci na skalę całego kontynentu konieczna jest nowa polityka UE na rzecz infrastruktury energetycznej.** Dzięki temu UE będzie mogła w pełni wykorzystać korzyści wynikające ze zintegrowanej sieci europejskiej, znacznie przekraczające wartość poszczególnych elementów tej sieci. Za sprawą europejskiej strategii na rzecz całkowicie zintegrowanej infrastruktury energetycznej opartej na inteligentnych i niskoemisyjnych technologiach dzięki korzyściom skali zmniejszą się koszty przejścia na gospodarkę niskoemisyjną dla poszczególnych państw członkowskich. Całkowicie wyposażony w połączenia międzysystemowe rynek europejski zwiększy bezpieczeństwo dostaw i pomoże ustabilizować ceny dla konsumentów, zapewniając dostawy energii elektrycznej i gazu do miejsc, w których są one potrzebne. Sieci europejskie, które w miarę potrzeb będą obejmowały sąsiednie państwa, ułatwią również konkurencję na jednolitym rynku energii w UE, stymulując solidarność państw członkowskich. Przede wszystkim zintegrowana infrastruktura europejska zapewni europejskim obywatelom i przedsiębiorstwom dostęp do źródeł energii po przystępnych cenach. To z kolei będzie miało pozytywny wpływ na realizację celu polityki europejskiej na 2020 r., zakładającego utrzymanie silnej, zdywersyfikowanej i konkurencyjnej bazy przemysłowej w Europie.

Dwie konkretne kwestie, którymi należy się zająć, to zatwierdzanie i finansowanie projektów. Trzeba zwiększyć efektywność i przejrzystość udzielania pozwoleń i współpracy transgranicznej, co zaowocuje większą akceptacją ze strony opinii publicznej oraz przyspieszeniem realizacji. Koniecznie należy znaleźć rozwiązania finansowe dla zaspokojenia potrzeb inwestycyjnych, które według szacunków na nadchodzące dziesięciolecie mają wynieść bilion EUR, z czego połowa konieczna będzie na potrzeby samej sieci energetycznej. Większą część tych inwestycji w sieci trzeba będzie pokryć z cen regulowanych i opłat wynikające z ograniczeń sieciowych. Na podstawie obecnych ram regulacyjnych **wszystkie konieczne inwestycje nie zostaną jednak zrealizowane lub zostaną zrealizowane nie tak szybko, jak jest to konieczne**, głównie z powodu

niekomercyjnych pozytywnych uwarunkowań lub wartość dodaną projektów w skali regionalnej bądź unijnej, których bezpośrednie korzyści w skali krajowej lub lokalnej są ograniczone. Do spowolnienia realizacji inwestycji infrastrukturalnych przyczynia się dodatkowo recesja gospodarcza.

Działania na rzecz nowej strategii energetycznej dla UE cieszą się pełnym poparciem szefów państw i rządów europejskich. W marcu 2009 r. Rada Europejska<sup>5</sup> wezwała do dokonania szczegółowego przeglądu ram transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E)<sup>6</sup> w drodze dostosowania ich zarówno do wyżej określonych wyzwań, jak i do nowych zobowiązań Unii wynikających z art. 194 Traktatu z Lizbony.

**Komunikat ten zawiera ogólny zarys planu działania mającego na celu wypracowanie długoterminowej wizji UE dotyczącej potrzeb ukierunkowanych na efektywność naszych sieci.** Przedstawia się w nim nową metodę strategicznego planowania w celu zobrazowania koniecznej infrastruktury, określenia, które elementy infrastruktury leżą w interesie Europy na podstawie klarownej i przejrzystej metodyki, jak też w celu opracowania narzędzi mających zapewnić terminową realizację, w tym sposobów na szybsze zatwierdzanie, lepszą alokację kosztów i ukierunkowanie finansowania w celu wzmożenia inwestycji prywatnych

## **2. WYZWANIA W ZAKRESIE INFRASTRUKTURY WYMAGAJĄCE PODJĘCIA PILNYCH DZIAŁAŃ**

Wyzwanie polegające na wprowadzeniu połączeń międzysystemowych i dostosowaniu naszej infrastruktury energetycznej do nowych potrzeb jest sprawą istotną, pilną i dotyczy wszystkich sektorów<sup>7</sup>.

### **2.1. Sieci przesyłowe i magazynowanie energii elektrycznej**

Sieci przesyłowe należy koniecznie unowocześnić i zmodernizować, aby sprostać **rosnącemu popytowi** wynikającemu będącego skutkiem nie tylko dużej zmiany w całym łańcuchu wartości energii i koszyku energetycznym, ale również zwiększenia liczby zastosowań i technologii zdanych na energię elektryczną jako źródło energii (pompy ciepła, pojazdy napędzane elektrycznie, ogniwa wodorowe i paliwowe<sup>8</sup>, urządzenia informacyjno-komunikacyjne itd.). Konieczna jest również pilna rozbudowa i modernizacja sieci w celu stymulowania integracji rynku i utrzymania obecnych poziomów bezpieczeństwa systemu, zwłaszcza w celu zapewnienia przesyłu i równowagi **energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych**, której ilość w okresie 2007-2020<sup>9</sup> ma się zwiększyć ponad dwukrotnie. Większość zdolności wytwórczych będzie skoncentrowana w miejscach oddalonych od głównych ośrodków zużycia czy magazynowania. Prognozuje się, że w 2020 r. do 12 % energii odnawialnej będzie pochodziło z instalacji morskich usytuowanych

---

<sup>5</sup> Konkluzje prezydencji Rady Europejskiej z 19/20 marca 2009 r., 7880/09.

<sup>6</sup> Wytyczne dla TEN-E i rozporządzenie finansowe w sprawie TEN. Patrz: sprawozdanie z realizacji TEN-E za okres 2007-2009, COM(2010)203.

<sup>7</sup> Bardziej szczegółową analizę przedstawiono w załączniku oraz w ocenie skutków załączonej do niniejszego komunikatu.

<sup>8</sup> Wprowadzanie na rynek na wielką skalę wymagać będzie znacznej rozbudowy infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru.

<sup>9</sup> Na podstawie krajowych planów działań w obszarze energii odnawialnej, przedłożonych Komisji przez 23 państwa członkowskie.

głównie na morzach północnych. Znaczna część będzie pochodziła także z naziemnych parków energii słonecznej i wiatrowej w Europie Południowej lub z instalacji do wytwarzania energii z biomasy znajdujących się w Europie Środkowej i Europie Wschodniej, przy czym zwiększy się udział produkcji zdecentralizowanej na całym kontynencie.. Za sprawą dobrych **połączeń międzysystemowych i inteligentnej sieci obejmującej magazynowanie na dużą skalę** można zmniejszyć koszt wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, ponieważ największą efektywność można uzyskać w skali ogólnoeuropejskiej. Oprócz wymienionych wymogów krótkoterminowych konieczne będzie fundamentalne przekształcenie sieci przesyłowych energii elektrycznej, aby do roku 2050 umożliwić przejście na system elektroenergetyczny o niższej emisyjności, wspierany nowymi technologiami **przesyłu energii długodystansowymi liniami wysokiego napięcia** oraz **magazynowania energii elektrycznej**, które mogą przyjąć coraz większe ilości energii ze źródeł odnawialnych dostępnych na terytorium UE i poza nim.

Jednocześnie należy spowodować, aby sieci stały się bardziej inteligentne. Realizacja celów UE na 2020 r. w zakresie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii nie będzie możliwa bez zapewnienia większej **innowacyjności i inteligentnych rozwiązań** w sieciach, zarówno na poziomie przesyłu, jak i dystrybucji, zwłaszcza za sprawą technologii informacyjno-komunikacyjnych. Będzie to miało zasadnicze znaczenie w zarządzaniu od strony popytu oraz w innych usługach świadczonych w ramach **inteligentnych sieci**. Inteligentne sieci przesyłowe energii elektrycznej zwiększą przejrzystość oraz pozwolą konsumentom oszczędzać energię przez kontrolowanie urządzeń w gospodarstwach domowych, ułatwią wytwarzanie energii w gospodarstwach domowych oraz zmniejszą koszty. Technologie takie pomogą również zwiększyć konkurencyjność, zapewniając przemysłowi UE i MŚP pozycję światowych liderów w dziedzinie technologii.

## 2.2. Sieci gazu ziemnego i magazynowanie gazu ziemnego

Pod warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, gaz ziemny będzie nadal odgrywał kluczową rolę w koszyku energetycznym UE w nadchodzących dziesięcioleciach, zyskując znaczenie jako **paliwo alternatywne** na potrzeby różnych metod wytwarzania energii elektrycznej. Chociaż w perspektywie długoterminowej niekonwencjonalne źródła gazu i zasoby biogazu mogą przyczynić się do mniejszego uzależnienia UE od importu, to w perspektywie średnioterminowej wyczerpujące się rodzime konwencjonalne źródła gazu ziemnego oznaczają konieczność dodatkowego zdywersyfikowanego **importu**. Sieci gazu wymagają większej elastyczności, jeśli chodzi o system gazociągów, w tym dwukierunkowych gazociągów, zwiększonej pojemności magazynowej i elastyczności dostaw, z uwzględnieniem skroplonego gazu ziemnego (LNG) i sprężonego gazu ziemnego (CNG). Jednocześnie rynki nadal charakteryzuje fragmentaryzacja i struktura monopolistyczna, skutkujące różnymi barierami dla otwartej i uczciwej konkurencji. W Europie Wschodniej przeważa **uzależnienie od jednego źródła** potęgowane brakiem infrastruktury. Do 2020 r. należy koniecznie zapewnić zdywersyfikowany portfel źródeł i dróg przesyłu gazu ziemnego oraz całkowicie wyposażoną w połączenia międzysystemowe i dwukierunkową sieć gazu w UE, tam gdzie jest to właściwe.<sup>10</sup> Postęp ten należy ściśle powiązać ze strategią UE wobec państw trzecich, zwłaszcza wobec naszych dostawców i krajów tranzytu.

---

<sup>10</sup> Patrz rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu (WE) nr 994/2010.

### 2.3. Sieci systemów ciepłowniczych i chłodniczych

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych prowadzi często do strat na skutek konwersji podczas gdy w tuż obok wyczerpuje się zasoby naturalne w celu ogrzewania i chłodzenia w ramach odrębnych systemów. Jest to zarówno nieefektywne, jak i kosztowne. Podobnie zasoby naturalne takie jak woda morska lub wody podziemne, rzadko wykorzystuje się do chłodzenia pomimo związanych z tym oszczędności. Należy zatem uznać upowszechnianie rozwoju i modernizacji sieci ciepłowniczych i chłodniczych za sprawę o priorytetowym znaczeniu we wszystkich dużych aglomeracjach, kiedy mogą to uzasadnić warunki lokalne lub regionalne, szczególnie pod względem potrzeb w zakresie ogrzewania i chłodzenia, obecnej lub planowanej infrastruktury, strukturę wytwarzania itp. Kwestia ta zostanie uwzględniona w planie efektywności energetycznej i w ramach partnerstwa na rzecz innowacji „Inteligentne miasta”, które rozpoczną się na początku 2011 r.

### 2.4. Wychwytywanie, transport i składowanie CO<sub>2</sub> (CCS)

Technologie CCS ograniczają na dużą skalę emisje CO<sub>2</sub> przy jednoczesnym umożliwieniu wykorzystania paliw kopalnych, które pozostaną ważnym źródłem paliwa do wytwarzania energii elektrycznej przez kolejne dziesięciolecia. Przy pomocy pilotażowych instalacji, które zostaną zrealizowane w 2015 r., nadal bada się tą technologię oraz zagrożenia i korzyści, jakie ona ze sobą niesie. Oczekuje się, że w 2020 r. rozpocznie się stopniowe handlowe wprowadzanie technologii CCS na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i zastosowań przemysłowych, natomiast około roku 2030 technologie te zaczną być wprowadzane na całym świecie. Z uwagi na nierównomierne rozłożenie w Europie potencjalnych miejsc składowania CO<sub>2</sub>, jak też mając na uwadze fakt, że niektóre państwa członkowskie mają ograniczony potencjał składowania na swoich terytoriach w porównaniu z ich poziomami emisji CO<sub>2</sub>, może być konieczna budowa europejskiej transgranicznej infrastruktury rurociągowej obejmującej środowisko morskie.

### 2.5. Transport ropy i olefin oraz infrastruktura rafineryjna

W przypadku utrzymania obecnej polityki w takich obszarach jak klimat, transport i efektywność energetyczna prognozuje się, że ropa będzie stanowiła 30 % energii pierwotnej, natomiast w 2030 r. znaczna część paliw stosowanych w transporcie może być nadal na bazie ropy. Bezpieczeństwo dostaw zależy od integralności i elastyczności całego **łańcucha dostaw**, począwszy od ropy naftowej dostarczanej do rafinerii, a skończywszy na produkcie końcowym rozprowadzanym wśród konsumentów. Przyszły kształt infrastruktury transportu ropy naftowej i produktów naftowych będzie jednocześnie uwarunkowany zmianami w europejskim sektorze rafineryjnym, który boryka się obecnie z wieloma problemami przedstawionymi w zarysie w dokumencie roboczym służb Komisji załączonym do niniejszego komunikatu.

### 2.6. Rynek zapewni większość inwestycji, ale przeszkody pozostaną

Środki polityczne i legislacyjne przyjęte przez UE od 2009 r. zapewniły mocną i solidną podstawę dla planowania europejskiej infrastruktury. W **trzecim pakiecie na rzecz wewnętrznego rynku energii**<sup>11</sup> ustanowiono podstawy dla planowania europejskiej sieci oraz inwestycji, zobowiązując operatorów systemów przesyłowych do współpracy i opracowania regionalnych oraz europejskich dziesięcioletnich planów rozwoju sieci dla energii

---

<sup>11</sup> Dyrektywy 2009/72/WE i 2009/73/WE, rozporządzenia (WE) nr 713, (WE) nr 714 i (WE) nr 715/2009.

elektrycznej i gazu w ramach europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych, jak również w drodze ustanowienia zasad współpracy krajowych organów regulacyjnych w zakresie inwestycji transgranicznych w ramach Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

W trzecim pakiecie zobowiązuje się organy regulacyjne do uwzględnienia skutków podejmowanych przez nie decyzji dla całego rynku wewnętrznego UE. Oznacza to, że nie powinny one oceniać inwestycji wyłącznie na podstawie korzyści w swoim państwie członkowskim, ale na podstawie korzyści na skalę całej UE. **Ustalanie taryf** nadal odbywa się na poziomie krajowym i na tym poziomie podejmuje się także kluczowe decyzje w sprawie projektów infrastruktury połączeń międzysystemowych. Krajowe organy regulacyjne tradycyjnie dążą do zminimalizowania taryf, a to może skutkować niezapewnieniem koniecznej stopy zwrotu projektów oferujących korzyści w szerszym wymiarze regionalnym lub problemami z alokacją kosztów w wymiarze transgranicznym, trudnościami z projektami uwzględniającymi zastosowanie innowacyjnych technologii lub projektami zapewniającymi jedynie bezpieczeństwo dostaw.

Ponadto umocniony i rozbudowany **system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych** (ETS) doprowadzi do ujednoczenia europejskiego rynku emisji. Ceny uprawnień do emisji w ramach ETS już teraz wpływają na optymalną kombinację dostaw energii elektrycznej i ukierunkowanie na niskoemisyjne źródła dostaw, a wpływ ten będzie coraz większy.

**Rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu**<sup>12</sup> zwiększy zdolność UE w zakresie reagowania na sytuacje kryzysowe za sprawą większej odporności sieci oraz wspólnych norm w obszarze bezpieczeństwa dostaw i dodatkowych urządzeń. Wyraźnie określa się w nim również zobowiązania w odniesieniu do inwestycji w sieci.

Jako jedną z przyczyn opóźnień we wdrażaniu projektów infrastrukturalnych, zwłaszcza w zakresie energii elektrycznej, przedstawiciele branży, jak również operatorzy systemów przesyłowych i przedstawiciele organów regulacyjnych, wskazali długie i niepewne **procedury wydawania pozwoleń**<sup>13</sup>. Czas od rozpoczęcia planowania do ostatecznego uruchomienia linii wysokiego napięcia wynosi często ponad 10 lat<sup>14</sup>. Projekty transgraniczne często spotykają się z dodatkowym sprzeciwem, gdyż traktuje się je wyłącznie jako „linie tranzytowe”, które nie dają żadnych korzyści na poziomie lokalnym. W dziedzinie energii elektrycznej, wynikające z tego opóźnienia uniemożliwią przypuszczalnie realizację 50% znaczących z ekonomicznego punktu widzenia inwestycji w energię elektryczną do 2020 r.<sup>15</sup>. Może to poważnie zahamować proces przekształcania UE w zasobooszczędną i niskoemisyjną gospodarkę, zagrażając tym samym jej konkurencyjności. Na obszarach morskich brak koordynacji, planowania strategicznego i dostosowania krajowych ram regulacyjnych często spowalnia proces i zwiększa ryzyko wystąpienia konfliktów z innymi formami wykorzystania zasobów morskich na późniejszym etapie.

---

<sup>12</sup> Rozporządzenie (WE) nr 994/2010

<sup>13</sup> Konsultacja publiczna w sprawie zielonej księgi „W kierunku bezpiecznej, zrównoważonej i konkurencyjnej europejskiej sieci energetycznej”, COM(2008)737.

<sup>14</sup> ENTSO-E – 10-letni plan rozwoju sieci, czerwiec 2010 r.

<sup>15</sup> Zob. załączona ocena skutków.

## 2.7. Potrzeby inwestycyjne i luka finansowa

Aby zrealizować cele polityki energetycznej i cele klimatyczne, **od dnia dzisiejszego do 2020 r. trzeba zainwestować w nasz system energetyczny około biliona EUR**<sup>16</sup>. Prawie połowę tej kwoty potrzeba będzie na sieci, w tym na systemy dystrybucji i przesyłu gazu i energii elektrycznej, magazynowanie i inteligentne sieci.

W ramach tych inwestycji **około 200 mld EUR potrzeba jedynie na sieci przesyłowe energii**. Rynek pokryje jednak tylko 50 % nakładów na wymagane inwestycje w sieci przesyłowe do 2020 r. Pozostaje luka sięgająca kwoty około 100 mld EUR. Luka ta częściowo wynika z opóźnień w pozyskiwaniu koniecznych pozwoleń środowiskowych i budowlanych, jest ona jednak także spowodowana korzyściami o charakterze niekomercyjnym i szerszym wymiarze europejskim, trudnym dostępem do finansowania, ryzykiem inwestorów oraz brakiem odpowiednich instrumentów łagodzących ryzyko, szczególnie w przypadku projektów wykazujących pozytywne efekty zewnętrzne i większe korzyści dla Europy, ale bez wystarczającego uzasadnienia komercyjnego<sup>17</sup>. Musimy również skoncentrować nasze starania na dalszym rozwijaniu wewnętrznego rynku energii, który jest nieodzowny dla rozwoju inwestycji sektora prywatnego w infrastrukturę energetyczną, co z kolei przyczyni się do zmniejszenia luki finansowej w nadchodzących latach.

**Koszty zaniechania tych inwestycji lub ich realizacji przy braku koordynacji na skalę całej UE mogą być ogromne**, jak wykazano w przypadku rozwoju morskich elektrowni wiatrowych, gdzie koszt krajowych rozwiązań mógłby być o 20 % wyższy. Realizacja wszystkich potrzebnych inwestycji w infrastrukturę przesyłową zapewniłaby w okresie 2011–2020 około 775 tys. dodatkowych miejsc pracy, zwiększając do 2020 r.<sup>18</sup> nasze PKB o 19 mld EUR w stosunku do wzrostu według scenariusza BAU. Takie inwestycje przyczynią się ponadto do upowszechniania unijnych technologii. Przemysł w UE, w tym także małe i średnie przedsiębiorstwa, ma zasadnicze znaczenie w dziedzinie opracowywania technologii dla infrastruktury energetycznej. Modernizacja infrastruktury energetycznej w UE umożliwi wzrost konkurencyjności UE i wzmocnienie jej światowego przywództwa w dziedzinie technologii.

## 3. PLAN DZIAŁANIA NA RZECZ INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ: NOWA METODA PLANOWANIA STRATEGICZNEGO

Zapewnienie infrastruktury energetycznej potrzebnej Europie w kolejnych dwóch dekadach wymaga całkowicie nowej polityki w obszarze infrastruktury, której podstawę stanowiłaby wizja europejska. Oznacza to także zmianę obecnych praktyk w obszarze TEN-E, które charakteryzują długie, wstępnie określone oraz nieelastyczne wykazy projektów. Komisja proponuje nową metodę, która obejmuje następujące etapy:

- określenie mapy infrastruktury energetycznej prowadzącej do powstanie europejskiej inteligentnej super sieci stanowiącej międzysystemowe połączenie sieci na poziomie kontynentu,

---

<sup>16</sup> Obliczenia sporządzone według modelu PRIMES.

<sup>17</sup> Zob. załączona ocena skutków.

<sup>18</sup> Zob. załączona ocena skutków.

- skoncentrowanie się na ograniczonej liczbie **priorytetów europejskich**, które muszą zostać wdrożone do 2020 r. w celu realizacji długoterminowych celów i w przypadku których europejskie jest najbardziej uzasadnione,
- określenie **konkretnych projektów** koniecznych do wdrożenia tych priorytetów na podstawie ustalonej metodyki – deklarowanych jako projekty leżące w interesie Europy – w elastyczny sposób i na podstawie współpracy regionalnej w celu zapewnienia reakcji na zmieniające się uwarunkowania rynkowe i rozwój technologii,
- wspieranie procesu wdrażania projektów leżących w interesie Europy przy pomocy **nowych narzędzi** takich jak udoskonalenie współpracy regionalnej, lepsze metody działania i informowanie decydentów i obywateli oraz innowacyjne instrumenty finansowe.

#### 4. EUROPEJSKIE PRIORYTETY DOTYCZĄCE INFRASTRUKTURY NA 2020 R. I W DALSZEJ PERSPEKTYWIE

W celu dostosowania naszej infrastruktury energetycznej do potrzeb XXI wieku Komisja proponuje poniższe priorytety krótko- i długoterminowe.

##### 4.1. Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej, gazu i ropy

###### 4.1.1. Dostosowanie europejskiej sieci przesyłowej do 2020 r.

Pierwszy dziesięcioletni plan rozwoju sieci<sup>19</sup> stanowi solidną podstawę do określenia priorytetów w sektorze infrastruktury elektroenergetycznej. W planie nie uwzględnia się jednak w pełni inwestycji w infrastrukturę wynikających z nowych istotnych zdolności wytwarzania morskiej energii wiatrowej, głównie w zakresie energii wiatrowej na północnych morzach<sup>20</sup>, plan ten nie zapewnia również terminowej realizacji, zwłaszcza w przypadku transgranicznych połączeń międzysystemowych. W celu zapewnienia terminowej integracji zdolności wytwarzania energii ze **źródeł odnawialnych** w Europie Północnej i Południowej oraz dalszej **integracji rynku**, Komisja Europejska proponuje, aby się skoncentrować na następujących korytarzach priorytetowych, co pozwoli dostosować europejskie sieci elektroenergetyczne do 2020 r.:

1. **Sieć przesyłowa morskiej energii wiatrowej na północnych morzach i połączenie międzysystemowe z Europą Północną i Środkową** – w celu zintegrowania i połączenia zdolności wytwórczych energii elektrycznej na północnych morzach<sup>21</sup> z ośrodkami poboru w Europie Północnej i Środkowej i elektrowniami szczytowo-pompowymi w regionie alpejskim i w krajach nordyckich.

<sup>19</sup> 500 projektów określonych przez krajowych operatorów systemów przesyłowych obejmuje całą UE, Norwegię, Szwajcarię i Bałkany Zachodnie. Wykaz nie zawiera projektów lokalnych, regionalnych lub krajowych, w przypadku których stwierdzono brak znaczenia na skalę ogólnoeuropejską.

<sup>20</sup> W planowanym na 2012 r. kolejnym 10-letnim planie rozwoju sieci przyjęte zostanie podejście, w którym uwzględniony zostanie obowiązek prawny dotyczący połączenia kwestii odnawialnych źródeł energii i redukcji emisji w perspektywie wykraczającej poza 2020 r., a także rozwiązanie problemu tych braków.

<sup>21</sup> Dotyczy to Morza Północnego i mórz północno-zachodnich

2. **Połączenia międzysystemowe w południowo-zachodniej Europie** w celu przesyłu energii wiatrowej, wodnej i słonecznej, zwłaszcza między Półwyspem Iberyjskim a Francją, jak też dalsze połączenia z Europą Środkową, umożliwiające lepsze wykorzystanie źródeł energii odnawialnej w Afryce Północnej oraz istniejącej infrastruktury pomiędzy Afryką Północną i Europą.
3. **Połączenia międzysystemowe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej** – w celu umocnienia regionalnej sieci przepływu energii elektrycznej w kierunkach północ-południe i wschód-zachód, aby wspomóc integrację rynku i odnawialnych źródeł energii, w tym połączeń z instalacjami magazynowymi, oraz integracji wysp energetycznych.
4. **Urzeczywistnienie planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich** – integracja państw bałtyckich z rynkiem europejskim za sprawą wzmocnienia ich wewnętrznych sieci i umocnienia połączeń międzysystemowych z Finlandią, Szwecją i Polską oraz przez wzmocnienie polskiej sieci wewnętrznej i połączeń międzysystemowych w kierunkach wschodnim i zachodnim.

4.1.2. *Zdywersyfikowane dostawy gazu do w pełni wyposażonej w połączenia międzysystemowe i elastycznej sieci gazowej UE*

Ten obszar priorytetowy ukierunkowany jest na zbudowanie infrastruktury mającej umożliwić zakup i sprzedaż gazu z dowolnego źródła w UE w wymiarze transgranicznym. Zapewniłoby to również bezpieczeństwo w zakresie popytu, oferując wybór oraz większy rynek sprzedaży dla producentów gazu. Szereg pozytywnych przykładów w państwach członkowskich pokazuje, że dywersyfikacja ma kluczowe znaczenie dla zwiększenia konkurencji i wzmocnienia **bezpieczeństwa dostaw**. Chociaż dostawy na poziomie UE są zdywersyfikowane w ramach trzech korytarzy – korytarz północny z Norwegii, wschodni z Rosji, śródziemnomorski z Afryki – oraz za sprawą LNG, to w niektórych regionach przeważa uzależnienie od jednego źródła. Każdy europejski region powinien wdrożyć infrastrukturę umożliwiającą fizyczny **dostęp do co najmniej dwóch różnych źródeł**. Bilansująca rola gazu w stosunku do różnych sposobów wytwarzania energii elektrycznej oraz standardy wprowadzone w odniesieniu do infrastruktury w rozporządzeniu w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu narzucają jednocześnie dodatkowe wymagania w zakresie elastyczności, zwiększając zapotrzebowanie na dwukierunkowe gazociągi, większą pojemność magazynową oraz elastyczne dostawy, na przykład LNG/CNG. Aby zrealizować te cele zidentyfikowano następujące korytarze priorytetowe:

1. **korytarza południowego** w celu dalszej dywersyfikacji źródeł na poziomie UE oraz sprowadzania do UE gazu z basenu Morza Kaspijskiego, Azji Środkowej i Bliskiego Wschodu,
2. połączenie Morza Bałtyckiego, Morza Czarnego, Morza Adriatyckiego i Morza Egejskiego, przede wszystkim przez:
  - wdrożenie **planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich** oraz
  - **korytarz północ-południe** w Europie Środkowo-Wschodniej i Europie Południowo-Wschodniej,

3. uruchomienie w Europie Zachodniej korytarza północ-południe w celu **usunięcia wewnętrznych wąskich gardeł** i zwiększenia możliwości dostaw krótkoterminowych, co oznacza pełne wykorzystanie możliwości alternatywnych dostaw z zewnątrz, w tym także z Afryki, i zoptymalizowanie wykorzystania istniejącej infrastruktury, a zwłaszcza istniejących instalacji i magazynów LNG.

#### 4.1.3. *Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ropy*

Ten priorytet ma na celu zapewnienie ciągłych dostaw ropy naftowej do krajów pozbawionych dostępu do morza, które są położone w Europie Środkowo-Wschodniej i które w przypadku długotrwałych przerw w dostawach drogami konwencjonalnymi są obecnie uzależnione od ograniczonej liczby dróg dostaw. Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej i połączenia międzysystemowe sieci rurociągów pomogłyby również w powstrzymaniu dalszego rozwoju transportu ropy drogą morską, ograniczając tym samym zagrożenie dla środowiska na szczególnie wrażliwym i eksploatowanym obszarze Morza Bałtyckiego oraz w tureckich cieśninach. Cel ten można zrealizować w dużym stopniu w ramach obecnej infrastruktury poprzez zwiększenie interoperacyjności **systemu rurociągów Europy Środkowo-Wschodniej**, zapewniając wzajemne połączenia różnych systemów i eliminując wąskie gardła w przepustowości lub umożliwiając przepływ zwrotny.

#### 4.1.4. *Stopniowe wprowadzanie na rynek technologii inteligentnych sieci*

Ten priorytet ma na celu zapewnienie koniecznych ram oraz **wstępnych bodźców do szybkich inwestycji** w nową „inteligentną” infrastrukturę sieciową mającą wspierać i) konkurencyjny rynek sprzedaży detalicznej, ii) dobrze funkcjonujący rynek usług energetycznych, oferujący realny wybór na rzecz oszczędności energii i efektywności energetycznej, iii) integrację wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i wytwarzania rozproszonego, jak również iv) umożliwiającą sprostanie nowemu zapotrzebowaniu, na przykład ze strony użytkowników pojazdów napędzanych elektrycznie.

Komisja także **oceni potrzebę ustanowienia dalszego prawodawstwa** w celu zapewnienia wdrożenia inteligentnych sieci. Propagowanie inwestycji w inteligentne sieci i inteligentne liczniki będzie w szczególności wymagało szczegółowej oceny tych aspektów dotyczących inteligentnych sieci i liczników, które trzeba uregulować lub znormalizować oraz aspektów, które należy pozostawić rynkowi. Komisja rozważy również dalsze działania mające zapewnić, aby inteligentne sieci i systemy pomiarowe przyniosły oczekiwane korzyści dla konsumentów, producentów, operatorów oraz korzyści z punktu widzenia efektywności energetycznej. Wyniki tej oceny i ewentualne dalsze środki zostaną opublikowane w 2011 r.

Ponadto Komisja założy **platformę informacyjną mającą zapewnić przejrzystość w zakresie inteligentnych sieci**, która umożliwi upowszechnianie najnowszych doświadczeń i dobrych praktyk dotyczących wykorzystania tych sieci w całej Europie, zapewni synergię między różnymi podejściami oraz ułatwi opracowanie odpowiednich ram regulacyjnych. Kluczowe znaczenie w tym procesie będzie miało ustanowienie w porę norm technicznych oraz odpowiednia ochrona danych. W tym celu należy bardziej skoncentrować się na technologiach inteligentnych sieci w ramach planu EPSTE.

## 4.2. **Przygotowanie sieci w dłuższej perspektywie**

W kontekście Planu działania 2050 UE musi już dzisiaj przystąpić do projektowania, planowania i budowania przyszłych sieci energetycznych, które będą konieczne, aby umożliwić UE dalsze ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. **Możliwości w tym zakresie**

są ograniczone. Kosztownego podejścia na poziomie państw członkowskich lub projektów oraz suboptymalnych rozwiązań w dłuższej perspektywie czasowej można uniknąć wyłącznie za sprawą skoordynowanego podejścia do zoptymalizowanej infrastruktury europejskiej.

#### 4.2.1 Europejskie autostrady elektroenergetyczne

Przyszłe „**autostrady elektroenergetyczne**” muszą być w stanie: i) pomieścić coraz większą nadwyżkę energii wiatrowej wytwarzanej na Morzu Północnym i Bałtyckim oraz w ich otoczeniu i energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł na wschodzie i południu Europy, a także w Afryce Północnej, ii) połączyć te nowe ośrodki wytwórcze z dużymi instalacjami magazynowymi w krajach nordyckich i Alpach oraz z głównymi ośrodkami poboru w Europie Środkowej i iii) stawić czoła coraz bardziej elastycznemu i zdecentralizowanemu popytowi na energię elektryczną i podaży tej energii<sup>22</sup>.

W związku z tym Komisja Europejska proponuje, aby natychmiast przystąpić do prac mających na celu ustalenie **modułowego planu rozwoju**, który umożliwiłby uruchomienie pierwszych autostrad do 2020 r. W planie należy również przewidzieć ich rozbudowę w celu ułatwienia rozwoju zdolności produkcyjnych energii ze źródeł odnawialnych na dużą skalę, w tym również poza granicami UE oraz z myślą o potencjalnym rozwoju nowych technologii produkcji energii elektrycznej, np. energia fal, wiatrowa i energia pływów. Prace te zostaną najlepiej wykonane w ramach Forum Florenckiego organizowanego przez Komisję Europejską i ENTSO-E i w oparciu o plan EPSTE i europejską inicjatywę przemysłową w obszarze energii wiatrowej.

#### 4.2.2 Europejska sieć infrastruktury transportu CO<sub>2</sub>

Ten obszar priorytetowy obejmuje analizę i uzgodnienie **technicznych i praktycznych warunków dla przyszłej infrastruktury transportu CO<sub>2</sub>**. Dalsze badania, skoordynowane w ramach europejskiej inicjatywy przemysłowej w zakresie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, uruchomionej w ramach planu EPSTE, pozwolą na terminowe przystąpienie do planowania i rozwoju infrastruktury na poziomie europejskim, zgodnie z planowanym stopniowym wprowadzaniem na rynek technologii po roku 2020. W celu stymulowania tworzenia punktów koordynacji przyszłej infrastruktury europejskiej wspierana będzie współpraca regionalna.

### 4.3. Od priorytetów do projektów

Wyżej wspomniane priorytety powinny znaleźć odzwierciedlenie w konkretnych projektach, prowadząc do ustalenia **kroczącego programu**. Pierwszy wykaz projektów powinien być gotowy w 2012 r., a następnie aktualizowany co dwa lata, co pomoże regularnie aktualizować dziesięcioletnie plany rozwoju sieci energii elektrycznej i gazu.

Projekty należy określić i uszeregować według **uzgodnionych i przejrzystych kryteriów**, prowadząc tym samym do wyłonienia ograniczonej liczby tych projektów. Komisja proponuje, aby prace oprzeć na poniższych kryteriach, które należy dopracować i uzgodnić ze wszystkimi istotnymi zainteresowanymi stronami, a zwłaszcza z Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki:

---

<sup>22</sup> Chociaż sieć taka może zostać ostatecznie oparta na technologii DC, to trzeba ją budować stopniowo, zapewniając kompatybilność z aktualną siecią prądu przemiennego.

- *energia elektryczna*: wkład w zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej; zdolność do połączenia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i przesyłu tej energii do dużych ośrodków poboru/magazynowania; zapewnienie większej integracji rynku i konkurencji; oraz wkład w efektywność energetyczną i inteligentne wykorzystanie energii elektrycznej;
- *gaz*: dywersyfikacja, nadanie pierwszorzędno znaczenia dywersyfikacji źródeł, dywersyfikacji kontrahentów i dywersyfikacji dróg przesyłu, a także zwiększenie konkurencji poprzez podniesienie poziomu połączeń międzysystemowych, większe zintegrowanie rynku i ograniczenie koncentracji rynku.

Określone projekty zostałyby poddane analizie na poziomie UE w celu zapewnienia **spójności priorytetów i regionów**, po czym zostałyby uszeregowane pod względem pilności w kategoriach ich wkładu w realizację priorytetów i celów traktatowych. Projekty spełniające kryteria zyskałyby status „**projektu leżącego w interesie Europy**”. Status taki stanowiłby podstawę dalszej oceny<sup>23</sup> i rozważań w ramach działań opisanych w następujących rozdziałach., nadając polityczny priorytet odnośnym projektom.

## 5. NARZĘDZIA MAJĄCE NA CELU PRZYSPIESZENIE WDRAŻANIA

### 5.1. Klaster regionalny

Współpraca regionalna na potrzeby planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich lub inicjatywy na rzecz sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej krajów północnomorskich (NSCOGI) przyczyniły się do wypracowania porozumienia w sprawie regionalnych priorytetów i ich wdrażania. Obowiązkowa współpraca regionalna prowadzona w ramach wewnętrznego rynku energii pomoże przyspieszyć integrację rynku, natomiast podejście regionalne przynosi korzyści dla pierwszego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci dla energii elektrycznej.

Komisja uważa, że takie **dedykowane platformy regionalne** byłyby użyteczne dla ułatwienia planowania, wdrażania i monitorowania określonych priorytetów oraz opracowywania planów inwestycyjnych i konkretnych projektów. Należy zwiększyć rolę obecnych **inicjatyw regionalnych**, powstałych w kontekście wewnętrznego rynku energii, powierzając im w stosownych przypadkach zadania związane z planowaniem infrastruktury, chociaż w razie konieczności można także zaproponować regionalne struktury *ad hoc*. W tym zakresie, jako platformy współpracy do uzgadniania międzynarodowych projektów w różnych sektorach można wykorzystać strategię UE dla tak zwanych makroregionów (takich jak Morze Bałtyckie czy region Dunaju).

Aby uruchomić nową metodę planowania regionalnego w krótkim terminie, Komisja zamierza utworzyć w tym celu **grupę wysokiego szczebla**, która będzie działała w oparciu o współpracę krajów Europy Środkowo-Wschodniej, przykładowo w ramach Grupy Wyszehradzkiej<sup>24</sup>, i której powierzono by zadanie opracowania w ciągu 2011 r. planu

<sup>23</sup> Skutki gospodarcze, społeczne i środowiskowe danych projektów będą oceniane z zastosowaniem wspólnej metody opisanej w następnym rozdziale.

<sup>24</sup> Zob. Deklaracja ze szczytu w Budapeszcie – V4 i bezpieczeństwo energetyczne, z dnia 24 lutego 2010 r.

działania dla połączeń północ-południe i wschód-zachód w odniesieniu do gazu, ropy i energii elektrycznej.

## 5.2. Szybsze i bardziej przejrzyste procedury wydawania pozwoleń

W marcu 2007 r., w odpowiedzi na częste apele ze strony przedstawicieli przemysłu dotyczące wprowadzenia środków UE mających ułatwić procedury wydawania zezwoleń, Rada Europejska zwróciła się do Komisji „o przedstawienie propozycji mających na celu usprawnienie procedur zatwierdzania”.

W odpowiedzi na tę konieczność, zgodnie z zasadą pomocniczości, Komisja zaproponuje wprowadzenie środków dotyczących wydawania zezwoleń stosowanych w „projektach leżących w interesie Europy” w celu **usprawnienia, lepszej koordynacji i poprawy** obecnego procesu przy jednoczesnym poszanowaniu norm w zakresie bezpieczeństwa i przy zapewnieniu pełnej zgodności z prawodawstwem UE w dziedzinie ochrony środowiska<sup>25</sup>. Usprawnione i udoskonalone procedury powinny zapewnić terminowe wdrażanie określonych projektów infrastrukturalnych, bez których UE nie zrealizuje swoich celów w zakresie energii i klimatu. Powinny ponadto zapewnić przejrzystość dla wszystkich zainteresowanych stron oraz ułatwić **uczestnictwo społeczeństwa** w procesie decyzyjnym poprzez umożliwienie prowadzenia otwartych i przejrzystych dyskusji na poziomie lokalnym, regionalnym i krajowym, co przyczyni się do wzmocnienia społecznego zaufania i akceptacji dla tych instalacji.

Usprawniony proces podejmowania decyzji można zapewnić przy pomocy następujących działań:

1. utworzenie dla każdego projektu leżącego w interesie Europy krajowego organu ds. kontaktów („**jednego punktu kontaktowego**”), pełniącego rolę łącznika między podmiotami opracowującymi projekty a właściwymi organami na poziomie krajowym, regionalnym lub lokalnym bez uszczerbku dla ich kompetencji. Organ ten odpowiadałby za koordynację całej procedury wydawania pozwoleń dla określonego projektu oraz za przekazywanie zainteresowanym stronom niezbędnych informacji o procedurach administracyjnych i procesie decyzyjnym. W ramach takiej organizacji państwom członkowskim przysługiwałoby pełne prawo do przyznawania uprawnień decyzyjnych różnym organom administracyjnym i rządowym. W przypadku projektów transgranicznych należy przeanalizować możliwość wprowadzenia koordynowanych lub wspólnych procedur<sup>26</sup> w celu osiągnięcia poprawy na etapie opracowywania projektów oraz przyspieszenia ich ostatecznego zatwierdzenia;
2. zbadanie możliwości wprowadzenia **terminu** podejmowania przez właściwy organ ostatecznej pozytywnej lub negatywnej decyzji. Zważywszy na fakt, że opóźnienia często powstają na skutek złych praktyk administracyjnych, należy zapewnić zakończenie każdego z niezbędnych etapów procesu w określonym terminie przy jednoczesnym poszanowaniu odnośnych systemów prawnych państw członkowskich oraz prawodawstwa europejskiego. W proponowanym harmonogramie należy przewidzieć efektywne zaangażowanie społeczeństwa na wczesnym etapie procesu decyzyjnego, umacniając i uwytatniając prawo obywateli do odwołania się od decyzji władz, wyraźnie uwzględniając przy tym ogólne ramy czasowe. Następnie

---

<sup>25</sup> Zob. załączona ocena skutków.

<sup>26</sup> W tym, w szczególności, odpowiednie prawodawstwo UE dotyczące ochrony środowiska.

zostanie przeprowadzona analiza mająca na celu sprawdzenie, czy w razie gdy decyzja nadal nie została podjęta po upływie ustalonego terminu można nadać specjalne uprawnienia do podejmowania ostatecznej pozytywnej lub negatywnej decyzji organowi wyznaczonemu przez zainteresowane państwa członkowskie;

3. opracowanie **wytycznych na rzecz zwiększenia przejrzystości i przewidywalności** całej procedury, skierowanych do wszystkich zaangażowanych stron (ministerstw, władz lokalnych i regionalnych oraz podmiotów opracowujących projekty i ludności na obszarach objętych projektami). Powinny one zapewnić lepszą komunikację z obywatelami na obszarach objętych projektami w celu zapewnienia prawidłowego zrozumienia związanych z projektem kosztów i korzyści środowiskowych, w zakresie bezpieczeństwa, społecznych i gospodarczych, jak również w celu zaangażowania wszystkich zainteresowanych stron w przejrzystą i otwartą debatę na wczesnym etapie postępowania. Można przy tym uwzględnić minimalne wymogi dotyczące odszkodowań dla ludności na obszarach objętych projektami. Ujmując dokładniej, aby zapewnić otwarty, spójny i lepiej przemyślany proces planowania, w przypadku transgranicznych instalacji morskich należy stosować morskie planowanie przestrzenne;
4. aby zapewnić lepsze warunki do terminowej budowy koniecznej infrastruktury, należy przeanalizować możliwość wprowadzania nagród i zachęt dla regionów lub państw członkowskich, które ułatwiają terminowe zatwierdzanie projektów leżących w interesie Europy. Można także rozważyć wprowadzenie innych mechanizmów udzielania korzyści, czerpiąc inspirację z najlepszych praktyk w dziedzinie energii odnawialnej<sup>27</sup>.

### **5.3. Lepsze metody działania oraz informowanie decydentów i obywateli**

W celu udzielenia pomocy regionom i zainteresowanym stronom w określaniu i wdrażaniu projektów o ogólnoeuropejskim znaczeniu Komisja opracuje **dedykowaną politykę i narzędzie wspierania projektów**, towarzyszące działaniom w zakresie planowania infrastruktury i opracowywania projektów na poziomie UE lub na poziomie regionalnym. Narzędzie takie służyłoby, między innymi, do opracowania modeli i prognozowania obejmującego cały system energetyczny oraz gaz i energię elektryczną łącznie, a także wspólną metodę oceny projektów<sup>28</sup>, odzwierciedlające odpowiednio krótkoterminowe i długoterminowe wyzwania, zwłaszcza uodparnianie na klimat, co ma na celu ułatwienie ustalania priorytetów projektów. Komisja będzie również zachęcać państwa członkowskie do lepszego koordynowania stosowanych obecnie w UE procedur oceny oddziaływania na środowisko już na początkowym etapie. Zostaną ponadto opracowane narzędzia w celu lepszego wyjaśnienia korzyści dla społeczeństwa płynących z danego projektu i powiązania ich z procesem. Takie narzędzia należy uzupełnić komunikacją korzyści, które przynoszą konsumentom i obywatelom rozwój infrastruktury i inteligentne sieci w zakresie bezpieczeństwa dostaw, obniżenie emisyjności sektora energetycznego i efektywność energetyczna.

---

<sup>27</sup> Zob., np. [www.resshare.eu](http://www.resshare.eu)

<sup>28</sup> Zob., np. „Przewodnik do analizy kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych”, lipiec 2008 r. [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf)

#### 5.4. Stworzenie stabilnych ram na potrzeby finansowania

Nawet w razie rozwiązania wszystkich kwestii dotyczących wydawania zezwoleń, **luka inwestycyjna w kwocie około 60 mld EUR** prawdopodobnie utrzyma się do 2020 r., głównie z powodu niekomercyjnych pozytywnych efektów zewnętrznych projektów leżących w interesie regionalnym lub Europy oraz ryzyka związanego z nowymi technologiami. Likwidacja tej luki stanowi duże wyzwanie, jest jednak warunkiem niezbędnym, jeśli realizacja priorytetowej infrastruktury ma być terminowa. Dalsza integracja wewnętrznego rynku energii jako sposób stymulowania rozwoju infrastruktury energetycznej jest zatem niezbędna w celu wzmocnienia rozwoju infrastruktury, a skoordynowane działanie UE jest potrzebne do złagodzenia ograniczeń dla inwestycji oraz ryzyka związanego z projektami.

Komisja proponuje prace na dwóch frontach; dalszą poprawę zasad alokacji kosztów oraz optymalizację wykorzystania środków publicznych i prywatnych na poziomie Unii Europejskiej.

##### 5.4.1. Wykorzystanie prywatnych źródeł przez lepszą alokację kosztów

Infrastruktura elektroenergetyczna i gazowa w Europie to sektory objęte regulacją, których model biznesowy opiera się na regulowanych opłatach taryfowych wnoszonych przez użytkowników, umożliwiającymi odzyskiwanie zainwestowanych środków („**zasada użytkownik płaci**”). Tę podstawową zasadę należy utrzymać również w przyszłości.

W trzecim pakiecie wzywa się organy regulacyjne do zapewnienia operatorom systemów przesyłowych odpowiednich bodźców taryfowych zarówno krótko-, jak i długoterminowych, aby zwiększać efektywność, stymulować integrację rynku i bezpieczeństwo dostaw oraz wspierać powiązaną działalność badawczą<sup>29</sup>. Chociaż ta nowa zasada mogłaby dotyczyć niektórych innowacyjnych aspektów nowych projektów infrastruktury, to jednak nie obejmie ona dużych zmian technologicznych, zwłaszcza w sektorze energii elektrycznej, dotyczących sieci przesyłowych morskiej energii wiatrowej lub sieci inteligentnych, zwłaszcza w sektorze energii elektrycznej.

Ponadto taryfy nadal ustala się na poziomie krajowym, w związku z czym nie zawsze przyczyniają się do realizacji priorytetów europejskich. W ramach regulacji należy uznać fakt, że niekiedy najskuteczniejszym podejściem stosowanym przez operatorów systemów przesyłowych w celu zaspokojenia potrzeb konsumentów są inwestycje w sieć poza terytorium ich państw. Ustanowienie takich zasad alokacji kosztów w wymiarze transgranicznym ma kluczowe znaczenie dla pełnej integracji europejskich systemów energetycznych.

Wobec braku uzgodnionych zasad na poziomie europejskim, realizacja tego założenia będzie trudna, zwłaszcza z uwagi na wymaganą długoterminową spójność. Komisja planuje przedstawić w 2011 r. **wytyczne lub wniosek legislacyjny w celu rozwiązania kwestii alokacji kosztów** dużych technologicznie złożonych lub transgranicznych projektów z pomocą przepisów regulujących taryfy i inwestycje.

Organy regulacyjne muszą uzgodnić wspólne zasady alokacji kosztów inwestycji w połączenia międzysystemowe oraz powiązane taryfy. W przypadku energii elektrycznej należy przeanalizować potrzebę rozwoju długoterminowych rynków dla transgranicznych

---

<sup>29</sup> Por: art. 37 dyrektywy 2009/72/WE i art. 41 dyrektywy 2009/73/WE.

zdolności przesyłowych, natomiast koszty inwestycji w sektorze gazu można przypisać operatorom systemów przesyłowych w krajach sąsiednich, zarówno w przypadku zwykłych inwestycji (na podstawie popytu rynkowego), jak i tych podyktowanych względami bezpieczeństwa dostaw.

#### 5.4.2. *Optymalizacja wykorzystania publicznych i prywatnych źródeł poprzez zmniejszenie ryzyka dla inwestorów*

W przeglądzie budżetu Komisja uwydatniła konieczność maksymalizacji skutków europejskich interwencji finansowych przez indukowanie pozyskiwania, łączenia i wykorzystywania publicznych i prywatnych środków finansowych na infrastrukturę leżącą w interesie Europy. Wymaga to zapewnienia maksymalnie wysokiej społecznej stopy zwrotu z inwestycji w związku z trudnymi do pozyskania środkami, zmniejszenia ograniczeń dla inwestorów, zmniejszenia ryzyka dotyczącego projektów, ograniczenia kosztów finansowania i zwiększenia dostępu do kapitału. Proponuje się podejście dwutorowe.

Po pierwsze Komisja będzie nadal umacniała partnerstwo UE z międzynarodowymi instytucjami finansowymi, **opierając się na istniejących wspólnych inicjatywach w zakresie pomocy finansowej i technicznej**<sup>30</sup>. Komisja zwróci szczególną uwagę na zapewnienie synergii z tymi instrumentami, natomiast w przypadku niektórych z nich zbada możliwość dostosowania ich założeń do sektora infrastruktury energetycznej.

Po drugie, bez uszczerbku dla wniosku Komisji dotyczącego kolejnych wieloletnich ram finansowych na okres po roku 2013, który zostanie przedstawiony w czerwcu 2011 r., oraz z uwzględnieniem wyników przeglądu budżetu<sup>31</sup> w odniesieniu do włączenia priorytetów energetycznych w różne programy, Komisja zamierza zaproponować nowy zestaw narzędzi. Narzędzia te będą połączeniem obecnych i nowatorskich mechanizmów finansowych, które są **odmienne, elastyczne i dostosowane do konkretnych rodzajów ryzyka finansowego oraz potrzeb projektów na różnych etapach ich opracowywania**. Poza tradycyjnymi formami wsparcia (dotacje, dotacje na spłatę odsetek), być może zostaną zaproponowane innowacyjne rozwiązania rynkowe mające wyeliminować braki w inwestycjach kapitałowych i finansowaniu dłużnym. Zbadane zostaną przede wszystkim następujące opcje: inwestycje kapitałowe i wsparcie funduszy na rzecz infrastruktury, instrumenty ukierunkowane na obligacje projektowe, opcja testowania zaawansowanego mechanizmu płatności za moc związanego z siecią, instrumenty podziału ryzyka (głównie ryzyka technologicznego) oraz gwarancje kredytowe dla partnerstw publiczno-prywatnych. Szczególna uwaga zostanie zwrócona na to, aby sprzyjać inwestycjom w projekty przyczyniające się do realizacji celów na rok 2020 lub wykraczające poza granice UE, projekty umożliwiające stopniowe wprowadzanie na rynek takich nowych technologii jak inteligentne sieci oraz na inne projekty, w których nie można osiągnąć korzyści w skali całej UE poprzez działanie samego rynku.

## 6. WNIOSKI I ROZWIĄZANIA NA PRZYSZŁOŚĆ

Ograniczenia możliwości w zakresie publicznego i prywatnego finansowania w ciągu najbliższych lat przez nadchodzące lata nie powinno stanowić wymówki, skutkując

---

<sup>30</sup> Głównie Marguerite, Instrument gwarancji kredytowej dla TEN-T, finansowy instrument podziału ryzyka, Jessica, Jaspers.

<sup>31</sup> Przegląd budżetu UE, przyjęty w dniu 19 października 2010 r.

odroczeniem budowy określonej infrastruktury i realizacji odpowiednich inwestycji. Dzisiejsze inwestycje to w rzeczywistości konieczny warunek dla przyszłych oszczędności i dlatego też powodują one ograniczenie całościowych kosztów realizacji naszych celów politycznych.

Na podstawie opinii wyrażonych przez instytucje i zainteresowane strony na temat niniejszego planu działania, Komisja zamierza w 2011 r. przygotować kolejne wieloletnie ramy finansowe i odpowiednie inicjatywy. Wnioski te uwzględnią aspekty regulacyjne, jak i finansowe określone w komunikacie, w szczególności poprzez instrument na rzecz bezpieczeństwa energetycznego i infrastruktury energetycznej oraz włączenie priorytetów energetycznych jako zasadniczego elementu do innych programów.

## ZAŁĄCZNIK

### **Proponowane priorytety w obszarze infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie**

#### **1. WPROWADZENIE**

Niniejszy załącznik zawiera informacje techniczne na temat priorytetów dotyczących infrastruktury europejskiej, o których mowa w rozdziale 4 komunikatu, postępów w realizacji tych priorytetów oraz na temat kolejnych działań, które trzeba podjąć. Wybrane priorytety wynikają z dużych zmian i wyzwań, z jakimi przyjdzie się zmierzyć europejskiemu sektorowi w nadchodzących dziesięcioleciach niezależnie od niepewności towarzyszącej podaży niektórych źródeł energii i popytowi na te źródła.

W sekcji 2 przedstawiono prognozowany rozwój sytuacji w zakresie podaży i popytu w każdym sektorze energetycznym, o którym mowa w niniejszym komunikacie. Scenariusze sporządzono na podstawie prognozy „Tendencje w energetyce do 2030 r. – aktualizacja, 2009 r.”<sup>32</sup> opartej na ramach modelowania PRIMES i uwzględniającej także scenariusze innych zainteresowanych stron. Chociaż scenariusz referencyjny PRIMES na 2020 r. oparto na pakiecie uzgodnionych obszarów polityki UE, głównie na dwóch prawnie wiążących celach (20 % udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii oraz 20 %, w stosunku do 1990 r., ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w roku 2020), to za podstawę scenariusza bazowego PRIMES przyjęto wyłącznie kontynuację już wdrożonych obszarów polityki, które nie zapewniają realizacji tych celów. W odniesieniu do okresu od 2020 do 2030 r. PRIMES zakłada, że nie będą podejmowane żadne nowe działania polityczne. Taki rozwój sytuacji pozwala określić podstawowe tendencje, które będą warunkowały rozwój infrastruktury w nadchodzących dziesięcioleciach<sup>33</sup>.

W sekcjach 3 i 4 przedstawiono określone w komunikacie priorytety w odniesieniu do infrastruktury (mapa 1), analizując sytuację i wyzwania w każdym przypadku oraz zamieszczając, w stosownych przypadkach, objaśnienia techniczne do zaleceń sformułowanych w komunikacie. Ustalono, że prezentacje priorytetów różnią się pod względem:

- charakteru i stopnia dojrzałości: niektóre priorytety dotyczą bardzo specyficznych projektów infrastruktury, niektóre z nich mogą być bardzo zaawansowane pod względem przygotowania i opracowania projektu. Inne obejmują szersze i często także nowsze koncepcje, które będą wymagały znacznego nakładu dodatkowej pracy, zanim zostaną urzeczywistnione w postaci konkretnych projektów;
- zakresu: większość priorytetów skoncentrowano na określonym regionie geograficznym, natomiast autostrady elektroenergetyczne i sieci CO<sub>2</sub> obejmują potencjalnie wiele państw członkowskich UE, a niekiedy wszystkie z nich. Sieci inteligentne to jednak priorytet tematyczny na skalę całej Unii;
- proponowanym w zaleceniach poziomem zaangażowania: zależnie od charakteru i stopnia dojrzałości priorytetów, zalecenia skoncentrowano na konkretnym biegu

---

<sup>32</sup> [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf).

<sup>33</sup> Przy braku dalszych środków politycznych i przy uwzględnieniu określonych założeń.

spraw lub ukierunkowano je na szerszy zakres kwestii, w tym na aspekty współpracy regionalnej, planowania i regulacji, normalizacji oraz projektowania rynku lub badań naukowych i rozwoju.

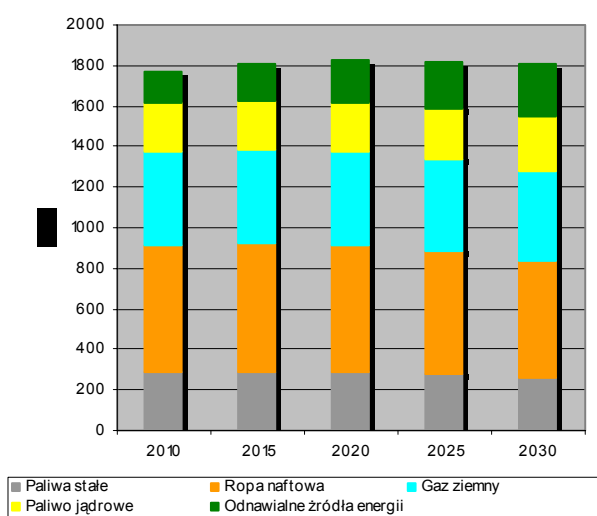


- - - Gaz
- - - Energia elektryczna
- - - Energia elektryczna i gaz
- - - Ropa naftowa i gaz
- Inteligentne sieci energii elektrycznej w UE

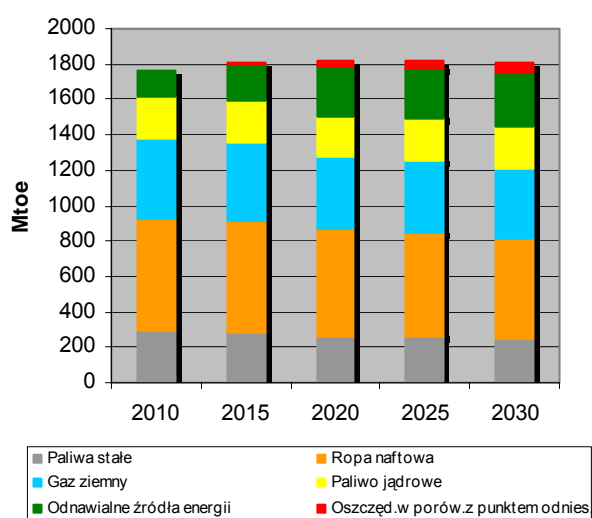
## Mapa 1: Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej, gazu i ropy

### 2. ROZWÓJ SYTUACJI W ZAKRESIE POPYTU NA ENERGIĘ I PODAŻY ENERGI

W ostatniej aktualizacji prognozy „Tendencje w energetyce do 2030 r. – aktualizacja, 2009 r.”<sup>34</sup> opartej na ramach modelowania PRIMES przewidziano niewielki wzrost zużycia energii pierwotnej od dnia dzisiejszego do 2030 r., zgodnie z tak zwanym scenariuszem bazowym (wykres 1), natomiast według scenariusza referencyjnego<sup>35</sup> (wykres 2) wzrost utrzyma się w przeważającym stopniu na poziomie stabilnym. Należy zwrócić uwagę, że prognozy te nie obejmują polityki, jaka ma być realizowana w obszarze efektywności energetycznej od 2010 r., możliwego dalszego ograniczenia emisji w ramach realizacji celu -30 % do roku 2020<sup>36</sup>, czy dodatkowych obszarów polityki transportowej, poza regulacjami dotyczącymi CO<sub>2</sub> i emisji z samochodów. Należy je zatem traktować jak górne limity oczekiwanego popytu na energię.



Wykres 1: Zużycie energii pierwotnej według paliw (Mtoe), scenariusz bazowy PRIMES

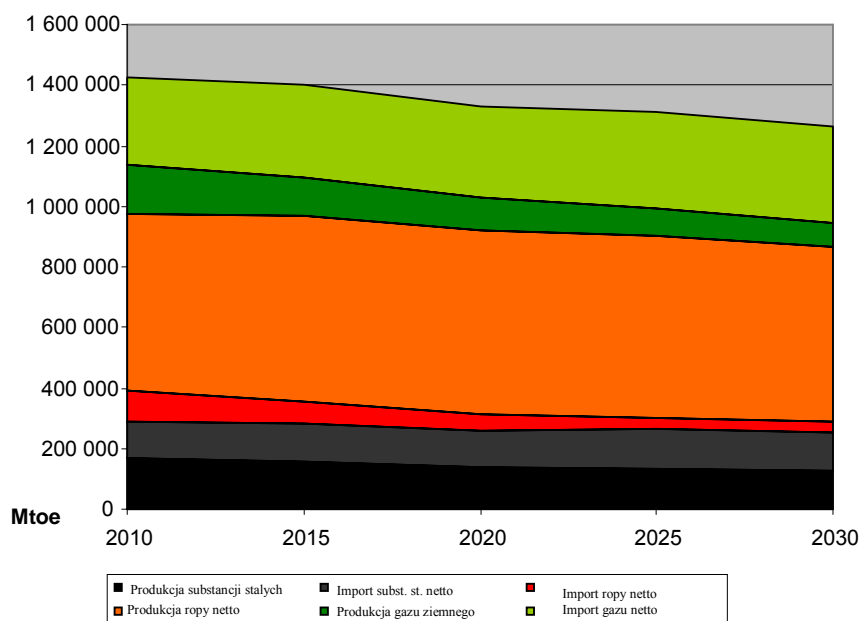


Wykres 2: Zużycie energii pierwotnej według paliw (Mtoe), scenariusz referencyjny PRIMES

<sup>34</sup> [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2030\\_update\\_2009.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf)

<sup>35</sup> Zakłada się, że zgodnie z tym scenariuszem dwa wiążące cele w zakresie energii odnawialnej i zmniejszenia emisji zostają osiągnięte. W scenariuszu bazowym PRIMES, opracowanym w oparciu o kontynuację już wdrożonej polityki, cele te nie zostały zrealizowane.

<sup>36</sup> Bardziej szczegółową analizę skutków przedstawiono w dokumencie roboczym służb Komisji załączonym do komunikatu Komisji „Analiza możliwości zwiększenia celu 20 %-owej redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz ocena ryzyka ucieczki emisji” {COM(2010) 265}. Tło i analiza, część II SEC(2010) 650.



**Wykres 3: Zużycie paliw kopalnych w UE-27 według pochodzenia w Mtoe (w tym paliwa bunkrowego), scenariusz referencyjny PRIMES**

Według tych scenariuszy, udział węgla i ropy w ogólnym koszyku energetycznym będzie spadał od dnia dzisiejszego do 2030 r., natomiast popyt na gaz do 2030 r. utrzymuje się w przeważającej mierze na stabilnym poziomie. Udział odnawialnych źródeł energii ma znacznie wzrosnąć zarówno w przypadku zużycia energii pierwotnej, jak i końcowej, natomiast udział energii jądrowej stanowiący około 14 % zużycia energii pierwotnej ma się utrzymać na stabilnym poziomie. UE nadal będzie w dużym stopniu uzależniona od importowanych paliw kopalnych w przypadku ropy i węgla, natomiast w przypadku gazu uzależnienie to się zwiększy, jak pokazano na wykresie 3.

Jeśli chodzi o **gaz**, to uzależnienie od importu jest już wysokie i ma dalej rosnąć, osiągając do 2020 r. poziom 73-79 % zużycia, a do roku 2030 – 81-89 %<sup>37</sup>, głównie z powodu wyczerpania rodzimych zasobów. Na podstawie różnych scenariuszy dodatkowe zapotrzebowanie na import waha się od 44 Mtoe do 148 Mtoe do roku 2020 oraz od 61 do 221 Mtoe do roku 2030 (w porównaniu z rokiem 2005).

Z uwagi na coraz większą rolę gazu jako podstawowej alternatywy na potrzeby różnych sposobów wytwarzania energii elektrycznej wymagana będzie większa elastyczność. Oznacza to elastyczniejsze wykorzystanie gazociągów, konieczność zapewnienia dodatkowych pojemności magazynowych zarówno w kategoriach pojemności czynnej, jak i mocy odbioru i zatłaczania, oraz konieczność zapewnienia elastyczniejszych dostaw, np. LNG/CNG.

Przyjęte ostatnio rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw nakazuje inwestycje w infrastrukturę w celu zwiększenia odporności i wydajności systemu gazowego na wypadek przerw w dostawach. Państwa członkowskie powinny spełniać dwie normy w zakresie infrastruktury: N-1 i przepływ zwrotny. Wzór N-1 opisuje możliwość zaspokojenia przez zdolność techniczną infrastruktury gazowej całkowitego popytu na gaz w razie przerwy w

<sup>37</sup> Wszystkie niższe wartości liczbowe dotyczą scenariusza referencyjnego PRIMES, natomiast wyższe pochodzą ze scenariusza środowiskowego Eurogas opublikowanego w maju 2010 r., sporządzonego na podstawie oddolnie zgromadzonych danych szacunkowych członków Eurogas.

dostawach gazu z jednej największej infrastruktury gazowej w dniu o wyjątkowo wysokim popycie na gaz, jaki według statystycznego prawdopodobieństwa może się zdarzyć raz na 20 lat. Normę N-1 można spełnić na poziomie krajowym lub regionalnym, natomiast państwo członkowskie może stosować także środki po stronie produkcji i popytu. Rozporządzenie zawiera także wymóg zapewnienia na stałe fizycznej dwukierunkowej przepustowości na wszystkich transgranicznych połączeniach międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi (z wyłączeniem połączeń dla LNG, do celów produkcji lub dystrybucji).

Obecnie pięć krajów nie spełnia kryterium N-1 (Bułgaria, Słowenia, Litwa, Irlandia i Finlandia), jeżeli uwzględni się projekty realizowane w ramach Europejskiego programu energetycznego na rzecz naprawy gospodarczej, ale wykluczając środki po stronie popytu<sup>38</sup>. Odnośnie do inwestycji w przesył zwrotny, według europejskiego badania nad przesyłem zwrotnym gazu (lipiec 2009 r.) 45 projektów w Europie ma zasadnicze znaczenie dla zwiększenia przesyłu zwrotnego w państwach członkowskich i między nimi oraz zapewnia większą elastyczność transportu gazu, w razie takiej konieczności. Podstawowym wyzwaniem jest finansowanie projektów w celu wywiązania się ze zobowiązań w obszarze infrastruktury, zwłaszcza w przypadku gdy rynek nie wymaga takiej infrastruktury.

Przewiduje się, że popyt na **ropę** ulegnie jednocześnie zmianom w dwóch różnych kierunkach: zmniejszy się w państwach UE-15 i będzie wykazywał stałą tendencję wzrostową w nowych państwach członkowskich, gdzie według prognoz może wzrosnąć w okresie od 2010 do 2020 r. o 7,8 %.

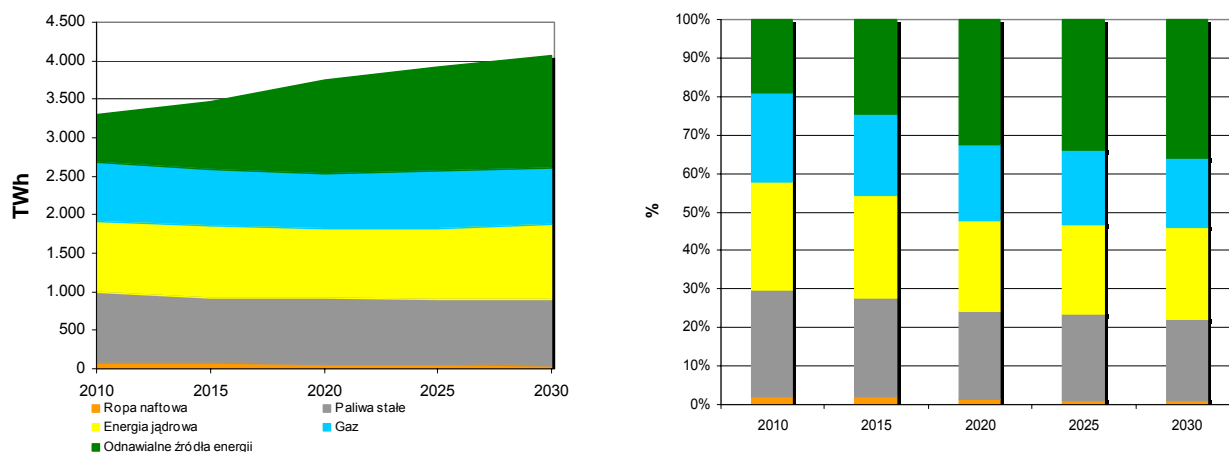
Jeśli chodzi o infrastrukturę **elektroenergetyczną**, to podstawowymi wyzwaniami są rosnący popyt i coraz większy udział energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, w uzupełnieniu do konieczności zintegrowania rynku oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Prognozowana w scenariuszu referencyjnym PRIMES produkcja energii elektrycznej brutto w UE-27 ma wzrosnąć co najmniej o 20 %, z około 3,362 TWh w roku 2007 do 4,073 TWh w roku 2030, natomiast według scenariusza bazowego PRIMES wzrost ma sięgnąć wartości 4,192 TWh, nawet w przypadku nieuwzględniania ewentualnych skutków silnego rozwoju elektromobilności. Udział odnawialnych źródeł w produkcji energii elektrycznej brutto ma według scenariusza referencyjnego wynieść w 2020 r. około 33 %, z czego około 16 % można przypisać źródłom o zmiennej wydajności (energia wiatrowa i słoneczna)<sup>39</sup>.

Wykres 4 przedstawia rozwój sytuacji w zakresie produkcji energii elektrycznej brutto według źródeł, na podstawie scenariusza referencyjnego PRIMES na lata 2010-2030:

---

<sup>38</sup> Zob.: ocena skutków pod adresem internetowym [http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new\\_proposals\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new_proposals_en.htm)

<sup>39</sup> Odpowiednie wartości na rok 2030 wynoszą 36% i 20%. Należy mieć na uwadze, że w scenariuszu referencyjnym na 2030 r. nie uwzględniono potencjalnej przyszłej polityki w obszarze energii odnawialnej, realizowanej przez UE lub poszczególne państwa członkowskie po roku 2020.



**Wykres 4: Koszyk energetyczny służący produkcji energii elektrycznej brutto na lata 2000-2030 według źródeł w Twh (po lewej) i odpowiedni procentowy udział zgodnie ze scenariuszem referencyjnym PRIMES (po prawej)**

Bardziej szczegółowe informacje na temat horyzontu czasowego do 2020 r. podano w krajowych planach działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, które państwa członkowskie mają obowiązek przedkładać Komisji zgodnie z art. 4 dyrektywy 2009/28/WE. Według pierwszych 23 krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych i w znacznej mierze według wyników na 2020 r. zawartych w scenariuszu referencyjnym PRIMES, w roku tym zainstalowane zostaną w danych 23 państwach członkowskich<sup>40</sup> moce w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych o wartości około 460 GW, a dla porównania dzisiejsza analogiczna moc wynosi zaledwie około 244 GW<sup>41</sup>. Około 63 % z tej wartości ogółem można przypisać energii ze źródeł o zmiennej wydajności – energii wiatrowej (200 GW lub 43 %) i słonecznej (90 GW, z czego około 7 GW to skoncentrowana energia słoneczna, lub 20 %) (tabela 1).

Rodzaje odnawialnych źródeł energii	Zainstalowane moce w 2010 r. (GW)	Zainstalowane moce w 2020 r. (GW)	Udział w 2020 r. (%)	Rozbieżność 2010-2020 r. (%)
Woda	116,9	134,2	29 %	15 %
Wiatr	82,6	201	43 %	143 %
Słońce	25,8	90,	19 %	249 %
Biomasa	21,2	37,7	8,0 %	78 %
Inne	1	3,6	1 %	260 %
<b>ŁĄCZNIE</b>	<b>247,5</b>	<b>466,5</b>	<b>100 %</b>	<b>88 %</b>

<sup>40</sup> Austria, Bułgaria, Republika Czeska, Cypr, Niemcy, Dania, Grecja, Hiszpania, Finlandia, Francja, Irlandia, Włochy, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Malta, Niderlandy, Portugalia, Rumunia, Szwecja, Słowacja, Słowenia i Zjednoczone Królestwo

<sup>41</sup> „Prognozy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych opublikowane w krajowych planach działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych europejskich państw członkowskich”, aktualizacja dla 19 państw. L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg. Centrum Badań Energetycznych w Niderlandach, Europejska Agencja Środowiska. 10 września 2010 r.. Dostępne na stronie internetowej: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>

**Tabela 1: Prognozowany rozwój sytuacji w zakresie zainstalowanych mocy źródeł energii odnawialnej w GW, lata 2010-2020**

Prognozuje się, że produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w danych 23 państwach członkowskich wyniesie ponad 1150 TWh, z czego około 50 % będzie pochodziło ze źródeł o zmiennej wydajności (tabela 2).

Rodzaje odnawialnych źródeł energii	Produkcja w 2010 r. (TWh)	Produkcja w 2020 r. (TWh)	Udział w 2020 r. (%)	Rozbieżność 2010-2020 r. (%)
Woda	342,1	364,7	32 %	7 %
Wiatr	160,2	465,8	40 %	191 %
Biomasa	103,1	203	18 %	97 %
Słońce	21	102	9 %	386 %
Inne	6,5	16,4	1 %	152 %
<b>ŁĄCZNIE</b>	<b>632,9</b>	<b>1151,9</b>	<b>100 %</b>	<b>82 %</b>

**Tabela 2: Prognozowany rozwój sytuacji w zakresie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, lata 2010-2020**

Największy wzrost mocy i produkcji energii wiatrowej będzie miał miejsce w Niemczech, Zjednoczonym Królestwie, Hiszpanii, Francji, we Włoszech i w Niderlandach, natomiast jeśli chodzi o moc i produkcję energii słonecznej, to Niemcy i Hiszpania odnotują jeszcze większy wzrost, który będzie mniejszy we Włoszech i Francji.

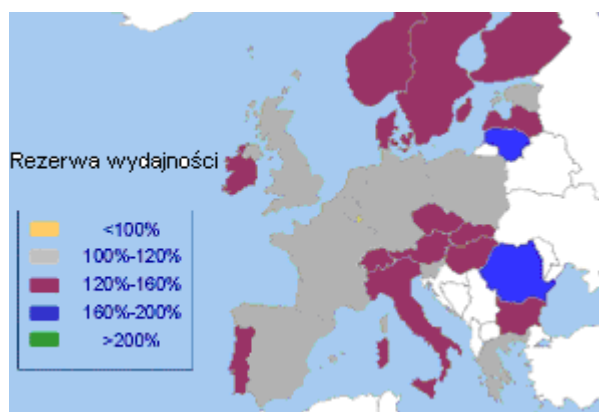
Obok odnawialnych źródeł energii w sektorze energii elektrycznej będą odgrywały swoją rolę również paliwa kopalne. Zapewnienie zgodności z wymogami stosowania paliw kopalnych w sektorach elektroenergetycznym i przemysłowym w ramach łagodzenia zmiany klimatu może zatem wymagać **wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS)** na dużą i ogólnoeuropejską skalę. Według scenariuszy PRIMES transport CO<sub>2</sub> do 2020 r. ma wynieść około 36 mln ton (Mt) na podstawie obecnej polityki, natomiast do roku 2030 ma osiągnąć poziom 50-272 Mt<sup>42</sup> z uwagi na szersze zastosowanie technologii CCS.

Według analizy wykonanej przez KEMA i Imperial College London na podstawie scenariusza referencyjnego PRIMES, zdolność produkcji energii elektrycznej w 2020 r. powinna zaspokoić popyt przy obciążeniu szczytowym praktycznie we wszystkich państwach członkowskich, pomimo zmienności produkcji z energii odnawialnej (mapa 2 i mapa 3<sup>43</sup>). Choć państwa członkowskie nie będą musiały korzystać z importu, by zapewnić bezpieczeństwo dostaw, to jednak większa integracja 27 europejskich systemów

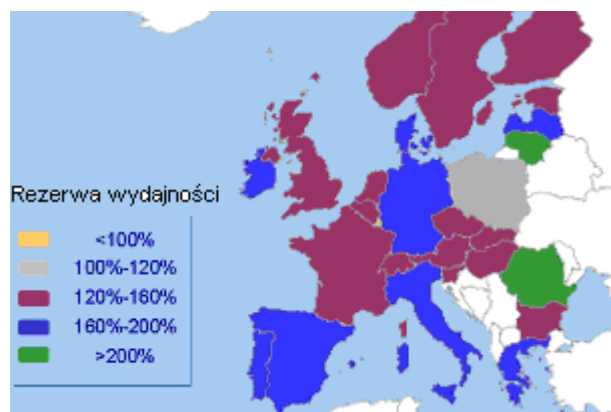
<sup>42</sup> 50 Mt według scenariusza referencyjnego PRIMES, 272 Mt według scenariusza bazowego PRIMES, uwzględniając wyższą cenę CO<sub>2</sub>.

<sup>43</sup> Mapy przedstawiają rezerwy wydajności, tj. stosunek zdolności gwarantowanej (z wyłączeniem źródeł odnawialnych o zmiennej wydajności) / całkowitej mocy (włącznie ze źródłami odnawialnymi o zmiennej wydajności) do popytu na energię elektryczną przy obciążeniu szczytowym, zgodnie z modelem KEMA i Imperial College London dla wszystkich państw członkowskich UE oraz Norwegii i Szwajcarii na 2020 r., na podstawie scenariusza referencyjnego PRIMES (źródło: KEMA i Imperial College London).

elektroenergetycznych mogłaby znacznie ograniczyć ceny, zwiększając ogólną efektywność przez zmniejszenie kosztów bilansowania podaży i popytu w dowolnym momencie.

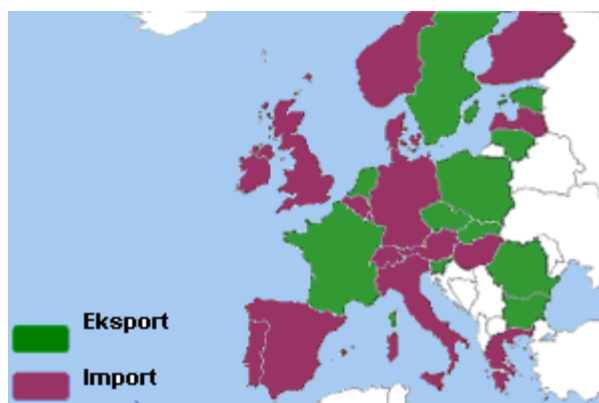


**Mapa 2: Stosunek mocy gwarantowanej do popytu przy obciążeniu szczytowym w 2020 r., scenariusz referencyjny PRIMES**

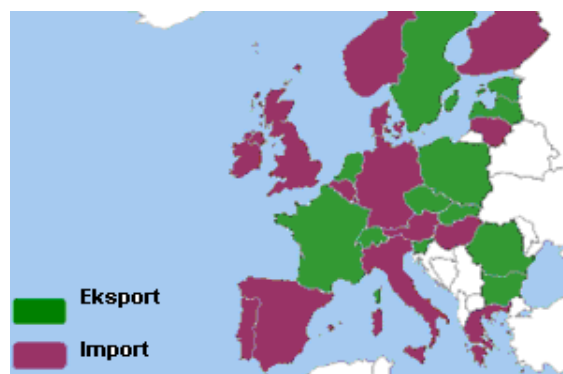


**Mapa 3: Stosunek całkowitej mocy do popytu przy obciążeniu szczytowym w 2020 r., scenariusz referencyjny PRIMES**

Mapy 4 i 5 przedstawiają rozwój sytuacji w zakresie transgranicznego handlu energią elektryczną<sup>44</sup>. Według scenariusza referencyjnego PRIMES dzisiejszy ogólny model eksportu energii elektrycznej może się utrzymać do 2020 r. w odniesieniu do większości państw członkowskich.



**Mapa 4: Import/eksport netto energii w zimie (od października do marca) w 2020 r., scenariusz referencyjny PRIMES**



**Mapa 5: Import/eksport netto latem (od kwietnia do września) w 2020 r., scenariusz referencyjny PRIMES**

Skutkowałoby to niższymi wymogami w zakresie mocy połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi, w oparciu o optymalizację obecnej europejskiej sieci elektroenergetycznej opisaną w pilotażowym dziesięcioletnim planie rozwoju sieci ENTSO-E<sup>45</sup> (mapa 6). Należy jednak zwrócić uwagę, że wymogi te wyliczono na podstawie założeń upraszczających<sup>46</sup> i są one jedynie orientacyjne. Wyniki mogłyby również znacznie się różnić

<sup>44</sup> Źródło: KEMA i Imperial College London

<sup>45</sup> <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>

<sup>46</sup> W modelowaniu sieci Imperial College London i KEMA zastosowano podejście „średka ciężkości”, zgodnie z którym sieć elektroenergetyczną każdego państwa członkowskiego reprezentuje jeden węzeł, z którego i do którego oblicza się zdolność przesyłową. W powiązonym modelu inwestycyjnym porównano koszty rozbudowy sieci między państwami członkowskimi z kosztami inwestycji w dodatkowe moce produkcyjne na podstawie określonych założeń co do kosztów materialnych,

w przypadku optymalizacji europejskiego systemu energetycznego na podstawie nowo zaprojektowanej i całkowicie zintegrowanej sieci europejskiej, a nie sieci elektroenergetycznych scentralizowanych na poziomie krajowym.



Mapa 6: Wymogi w zakresie mocy połączeń międzysystemowych w 2020 r. w MW<sup>47</sup>, scenariusz referencyjny PRIMES  
(źródło: KEMA, Imperial College London)

### 3. PRIORYTETOWE KORYTARZE DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ, GAZU I ROPY

#### 3.1. Dostosowanie europejskiej sieci przesyłowej do 2020 r.

##### 3.1.1. Sieć przesyłowa morskiej energii wiatrowej na północnych morzach

W Drugim strategicznym przeglądzie sytuacji energetycznej z 2008 r. wskazano potrzebę zapewnienia skoordynowanej strategii dotyczącej rozwoju sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej: „(...) należy opracować projekt północnomorskiej sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej, która będzie łączyła ze sobą krajowe sieci elektroenergetyczne w Europie Północno-Zachodniej, i do której będzie można podłączyć liczne projekty w obszarze morskiej energii wiatrowej planowane w tym rejonie.”<sup>48</sup> W grudniu 2009 r. dziewięć państw

dokonując na tej podstawie oceny optymalnego pod względem kosztów poziomu połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi.

<sup>47</sup> W celu zapewnienia jasności na mapie nie pokazano następujących mocy połączeń międzysystemowych: Austria-Szwajcaria (470 MW); Belgia-Luksemburg (1000 MW); Niemcy-Luksemburg (980 MW); Norwegia-Niemcy (1400 MW); Szwajcaria-Austria (1200 MW).

<sup>48</sup> COM (2008)781. W komunikacie stwierdza się również, że „[północnomorska sieć przesyłowa] będzie stanowić fundament przyszłej europejskiej supersieci (...). W projekcie należy wskazać niezbędne działania i harmonogram prac oraz ewentualne szczególne kroki, które należy podjąć. Opracowaniem projektu zajmą się państwa członkowskie i podmioty zaangażowane na szczeblu regionalnym. W razie

członkowskich UE i Norwegia<sup>49</sup> podpisały polityczną deklarację w sprawie inicjatywy na rzecz sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej krajów północnomorskich w celu koordynowania postępów w zakresie tej sieci i infrastruktury na północnych morzach. Dziewięć państw członkowskich UE będzie koncentrowało około 90 % wszystkich postępów UE w obszarze sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej. Według informacji podanych w krajowych planach działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, prognozowana na 2020 r. zainstalowana moc ma wynieść 38,2 GW (1,7 GW w przypadku innych morskich odnawialnych źródeł energii), natomiast produkcja 132 TWh<sup>50</sup>. Morska energia wiatrowa może stanowić 18 % produkcji energii ze źródeł odnawialnych w tych dziewięciu krajach.

Wykonane badania wskazują, że planowanie i rozwój infrastruktury sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej na północnych morzach można zoptymalizować wyłącznie przy pomocy zdecydowanego podejścia regionalnego. Tworzenie klastrów farm wiatrowych w węzłach może stać się atrakcyjnym rozwiązaniem w porównaniu z indywidualnymi połączeniami radialnymi, gdy zwiększa się odległość od wybrzeża, a instalacje są skoncentrowane na tym samym obszarze<sup>51</sup>. W przypadku krajów, w który są spełnione te warunki, takich jak Niemcy, koszty połączenia morskich farm wiatrowych można by zatem zmniejszyć maksymalnie o 30 %. W przypadku całego Morza Północnego redukcja kosztów mogłaby sięgnąć w 2030 r. poziomu bliskiego 20 %<sup>52</sup>. Dla zapewnienia takiej redukcji kosztów bezwzględnie konieczny jest lepiej skoordynowany, zaplanowany i bardziej skoncentrowany geograficznie rozwój w obszarze energii wiatrowej oraz koordynacja w wymiarze transgranicznym. Umożliwiłoby to również czerpanie złożonych korzyści z połączenia farm wiatrowych i międzysystemowych połączeń transgranicznych<sup>53</sup> w razie

---

konieczności otrzymają one wsparcie na poziomie wspólnotowym.” W konkluzjach Rady ds. Energii z dnia 19 lutego 2009 r. objaśniono, że projekt powinien obejmować Morze Północne (w tym region kanału La Manche) oraz Morze Irlandzkie.

<sup>49</sup> Kraje uczestniczące w inicjatywie NSCOGI to Belgia, Niderlandy, Luksemburg, Niemcy, Francja, Dania, Szwecja, Zjednoczone Królestwo, Irlandia i Norwegia.

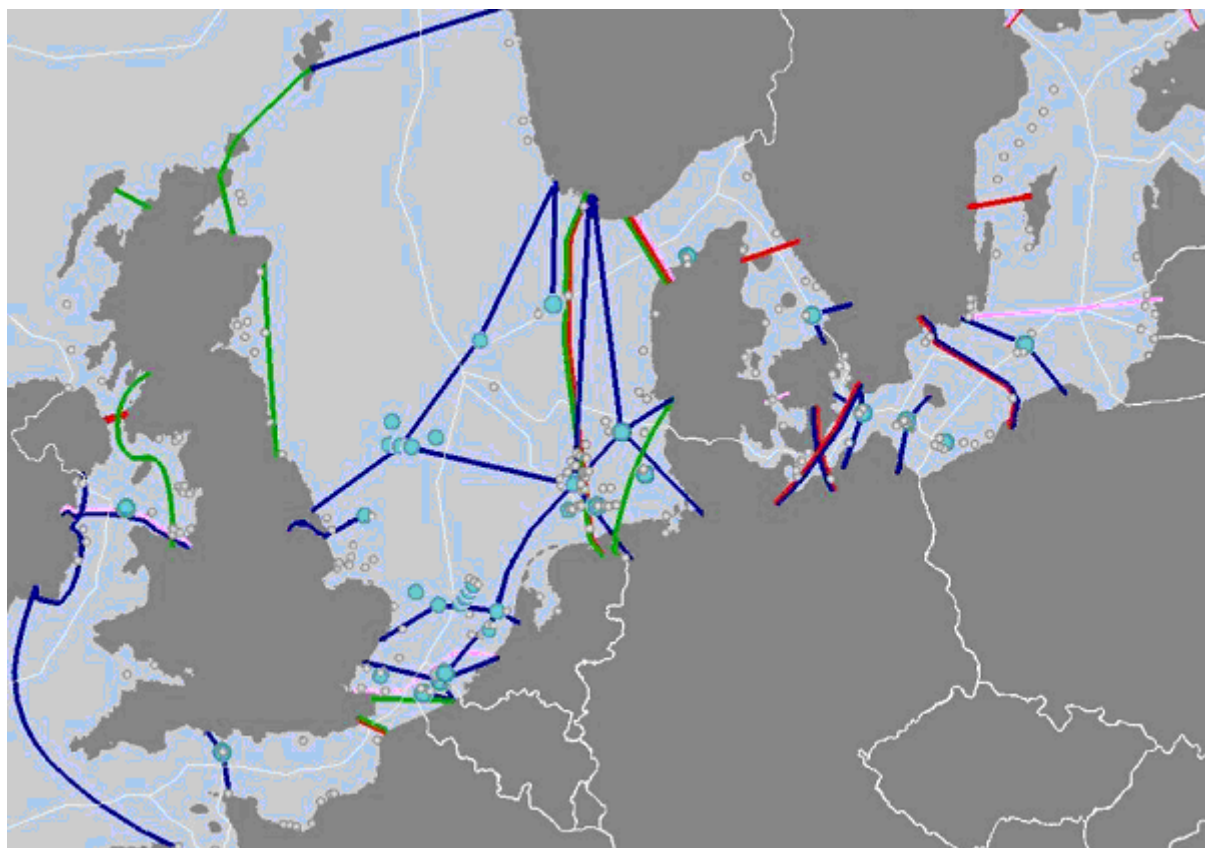
<sup>50</sup> Irlandia również opracowała scenariusz bazowy i ambitniejszy scenariusz dla eksportu. Zgodnie z tym drugim, w 2020 r. odnośne wartości liczbowe wynosiłyby ponad 40 GW dla energii wiatrowej, 2,1 GW dla innych morskich odnawialnych źródeł energii, natomiast produkcja wynosiłaby 139 TWh. Dla całej UE (uwzględniając scenariusz bazowy dla Irlandii) w 2020 r. moc zainstalowana energii wiatrowej wynosiłaby ponad 42 GW, a ewentualna roczna produkcja energii elektrycznej wyniosłaby ponad 137 TWh.

<sup>51</sup> W badaniu OffshoreGrid, przeprowadzonym przez 3E and partners a finansowanym ze środków programu Inteligentna Energia dla Europy, stwierdzono, na podstawie analizy kosztów i korzyści, że radialne połączenia sieciowe mają sens, jeżeli znajdują się maksymalnie 50 km od ich przyłączy na lądzie. W przypadku większej odległości (od 50 do 150 km) od przyłącza na lądzie, czynnikiem determinującym korzyści łączenia w klastry jest koncentracja farm wiatrowych. Jeżeli zainstalowane moce znajdują się w promieniu 20 km (w niektórych przypadkach 40 km) od węzła i osiągają najwyższą dostępną wartość znamionową dla linii przesyłowych wysokiego napięcia prądu stałego, to korzystne jest stworzenie klastra za pomocą węzła. Węzły sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej w odległości ponad 150 km uważa się za rozwiązania typowe. Więcej informacji znajduje się na stronie internetowej: [www.offshoregrid.eu](http://www.offshoregrid.eu). Wydaje się, że wyniki te potwierdzają się na poziomie państw członkowskich: korzyści z utworzenia klastra lub bardziej modularnego projektu rozważano w Niderlandach w odniesieniu do drugiego etapu rozwoju w obszarze morskiej energii wiatrowej. Uwzględniając niewielkie rozmiary farm wiatrowych i ich niewielką odległość od brzegu, ocena wykazała jednak, że tworzenie klastrów nie jest najbardziej opłacalnym podejściem na tym etapie.

<sup>52</sup> Według badania OffshoreGrid zapewnienie infrastruktury mocnej sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej kosztowałoby do 2020 r. 32 mld EUR i do 90 mld EUR do roku 2030, uwzględniając przy tym połączenia radialne. W przypadku utworzenia klastra koszt infrastruktury zmniejszyłby się do 75 mld EUR do 2030 r.

<sup>53</sup> Zintegrowany rozwój mógłby odbywać się w dwóch głównych kierunkach. W przypadku zapewnienia najpierw połączenia międzysystemowego, farmy wiatrowe można by połączyć później. Jeżeli łączenie farm wiatrowych odbyłoby się najpierw, połączenia międzysystemowe między węzłami mogłyby

dobrze wymierzonej mocy połączenia, skutkując tym samym korzyściami netto. Rozwój w obszarze morskiej energii wiatrowej zdecydowanie wymusi wzmocnienie i rozbudowę sieci lądowych, głównie w Europie Środkowo-Wschodniej, co uwydatniono w priorytecie 3. Mapa 7 przedstawia możliwe koncepcje sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej opracowane w badaniu OffshoreGrid<sup>54</sup>.



**Mapa 7: Obraz możliwych koncepcji sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej na Morzu Północnym i Bałtyckim (scenariusz według podejścia mieszanego) ukazujący linie przesyłowe istniejące (kolor czerwony), planowane (kolor zielony) i uruchomione (kolor różowy) oraz dodatkowe linie (kolor niebieski) na podstawie wyliczeń OffshoreGrid)**

Istniejące plany rozwoju w obszarze energii wiatrowej w niektórych państwach członkowskich ujawniają, że wzdłuż lub nawet w poprzek granic wód terytorialnych kilku północnomorskich państw członkowskich będzie miał miejsce znaczny rozwój, który spowoduje powstanie kwestii dotyczących planowania i regulacji o wymiarze ogólnoeuropejskim<sup>55</sup>. Konieczne będzie wzmocnienie europejskiej sieci lądowej na potrzeby przesyłu energii elektrycznej do głównych ośrodków poboru położonych dalej w głębi lądu. Pilotażowy dziesięcioletni plan rozwoju sieci opracowany przez ENTSO-E nie zawiera

---

powstać później i nie trzeba by było budować nowych połączeń międzysystemowych z lądem stałym na ląd stały.

<sup>54</sup> Pakiet roboczy D4.2 „Cztery scenariusze dla sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim” (badanie OffshoreGrid, lipiec 2010 r.). Więcej informacji podano na stronie internetowej: [http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr\\_pr100978\\_d4%2020100728\\_final\\_secured.pdf](http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4%2020100728_final_secured.pdf).

<sup>55</sup> Zachodzi konieczność opracowania zintegrowanych rozwiązań uwzględniających połączenia morskich elektrowni wiatrowych i handlowych połączeń międzysystemowych z innym krajem lub transgraniczne połączenia elektrowni wodnej (zlokalizowanej na wodach terytorialnych jednego kraju, ale podłączonej do sieci innego kraju).

jednak odpowiedniej oceny infrastruktury koniecznej do podłączenia w przyszłości nowych mocy do przesyłu morskiej energii wiatrowej. ENTSO-E zobowiązała się, że uwzględni tę pilną kwestię bardziej szczegółowo w drugim wydaniu dziesięcioletniego planu rozwoju sieci, który ma zostać opublikowany w 2012 r.

Państwa członkowskie przyjęły lub planują przyjąć różne podejścia do rozwoju sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej. Większość państw członkowskich (Niemcy, Dania, Francja, Szwecja, Irlandia) powierzyło krajowym operatorom systemów przesyłowych rozszerzenie sieci lądowej na morską. Zjednoczone Królestwo zdecydowało, by podłączenie każdej nowej morskiej farmy wiatrowej objąć oddzielnym przetargiem<sup>56</sup>. W Belgii i Niderlandach za tworzenie sieci odpowiedzialny jest obecnie deweloper farmy wiatrowej. Ponadto obecne krajowe ramy regulacyjne zachęcają wyłącznie do rozwiązań „od punktu do punktu” polegających na podłączaniu farm wiatrowych do przyłączy na lądzie w celu zminimalizowania kosztów podłączenia dla każdego projektu. Obecne krajowe regulacje nie obejmują łączenia klastrów farm wiatrowych przez węzeł, co wiąże się z zapewnieniem rozbudowanych mocy i ryzykiem technologicznym. I w końcu brak jest optymalizacji transgranicznej w celu ułatwienia handlu energią elektryczną między dwoma lub kilkoma państwami członkowskimi.

W związku z tym brakuje możliwości oferowanych przez regionalne podejście do zintegrowanego rozwoju infrastruktury morskiej i lądowej, tak jak brakuje synergii z międzynarodowym obrotem energią elektryczną. W dłuższej perspektywie czasowej może to skutkować suboptymalnymi i droższymi rozwiązaniami.

Inne wyzwania w obszarze rozwoju sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej związane są z udzielaniem pozwoleń i strukturą rynku. Tak jak w przypadku innych projektów infrastruktury, procedury wydawania zezwoleń są często fragmentaryczne, nawet w tym samym kraju. Może to bardzo komplikować cały proces w przypadku projektów obejmujących swym zasięgiem terytoria różnych państw członkowskich, skutkując bardzo długim czasem realizacji. Ponadto niedostateczna integracja rynków energii elektrycznej, niewystarczające dostosowanie systemów połączeń i krajowych systemów wsparcia dostosowanych do produkcji energii z morskich źródeł odnawialnych oraz brak reguł rynkowych dostosowanych do systemów elektroenergetycznych opartych na bardziej zróżnicowanych odnawialnych źródłach energii mogą utrudniać rozwój w zakresie projektów morskich i w rzeczywistości rozwój europejskiej sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej.

Planowanie infrastruktury rozwoju w obszarze morskiej energii wiatrowej oraz koniecznej infrastruktury sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej i lądowej sieci przesyłowej wymaga koordynacji działań państw członkowskich, krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych oraz Komisji Europejskiej. Morskie planowanie przestrzenne oraz wyznaczenie stref rozwoju w obszarze energii wiatrowej i oceanicznej może wzmocnić rozwój, ułatwiając także podejmowanie decyzji o inwestycjach w danym sektorze.

### Zalecenia

---

<sup>56</sup> W przetargach tych może uczestniczyć dowolne przedsiębiorstwo, co stwarza warunki konkurencji dla rozwoju i eksploatacji nowej sieci.

Państwa członkowskie nawiązały strukturalną współpracę regionalną w ramach inicjatywy NSCOGI<sup>57</sup>. Choć zaangażowanie państw członkowskich w skoordynowany rozwój sieci jest bardzo ważne, to należy je teraz przełożyć na konkretne działania, by stało się ono główną siłą napędową rozwoju północnomorskiej sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej. Zgodnie ze strategią przedstawioną w komunikacie, w ramach inicjatywy należy ustalić strukturę roboczą, zakładając odpowiednio udział zainteresowanych stron, jak również opracować plan prac zawierający konkretne terminy i cele dotyczące konfiguracji i integracji sieci, rynku oraz kwestii regulacyjnych i procedur planowania oraz udzielania zezwoleń.

Operatorzy systemów przesyłowych oraz ENTSO-E powinni przygotować pod przewodnictwem NSCOGI różne opcje konfiguracji sieci i przedstawić je w kolejnym dziesięcioletnim planie rozwoju sieci. W opcjach projektowych należy uwzględnić aspekty dotyczące planowania, budowy i eksploatacji, koszty związane z daną infrastrukturą oraz korzyści lub ograniczenia wynikające z różnych opcji projektowych. W celu określenia możliwości w zakresie połączeń węzłów i połączeń międzysystemowych na potrzeby obrotu energią elektryczną, operatorzy systemów przesyłowych powinni przede wszystkim dokonać przeglądu planowanego rozwoju farm wiatrowych, uwzględniając przy tym możliwy przyszły rozwój w obszarze energii wiatrowej. Organy regulacyjne, zatwierdzając nowe linie przesyłowe morskiej energii wiatrowej, powinny rozważyć ogólne strategie rozwoju oraz regionalne i bardziej długoterminowe korzyści. Należy zbadać możliwość skorygowania ram regulacyjnych i dostosowania ich, uwzględniając m.in. aktywa przesyłowe morskiej energii wiatrowej, dostęp do sieci przesyłowej i opłaty za przesył, zasady bilansowania oraz usługi dodatkowe.

### 3.1.2. *Połączenia międzysystemowe w Europie Południowo-Zachodniej*

Francja, Włochy, Portugalia i Hiszpania odnotują się w nadchodzącym dziesięcioleciu znacznym postępem w obszarze zdolności do produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o zmiennej wydajności. Jednocześnie Półwysep Iberyjski jest niemalże wyspą energetyczną. Połączenia międzysystemowe między Francją a Hiszpanią już dzisiaj charakteryzuje niewystarczająca przepustowość, gdyż kraje te łączą zaledwie cztery linie powiązań międzysystemowych (2 o napięciu 220 kV i 2 o napięciu 400 kV), przy czym ostatnią zainstalowano w 1982 r. Wszystkie są nieustannie przeciążone<sup>58</sup>. Nowa linia o mocy 400 kV w Pirenejach Wschodnich powinna być gotowa w 2014 r. i zwiększy ona obecną moc połączeń międzysystemowych z 1 400 MW do około 2 800 MW, ale nadal mogą występować pewne ograniczenia<sup>59</sup>.

Ponadto kraje te odgrywają kluczową rolę w połączeniu z Afryką Północną, której znaczenie może rosnąć z uwagi na ogromny potencjał w obszarze energii słonecznej.

Do 2020 r. około 10 GW nowej mocy ze źródeł odnawialnych może zostać zainstalowane w państwach na wschód i na południe od Morza Śródziemnego, z czego prawie 60 % energii

---

<sup>57</sup> W ramach NSCOGI stosuje się podejście regionalne, stymulowane przez państwa członkowskie uczestniczące w tej inicjatywie oraz oparte na istniejących pracach i innych inicjatywach. Członkowie zrzeszeni w ramach tej inicjatywy zamierzają uzgodnić strategiczny plan prac za pomocą protokołu ustaleń, który ma zostać podpisany pod koniec 2010 r.

<sup>58</sup> Pilotażowy dziesięcioletni plan rozwoju sieci ENTSO-E

<sup>59</sup> W trakcie fuzji mającej na celu nabycie Hidrocantábrico w 2002 r., EDF-RTE i EDF zaproponowały, że zwiększą przepustowość handlowych połączeń międzysystemowych z 1 100 MW o co najmniej 2 700 MW (sprawa nr COMP/M.2684 - EnBW / EDP / CAJASTUR / HIDROCANTÁBRICO – decyzja z dnia 19 marca 2002 r.).

słonecznej, a 40 % wiatrowej.<sup>60</sup> Obecnie jednak istnieje tylko jedno połączenie międzysystemowe pomiędzy kontynentem afrykańskim i europejskim (Maroko-Hiszpania), o przepustowości wynoszącej około 1400 MW, którą można w nadchodzących latach zwiększyć do 2100 MW. Planowane jest wybudowanie podmorskiej linii energetycznej prądu stałego o przepustowości 1000 MW pomiędzy Tunezją a Włochami, która ma być gotowa do użytku w 2017 r. Wykorzystanie obecnych i nowych połączeń międzysystemowych stworzy w średnim terminie (po 2020 r.) nowe wyzwania średnioterminowe związane z ich zgodnością z rozwojem sytuacji w sieci europejskiej i północno-afrykańskiej, zarówno pod względem ich przepustowości, jak i odnośnych ram regulacyjnych. Wszelkim dalszym połączeniom międzysystemowym muszą towarzyszyć zabezpieczenia w celu zapobieżenia ryzyku ucieczki emisji związanemu ze zwiększeniem importu energii.

### Zalecenia

Aby zapewnić odpowiednią integrację nowych mocy, głównie z odnawialnych źródeł energii, w Europie Południowo-Zachodniej, jak również ich przesył do innych części kontynentu, do 2020 r. konieczne jest podjęcie następujących podstawowych działań:

- odpowiedni rozwój połączeń międzysystemowych w regionie oraz uwzględnienie istniejących sieci krajowych w tych nowych projektach. Przepustowość połączeń międzysystemowych między Półwyspem Iberyjskim a Francją do 2020 r. musi wynieść co najmniej 4 000 MW. Konieczne będzie opracowanie odpowiednich projektów przy jak największej akceptacji opinii publicznej i wszystkich zainteresowanych stron;
- odnośnie do połączeń z państwami trzecimi trzeba będzie stworzyć połączenia między Włochami a krajami Wspólnoty Energetycznej (głównie z Czarnogórą, ale także z Albanią i Chorwacją), zapewnić połączenie międzysystemowe między Tunezją a Włochami, rozszerzyć połączenie międzysystemowe między Hiszpanią a Marokiem, wzmacniając w razie konieczności połączenia międzysystemowe południe-południe w sąsiednich krajach Afryki Północnej (włącznie z zapewnieniem efektywnego zarządzania tą infrastrukturą) oraz wykonać przygotowawcze badania dotyczące stworzenia dodatkowych połączeń międzysystemowych północ-południe po 2020 r.

#### *3.1.3. Połączenia w Europie Środkowej i Europie Południowo-Wschodniej*

Głównym wyzwaniem w Europie Środkowo-Wschodniej będzie podłączenie nowych zdolności wytwórczych. Przykładowo w samej Polsce prognozowane moce mają wynieść około 3,5 GW do 2015 r. i do 8 GW do roku 2020<sup>61</sup>.

Jednocześnie w Niemczech bardzo się ostatnio zmieniła struktura przepływu energii elektrycznej. Lądowe moce energii wiatrowej wynoszące w sumie 25 GW pod koniec 2009 r., rozwój w obszarze morskiej energii wiatrowej oraz nowe konwencjonalne elektrownie skoncentrowane są na północy i północnym wschodzie kraju; popyt jednak najbardziej rośnie na południu kraju, co zwiększa odległość między ośrodkami wytwarzania a ośrodkami wykorzystania energii lub urządzeniami kompensującymi (np. elektrowniami szczytowo-

---

<sup>60</sup> „Studium finansowania inwestycji w dziedzinie energii odnawialnej w południowej i wschodniej części regionu śródziemnomorskiego”, projekt sprawozdania końcowego MHW, sierpień 2010 r. Badanie objęło następujące państwa: Algieria, Egipt, Izrael, Jordania, Libia, Maroko, Syria, Tunezja, Zachodni Brzeg/Strefa Gazy

<sup>61</sup> Pilotażowy plan rozwoju sieci ENTSO-E

pompowymi). Konieczne są zatem ogromne zdolności przesyłowe na linii północ-południe, przy czym należy tu uwzględnić rozwój sieci w regionie północnych morzach w ramach priorytetu 3.1.1. Z uwagi na obecne braki w zakresie połączeń międzysystemowych z sąsiednimi sieciami, zwłaszcza w Europie Wschodniej, skoordynowane podejście regionalne ma decydujące znaczenie dla rozwiązania tej kwestii.

Sieć przesyłowa w Europie Południowo-Wschodniej jest raczej słabo rozwinięta w porównaniu z siecią w pozostałej części kontynentu. Jednocześnie cały ten region (w tym państwa należące do Wspólnoty Energetycznej) ma duży potencjał do wytwarzania energii wodnej. Większy przepływ energii elektrycznej między krajami Europy Południowo-Wschodniej i Europy Środkowej wymaga dodatkowego połączenia zdolności produkcyjnych i połączeń międzysystemowych. Rozbudowa strefy synchronicznej od Grecji (i następnie Bułgarii) do Turcji będzie wymagała też wzmocnienia sieci w tych państwach. Po wyrażeniu przez Ukrainę i Republikę Mołdowy zainteresowania przyłączeniem się do europejskich kontynentalnych sieci połączeń międzysystemowych w dłuższej perspektywie czasowej trzeba będzie zbadać również dalszą rozbudowę.

### Zalecenia

Aby zapewnić odpowiednie połączenia i przesył wytwarzanej energii, zwłaszcza w północnych Niemczech, jak również lepszą integrację sieci elektroenergetycznych w Europie Południowo-Wschodniej, do 2020 r. konieczne jest podjęcie poniższych kluczowych działań, które powinny być wspierane przede wszystkim przez państwa Europy Środkowo-Wschodniej w drodze rozszerzenia prowadzonej obecnie współpracy w sektorze gazu:

- stworzenie odpowiednich połączeń międzysystemowych, głównie na terytorium Niemiec i Polski, w celu połączenia nowych, w tym odnawialnych, mocy wytwórczych w rejonie Morza Północnego lub w jego pobliżu z ośrodkami zużycia na południu Niemiec oraz z elektrowniami szczytowo-pompowymi, które mają powstać w Austrii i Szwajcarii, przy jednoczesnym podłączeniu nowych mocy wytwórczych w krajach wschodnich. Po zapewnieniu nowych połączeń międzysystemowych z państwami bałtyckimi (zwłaszcza połączenia międzysystemowego Polska-Litwa, zob. poniżej) ważne będą nowe linie powiązań międzysystemowych między Niemcami i Polską. Z uwagi na coraz większe równoległe przepływy z północy na południe, konieczne trzeba będzie zwiększyć w perspektywie średnioterminowej (po 2020 r.) przepustowość transgraniczną między Słowacją, Węgrami i Austrią. Aby zwiększyć przepustowość transgraniczną w Europie Środkowej trzeba wyeliminować ograniczenia wewnętrzne za sprawą inwestycji;
- zwiększenie zdolności przesyłowych między krajami Europy Południowo-Wschodniej, w tym krajami należącymi do Wspólnoty Energetycznej na mocy Traktatu o Wspólnocie Energetycznej, z myślą o ich dalszej integracji z rynkami energii elektrycznej w Europie Środkowej.

Współpraca ta powinna być realizowana w ramach prowadzonej już współpracy państw europy południowo-wschodniej w sektorze gazu.

#### *3.1.4. Realizacja planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla energii elektrycznej*

W październiku 2008 r., wskutek zawarcia porozumienia przez państwa członkowskie z regionu Morza Bałtyckiego, utworzono Grupę Wysokiego Szczebla ds. Bałtyckiego Planu Połączeń Międzysystemowych pod przewodnictwem Komisji. Państwa uczestniczące to

Dania, Estonia, Finlandia, Niemcy, Łotwa, Litwa, Polska, Szwecja oraz Norwegia, która ma status obserwatora. W czerwcu 2009 r. grupa ta przedstawiła plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich, szeroko zakrojony plan działań w obszarze energetycznych połączeń międzysystemowych i doskonalenia rynku energii elektrycznej i gazu w regionie Morza Bałtyckiego. Podstawowym celem jest położenie kresu stosunkowej „izolacji energetycznej” państw bałtyckich oraz zintegrowanie ich z szerszym rynkiem energii UE. W planie działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich podano ważny przykład udanej współpracy regionalnej. Doświadczenia wyciągnięte z tej inicjatywy zostaną uwzględnione w przypadku innych struktur współpracy regionalnej.

Aby zapewnić wykonalność i atrakcyjność inwestycji, trzeba było w zrozumiały sposób określić bariery na rynku wewnętrznym. Wiązało się to z ujednoczeniem ram regulacyjnych w celu zapewnienia podstawy dla sprawiedliwych obliczeń na potrzeby alokacji kosztów i korzyści i wynikającym z tego ukierunkowaniem się na zasadę „beneficjent płaci”. Terminowe wdrażanie projektów infrastruktury wyraźnie stymulował Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (EPENG). Zapewnił on bodziec do szybkiego uzgodnienia nieuregulowanych kwestii. Strategia UE na rzecz regionu Morza Bałtyckiego również dostarczyła szerszych ram dla priorytetu, jakim jest infrastruktura energetyczna. W strategii zaproponowano już ramy dla ukierunkowania obecnych środków finansowych z funduszy strukturalnych i innych funduszy na obszary, którym nadano w tej strategii znaczenie priorytetowe.

Zainteresowane strony z regionu Morza Bałtyckiego uznały tę inicjatywę za sukces z kilku powodów: (1) politycznego wsparcia inicjatywy, realizowanych w jej ramach projektów i działań; (2) wysokiego poziomu zaangażowania Komisji, torującej drogę i pełniącej rolę siły napędowej; (3) zaangażowania wszystkich zainteresowanych stron z danego regionu (ministerstw, organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych), tak na samym początku, jak i na etapie realizacji w celu wdrożenia określonych priorytetów w obszarze infrastruktury.

Pomimo dotychczasowych postępów, nadal zachodzi konieczność podejmowania dalszych dążeń do pełnego wdrożenia planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich: konieczne będzie stałe monitorowanie procesu wdrażania planu przez Komisję i Grupę Wysokiego Szczebla w celu realizacji uzgodnionych działań i dotrzymania terminów.

Szczególnego wsparcia wymagają zarówno kluczowe, jak i bardziej złożone projekty transgraniczne, takie jak polsko-litewski projekt LitPolLink, który ma zasadnicze znaczenie dla integracji rynku bałtyckiego z rynkiem UE i dla którego wyznaczono koordynatora UE.

### **3.2. Zdywersyfikowane dostawy gazu do wyposażonej we wszelkie połączenia międzysystemowe i elastycznej sieci gazowej UE**

#### *3.2.1. Korytarz południowy*

W sektorze gazu bardzo widoczne jest coraz większe uzależnienie Europy od importowanych paliw. Korytarz południowy byłby – po korytarzu północnym z Norwegii, wschodnim z Rosji, śródziemnomorskim z Afryki i wykluczając LNG – czwartą dużą osią na potrzeby dywersyfikacji dostaw gazu w Europie. Dywersyfikacja źródeł poprawia ogólnie konkurencję, przyczyniając się tym samym do rozwoju rynku. Jednocześnie zwiększa bezpieczeństwo

dostaw: jak pokazały też doświadczenia ze stycznia 2009 r., ówczesny kryzys gazowy najpoważniej dotknął państwa, które polegały na jednym źródle importu. Dywersyfikację hamuje jednak często defensywna postawa producentów gazu i zasiedziały podmiotów na rynkach monopolistycznych. Realizacja korytarza południowego wymaga ścisłej współpracy kilku państw członkowskich i współpracy na poziomie europejskim, gdyż żadne państwo w pojedynkę nie wymaga dodatkowych ilości gazu (nowego gazu), które uzasadniałyby inwestycje w infrastrukturę gazociągową. W związku z tym Unia Europejska musi propagować dywersyfikację, zapewniając dla dobra ogółu bezpieczeństwo dostaw w drodze mobilizowania państw członkowskich i przedsiębiorstw do łączenia się, aby uzyskać masę krytyczną. Taka jest podstawowa zasada gazowej strategii UE na rzecz korytarza południowego. Jego znaczenie uwydatniono w drugim strategicznym przeglądzie sytuacji energetycznej Komisji Europejskiej z listopada 2008 r., zatwierdzonym przez Radę Europejską w marcu 2009 r.

Celem korytarza południowego jest bezpośrednie połączenie rynku gazu UE z największymi złożami gazu na świecie (basen Morza Kaspijskiego / Bliski Wschód), które szacuje się na 90,6 biliona metrów sześciennych (dla porównania potwierdzone rosyjskie złoża liczą 44,2 biliona metrów sześciennych<sup>62</sup>). Ponadto złoża gazu są pod względem geograficznym położone jeszcze bliżej niż złoża rosyjskie (mapa 8).

Podstawowymi potencjalnymi indywidualnymi dostawcami gazu są takie państwa jak Azerbejdżan, Turkmenistan i Irak; jeżeli jednak pozwolą na to uwarunkowania polityczne, to dostawy z innych państw w danym regionie mogą stanowić kolejne znaczące źródło dostaw do UE. Podstawowym krajem tranzytowym jest Turcja, natomiast inne drogi tranzytowe będą przez Morze Czarne i wschodnią część regionu śródziemnomorskiego. Strategicznym celem korytarza jest zapewnienie do 2020 r. drogi dostaw do UE zaspokajających około 10-20 % zapotrzebowania UE na gaz, co odpowiada około 45-90 miliardom metrów sześciennych gazu rocznie.

Operacyjny cel opracowania strategii dla korytarza południowego polega na tym, że Komisja i państwa członkowskie współpracują z krajami produkującymi gaz oraz z krajami odgrywającymi kluczową rolę w transporcie węglowodorów do UE na rzecz realizacji wspólnego celu, jakim jest szybkie wypracowanie wiążących zobowiązań do dostaw gazu i budowy infrastruktury do transportu gazu (rurociągi, transport skroplonego / sprężonego gazu ziemnego drogą morską), koniecznej na wszystkich etapach realizacji strategii.

---

<sup>62</sup> Statystyczny przegląd sytuacji energetycznej na świecie wg BP, czerwiec 2009 r.



**Mapa 8: Porównanie odległości głównych wschodnich źródeł dostaw gazu od podstawowych węzłów odbioru w UE**

Podstawowym warunkiem powodzenia korytarza południowego jest zapewnienie dostępności wszystkich elementów korytarza (zasobów gazu, infrastruktury transportowej i podstawowych umów) zarówno we właściwym czasie, jak i w znacznym zakresie. Dotychczas dokonano znacznego postępu w tym kierunku. Dzięki pomocy finansowej ze strony Komisji (programy EPNG lub TEN-E) i wielkim staraniom przedsiębiorstw będących operatorami gazociągów, określone projekty transportowe, czyli Nabucco, ITGI, TAP i White Stream są już na etapie opracowywania i ocenia się również inne opcje. Projektom Nabucco i Posejdon, podmorskiemu połączeniu międzysystemowemu na linii Włochy-Grecja stanowiącemu część ITGI, przyznano częściowe zwolnienie z wymogu zapewnienia dostępu stronom trzecim (tzw. „zwolnienie na podstawie art. 22”). Ponadto międzyrządową umową w sprawie Nabucco, podpisaną w lipcu 2009 r., zapewniono projektowi Nabucco pewność prawną i warunki do transportu gazu przez Turcję, zapewniając również zawnazu warunki do dalszej rozbudowy systemów transportowych.

Podstawowym wyzwaniem na przyszłość jest zapewnienie gotowości krajów produkujących gaz do bezpośredniego eksportu do Europy, co dla nich może często oznaczać pogodzenie się z wysokim ryzykiem politycznym w związku z sytuacją geopolityczną, w jakiej się znajdują. Komisja, we współpracy z państwami członkowskimi zaangażowanymi w sprawę korytarza południowego, musi dalej uwydatniać swoje zaangażowanie na rzecz zawiązania długoterminowych stosunków z krajami produkującymi gaz w tym regionie, i umożliwić im silniejsze powiązanie z UE.

Elementy składowe gazociągu korytarza południowego wzmocnią również opracowanie opcji dostaw do Europy znacznych dodatkowych ilości skroplonego gazu ziemnego (LNG), zwłaszcza z Bliskiego Wschodu (Zatoka Perska i Egipt). W pierwszym etapie obejmują one stworzenie punktów odbioru LNG w Europie (oraz podłączenie ich do szerszej sieci). Ponadto planuje się stopniowe nawiązywanie współpracy z krajami produkującymi w zakresie formułowania polityki energetycznej i opracowywania długoterminowych planów inwestycyjnych sprzyjających rozwojowi projektów w zakresie LNG.

### 3.2.2. *Gazowe połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Wschodniej*

Strategiczna koncepcja połączenia międzysystemowego dla gazu ziemnego w kierunku północ-południe polega na połączeniu obszaru Morza Bałtyckiego (w tym Polski) z Morzem Adriatyckim i Morzem Egejskim, a następnie z Morzem Czarnym, obejmując tym samym takie państwa członkowskie UE jak Polska, Republika Czeska, Słowacja, Węgry, Rumunia i ewentualnie Austria oraz Chorwację. Zapewniłoby to całemu regionowi Europy Środkowo-Wschodniej ogólną elastyczność w celu stworzenia solidnego, dobrze funkcjonującego rynku wewnętrznego oraz promowania konkurencji. W dłuższej perspektywie czasowej taki proces integracji trzeba będzie rozszerzyć na kraje nienależące do UE, które podpisały Traktat o Wspólnocie Energetycznej. Zintegrowany rynek zapewniłby konieczne bezpieczeństwo popytu<sup>63</sup> oraz zachęcałby dostawców do jak najlepszego wykorzystania istniejącej i nowej infrastruktury importowej, takiej jak nowe zakłady regazyfikacji LNG oraz infrastruktury wybudowanej w ramach projektów dla korytarza południowego. Dzięki temu zmniejszyłaby się wrażliwość regionu Europy Środkowo-Wschodniej na odcięcie dostaw drogą Rosja/Ukraina/Białoruś.

W regionie Europy Środkowo-Wschodniej jest jeden główny dostawca; obecne liniowe i wyizolowane sieci (ze wschodu na zachód) to dziedzictwo przeszłości. Chociaż gaz importowany z Rosji stanowi 18 % zużycia w UE-15, to w przypadku nowych państw członkowskich wskaźnik ten wynosi 60 % (dane za 2008 r.). Dostawy Gazpromu stanowią przytłaczającą część całego importu gazu w danym regionie (Polska: 70 %, Słowacja: 100 %, Węgry: 80 %, niektóre kraje Bałkanów Zachodnich: 100 %).

To między innymi ze względu na monopolistyczne, wyizolowane i małe rynki, długoterminowe umowy o dostawę i braki regulacyjne region ten nie jest atrakcyjny dla inwestorów ani producentów. Brak koordynacji regulacyjnej i wspólnego stanowiska w sprawie brakujących połączeń systemowych zagraża nowym inwestycjom, utrudniając także wejście na rynek nowym konkurentom. Obawy budzi też bezpieczeństwo dostaw, natomiast w regionie skoncentrowane są inwestycje konieczne do spełnienia norm w zakresie infrastruktury wynikających z rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu. Na koniec należy dodać, że znaczna część ludności wydaje dużą część swoich dochodów na energię, co skutkuje ubóstwem energetycznym.

Wyraźne zobowiązanie do rozwiązania wymienionych problemów w regionie wyrażono już w deklaracji rozszerzonej Grupy Wyszehradzkiej<sup>64</sup>. Na podstawie doświadczeń wyniesionych z planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich oraz dotychczasowych prac sygnatariuszy wspomnianej deklaracji, zaproponowana w komunikacie grupa wysokiego szczebla powinna przedstawić wszechstronny plan działania na rzecz budowy połączeń międzysystemowych i urzeczywistnienia integracji rynku. Grupę wysokiego szczebla powinny wspomagać grupy robocze koncentrujące się na konkretnych

---

<sup>63</sup> Zapotrzebowanie na import netto na największym rynku (Węgry) spośród rynków wszystkich ośmiu krajów wyniosło w 2007 r. 8,56 Mtoe (wg Eurostatu), natomiast łączny popyt na wszystkich siedmiu rynkach wyniósł 41 Mtoe; dla porównania – import do Niemiec wyniósł około 62 Mtoe.

<sup>64</sup> Zob. Deklaracja ze szczytu w Budapeszcie – V4 i bezpieczeństwo energetyczne z dnia 24 lutego 2010 r. Kraje V4+ w rozumieniu deklaracji to: Republika Czeska, Republika Węgierska, Republika Słowacka, Rzeczpospolita Polska (jako państwa członkowskie Grupy Wyszehradzkiej), Republika Austrii, Bośnia i Hercegowina, Republika Bułgarii, Republika Chorwacji, Republika Serbii, Republika Słowenii i Rumunia.

projektach, dostępie do sieci i taryfach. W pracach należy uwzględnić doświadczenia wyniesione z inicjatywy Nowy Europejski System Przesyłowy (NETS)<sup>65</sup>.

### 3.2.3. *Realizacja planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu*

Chociaż proces wdrażania projektów elektroenergetycznych planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich jest w toku, to postęp w obszarze gazu jest niewielki od czasu zatwierdzenia go przez szefów ośmiu państw członkowskich UE i przewodniczącego Barroso w czerwcu 2009 r. Grupa wysokiego szczebla zdołała jedynie sporządzić długą listę projektów, które charakteryzują zbyt wysokie ogólne koszty inwestycyjne w stosunku do wielkości rynków gazu w regionie. Nie uzgodniono żadnych działań na rzecz rynku wewnętrznego. Prace w ramach planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich ukierunkowane na sektor gazu mocno koncentrują się teraz na dwóch frontach: na obszarze wschodnio-bałtyckim i zachodnio-bałtyckim.

Region wschodnio-bałtycki (Litwa, Łotwa, Estonia i Finlandia) wymaga podjęcia pilnych działań na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw przez połączenie z pozostałym obszarem UE. Jednocześnie Finlandia, Estonia i Łotwa korzystają z odstępstw dla otwarcia rynku w ramach trzeciego pakietu na rzecz rynku wewnętrznego tak długo, jak długo wyizolowane będą ich rynki. Odstępstwa zostaną zniesione po zintegrowaniu ich infrastruktury z pozostałym obszarem UE, przykładowo przez połączenie międzysystemowe Litwa – Polska. Pomimo że roczne zużycie gazu przez trzy państwa bałtyckie i Finlandię wynosi w sumie zaledwie około 10 mld metrów sześciennych, to cały zużywany w tych krajach gaz pochodzi z Rosji. Udział rosyjskiego gazu w łącznych dostawach energii pierwotnej wynosi 13 % w przypadku Finlandii, 15 % w Estonii oraz około 30 % w przypadku Łotwy i Litwy, natomiast średnia dla UE to w przybliżeniu 6,5 %. Głównemu dostawcy przysługuje również znaczące udziały w przedsiębiorstwach będących operatorami systemów przesyłowych we wszystkich czterech krajach. Od rosyjskiego gazu bardzo uzależniona jest również Polska. Z tego wynika małe zainteresowanie rynku inwestycjami w nową infrastrukturę. Podjęto ustalenia w kwestii minimalnej koniecznej infrastruktury, natomiast przełomem jest toczący się właśnie na tym obszarze dialog – wspierany politycznie przez obie strony – między przedsiębiorstwami na temat polsko – litewskiego połączenia gazowego. W ramach grupy zadaniowej ds. LNG prowadzone są również rozmowy w sprawie regionalnego terminalu LNG.

Celem grupy zadaniowej w obszarze zachodniego Bałtyku jest wypracowanie sposobów na zastąpienie dostaw z wyczerpujących się duńskich złóż gazu, począwszy od 2015 r., jak również zwiększenie bezpieczeństwa dostaw w Danii, Szwecji i Polsce. Pod koniec roku 2010 zostanie przedstawiony plan działania. Obie grupy zadaniowe koncentrują się również na przeszkodach regulacyjnych oraz określeniu wspólnych zasad, które umożliwiłyby realizację regionalnych inwestycji.

Kluczowe znaczenie ma utrzymanie ścisłej współpracy regionalnej w celu ustanowienia następujących projektów: Polska – Litwa, regionalny terminal LNG oraz gazociąg łączący

---

<sup>65</sup> Inicjatywa Nowy Europejski System Przesyłowy ma na celu ułatwienie tworzenia konkurencyjnego, efektywnego i płynnego regionalnego rynku gazu, który zwiększy również bezpieczeństwo dostaw przez stworzenie jednolitej platformy infrastruktury na rzecz zwiększenia poziomu współpracy/integracji regionalnych operatorów systemów przesyłowych.

Norwegię i Danię oraz ewentualnie Szwecję i Polskę. Realizacja celów polegających na otwarciu rynku i zwiększeniu bezpieczeństwa dostaw może być bardziej opłacalna na poziomie regionu niż na skalę krajową. Państwa członkowskie nieustannie wymagają wsparcia ze strony Komisji w celu kierowania procesem planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich. W końcu należy też wypracować rozwiązania, które położą kres błędnemu kołu założeń, że „jeżeli nie ma rynku, to nie ma też bodźców do inwestowania w infrastrukturę, natomiast bez infrastruktury rynek nie będzie się rozwijał”.

#### *3.2.4. Korytarz północ-południe w Europie Zachodniej*

Strategiczna koncepcja połączeń międzysystemowych północ – południe w Europie Zachodniej, czyli z Półwyspu Iberyjskiego i Włoch do Europy Północno-Zachodniej zakłada, że lepiej będzie zapewnić połączenia międzysystemowe w obszarze Morza Śródziemnego i tym samym dostawy z Afryki, jak też północny korytarz dostaw z Norwegii i Rosji. Na rynku wewnętrznym nadal występują wąskie gardła w obszarze infrastruktury, które uniemożliwiają swobodne przepływy gazu w tym regionie, takie jak na przykład niski poziom połączeń międzysystemowych z Półwyspem Iberyjskim, uniemożliwiający pełne wykorzystanie dobrze rozwiniętej iberyjskiej infrastruktury do importu gazu. Oś Hiszpania-Francja jest priorytetem od ponad dziesięciu lat, ale nadal nie została ukończona. W ostatnich latach osiągnięto jednak postęp dzięki lepszej koordynacji krajowych ram regulacyjnych – podjętej także jako priorytetowe zadanie w ramach południowo-zachodniej inicjatywy regionalnej w dziedzinie gazu - oraz dzięki aktywnemu zaangażowaniu Komisji Europejskiej. Kolejnym dowodem wskazującym na nieoptymalne funkcjonowanie rynku oraz brak połączeń międzysystemowych są ceny na włoskim rynku hurtowym, regularnie wyższe w porównaniu z sąsiednimi rynkami.

Jednocześnie mając na uwadze, że rozwój w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ma mieć według prognoz szczególne znaczenie w tym korytarzu, należy koniecznie zwiększyć ogólną możliwość zapewnienia możliwości dostaw systemu gazowego w perspektywie krótkoterminowej w celu zaspokojenia potrzeb w zakresie zwiększonej elastyczności, co ma zapewnić zrównoważenie dostaw energii elektrycznej.

Należy koniecznie określić podstawowe wąskie gardła w obszarze infrastruktury, które uniemożliwiają prawidłowe funkcjonowanie rynku wewnętrznego oraz konkurencję w danym korytarzu, natomiast zainteresowane strony, państwa członkowskie, krajowe organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych powinni współpracować na rzecz ich wyeliminowania. Następnie, zintegrowana analiza porównawcza systemu elektroenergetycznego i gazowego – uwzględniająca zarówno aspekty produkcji, jak i przesyłu – powinna doprowadzić do oceny potrzeb w zakresie elastyczności w sektorze gazu oraz określenia projektów mających na celu zapewnienia rezerwy dla produkcji energii elektrycznej o zmiennej wydajności.

### **3.3. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ropy**

W przeciwieństwie do transportu energii elektrycznej i gazu, transport ropy nie jest regulowany. Oznacza to brak przepisów, na przykład w sprawie stopy zwrotu czy dostępu stron trzecich w przypadku nowych inwestycji w infrastrukturę. Za zapewnienie ciągłości dostaw odpowiadają przede wszystkim przedsiębiorstwa naftowe. Istnieją jednak pewne aspekty, głównie dotyczące rurociągów zapewniających dostawy do UE, ale położonych w

krajach spoza UE (zwłaszcza na Białorusi, w Chorwacji i na Ukrainie), którymi nie można się zająć wyłącznie w drodze umów handlowych i które wymagają podejścia politycznego.

Sieć rurociągów naftowych w Europie Wschodniej (przedłużenie rurociągu Przyjaźń) została zaprojektowana i wybudowana w czasach zimnej wojny i nie była wówczas połączona z zachodnią siecią rurociągów. W związku z tym brakuje wystarczających połączeń między zachodnioeuropejską siecią rurociągów a infrastrukturą wschodnią. Stąd też ograniczone są możliwości alternatywnych dostaw ropy naftowej czy produktów naftowych rurociągiem z zachodnich państw członkowskich do krajów Europy Środkowo-Wschodniej. W razie przedłużającej się przerwy w dostawach systemem Przyjaźń (obecnie wykorzystywana przepustowość to 64 mln ton rocznie), ograniczenia te skutkowałyby dużym wzrostem ruchu tankowców we wrażliwym pod względem środowiska obszarze Morza Bałtyckiego<sup>66</sup>, na Morzu Czarnym oraz na skrajnie obciążonych ruchem cieśninach tureckich<sup>67</sup>, zwiększając ryzyko wypadków i wycieków ropy naftowej. W przypadku litewskiej rafinerii Możejki<sup>68</sup>, alternatywne dostawy wymagają transportu przez Morze Bałtyckie do litewskiego terminalu naftowego w Butyndze w przybliżeniu od 5,5 do 9,5 mln ton rocznie.

Według najnowszego badania<sup>69</sup> potencjalne metody reakcji na przerwy w dostawach obejmują: (1) budowę rurociągu Schwechat – Bratysława łączącego Austrię i Słowację; (2) modernizację rurociągu Adria (łączącego terminal naftowy Omisalj na chorwackim wybrzeżu Adriatyku z Węgrami i Słowacją); oraz (3) modernizację rurociągu Odessa – Brody na Ukrainie (łączącego czarnomorski terminal olejowy z południowym odgałęzieniem rurociągu Przyjaźń w Brodach) i jego planowane przedłużenie do Polski (Brody – Adamowo). Drogi te zapewniają przepustowość dla alternatywnych dostaw, w ilościach wynoszących odpowiednio co najmniej 3,5, 13,5 oraz 33 mln ton rocznie. Dodatkowo polepszy sytuację utworzenie paneuropejskiego rurociągu naftowego, który umożliwi połączenie dostaw z Morza Czarnego z rurociągiem transalpejskim, a którego przewidywana przepustowość wahać się będzie pomiędzy 1,2 mln a 1,8 mln baryłek dziennie.

W związku z powyższym, polityczne wsparcie na rzecz włączenia inwestycji prywatnych w tworzenie ewentualnej infrastruktury alternatywnej ma priorytetowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy do państw członkowskich UE, które nie mają dostępu do morza, jak również w celu ograniczenia transportu ropy drogą morską i związanego z tym ograniczenia zagrożeń dla środowiska. Nie wymaga to koniecznie budowania nowej infrastruktury rurociągowej. Wyeliminowanie zatorów w przepustowości lub umożliwienie przepływu zwrotnego również może przyczynić się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

---

<sup>66</sup> Morze Bałtyckie to jedno z najbardziej obciążonych ruchem mórz na świecie, któremu przypisuje się ponad 15 % światowego transportu towarowego (3 500-5 000 statków miesięcznie). Około 17-25 % z tych statków to tankowce transportujące średnio 170 mln ton ropy rocznie.

<sup>67</sup> Cieśniny tureckie obejmują cieśniny Bosfor i Dardanele oraz łączą Morze Czarne z Morzem Egejskim przez Morze Marmara. W najwęższym punkcie mają mniej niż kilometr szerokości i zalicza się je do najtrudniejszych i najniebezpieczniejszych pod względem nawigacji dróg wodnych na świecie, ponieważ są kręte i bardzo obciążone ruchem (50 000 statków rocznie, w tym 5 500 zbiornikowców).

<sup>68</sup> W 2006 r. z uwagi na wycieki w rurociągu Przyjaźń, Transneft – rosyjski operator rurociągu wstrzymał dostawy ropy naftowej do litewskiej rafinerii Możejki, jedynej rafinerii ropy w państwach bałtyckich. Od tamtej pory ten ważny odcinek rurociągu jest zamknięty.

<sup>69</sup> „Techniczne aspekty różnego wykorzystania rurociągów naftowych biegnących do UE z państw trzecich”, badanie wykonane przez ILF i Purvin & Gertz dla Komisji Europejskiej, 2010 r.

### 3.4. Stopniowe wprowadzanie na rynek technologii inteligentnych sieci

Inteligentne sieci<sup>70</sup> to sieci energetyczne, które w opłacalny sposób mogą zintegrować postępowania i działania wszystkich podłączonych do nich użytkowników. Zmieniają sposób działania sieci elektroenergetycznej w kategoriach przesyłu i dystrybucji oraz restrukturyzują obecne ścieżki produkcji i zużycia. Łącząc technologię cyfrową i dwukierunkowy system komunikacji, inteligentne sieci tworzą bezpośrednią wzajemną interakcję między konsumentami, innymi użytkownikami sieci oraz dostawcami energii. Umożliwiają konsumentom bezpośrednią kontrolę nad ich indywidualnym zużyciem energii i zarządzanie tym zużyciem, w szczególności dla taryf zróżnicowanych w zależności od czasu, poważnie motywując ich do efektywnego wykorzystania energii. Pozwalają przedsiębiorstwom usprawnić i ukierunkować zarządzanie swoimi sieciami, zwiększając bezpieczeństwo sieci i zmniejszając koszty. Technologie inteligentnych sieci są potrzebne do stymulowania opłacalnego rozwoju sytuacji w stronę systemów elektroenergetycznych o obniżonej emisyjności, z uwzględnieniem zarządzania ogromnymi ilościami odnawialnej energii morskiej i lądowej oraz utrzymania dostępności energii produkowanej w sposób konwencjonalny i zapewnienia odpowiedniego systemu elektroenergetycznego. Na koniec trzeba wspomnieć, że technologie inteligentnych sieci, w tym inteligentnych systemów pomiarowych, poprawiają funkcjonowanie rynków detalicznych, dając konsumentom realny wybór z uwagi na fakt, że przedsiębiorstwa energetyczne oraz przedsiębiorstwa zajmujące się technologiami informacyjno-komunikacyjnymi mogą opracowywać nowe, innowacyjne usługi energetyczne.

Projekty inteligentnych sieci, w tym stosowania inteligentnych systemów pomiarowych, opracowało wiele krajów, a mianowicie Austria, Belgia, Francja, Dania, Niemcy, Finlandia, Włochy, Niderlandy, Portugalia, Szwecja i Zjednoczone Królestwo<sup>71</sup>. We Włoszech i w Szwecji inteligentne systemy pomiarowe posiadają prawie wszyscy konsumenci.

W badaniu Bio Intelligence 2008<sup>72</sup> stwierdzono, że inteligentne sieci mogłyby do 2020 r. ograniczyć roczne zużycie energii pierwotnej w UE o 9 %, co równa się 148 TWh energii elektrycznej lub oszczędnościom w kwocie bliskiej 7,5 mld EUR rocznie (na podstawie średnich cen z 2010 r.). Według szacunków branżowych dotyczących indywidualnego zużycia, przeciętne gospodarstwo domowe mogłoby zmniejszyć zużycie energii elektrycznej o 9 %, natomiast zużycie gazu o 14 %, oszczędzając w ten sposób około 200 ERU rocznie<sup>73</sup>.

---

<sup>70</sup> Europejski Organ Nadzoru Energii Elektrycznej i Gazu oraz europejska grupa zadaniowa ds. inteligentnych sieci definiują inteligentne sieci jako sieci elektroenergetyczne, które w opłacalny sposób mogą zintegrować postępowania i działania wszystkich podłączonych do nich użytkowników – producentów, konsumentów oraz producentów i konsumentów w jednym – w celu zapewnienia oszczędnych, zrównoważonych systemów elektroenergetycznych, które charakteryzują małe straty oraz wysoki poziom jakości i bezpieczeństwa dostaw, jak również bezpieczeństwa ogólnie. Więcej informacji znajduje się na stronie internetowej: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/taskforce\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm)

<sup>71</sup> W sprawozdaniu Europejskiego Organu Nadzoru Energii Elektrycznej i Gazu, przedstawionym i upowszechnionym na dorocznym forum energetycznym obywateli w Londynie we wrześniu 2009 r., zawarto najbardziej aktualny i kompletny przegląd sytuacji w zakresie wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych w Europie. Sprawozdanie jest dostępne na stronie internetowej: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/forum\\_citizen\\_energy\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm)

<sup>72</sup> „Wpływ TIK na efektywność energetyczną”, sprawozdanie końcowe służb Bio Intelligence, wrzesień 2008 r. Wspierane przez Komisję Europejską – Dyрекcję Generalną ds. Społeczeństwa Informacyjnego i Mediów.

<sup>73</sup> <http://www.nuon.com/press/press-releases/20090713/index.jsp>

Komisja propaguje rozwój i stosowanie inteligentnych sieci, udzielając wsparcia finansowego na badania i rozwój. Europejską inicjatywę na rzecz sieci elektroenergetycznych w ramach europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych, zapoczątkowaną w czerwcu 2010 r., opracował zespół operatorów systemów dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej wspierany przez Komisję, i ma ona na celu dalsze rozwiązywanie kwestii technologicznych związanych z inteligentnymi sieciami. W ramach tej inicjatywy skonsolidowane zostaną dotychczasowe eksperymenty w dziedzinie inteligentnych sieci za sprawą demonstracji na dużą skalę, jak również propagowane będą badania i rozwój oraz innowacje w technologiach inteligentnych sieci. Będzie ona również stymulowała szersze zastosowanie tych technologii w drodze rozwiązywania problemów związanych z integracją technologii na poziomie systemu, akceptacją ze strony użytkowników, ograniczeniami ekonomicznymi oraz regulacjami.

Oprócz tych postępów technicznych, wraz z przyjęciem trzeciego pakietu w obszarze wewnętrznego rynku energii w 2009 r. wypracowano także zapotrzebowanie rynkowe na wprowadzanie inteligentnych sieci w wymiarze ogólnoeuropejskim, przewidując zobowiązanie państw członkowskich do powszechnego wdrożenia do 2020 r. inteligentnych systemów pomiarowych<sup>74</sup>. Ponadto w dyrektywie sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych<sup>75</sup> inteligentne liczniki uznano za jeden z podstawowych czynników warunkujących zwiększenie efektywności energetycznej. W dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii<sup>76</sup> inteligentne sieci określa się natomiast jako czynnik umożliwiający włączenie energii z odnawialnych źródeł energii do sieci, zobowiązując państwa członkowskie do zapewnienia w tym celu infrastruktury przesyłowej i sieciowej. Wspólnie dyrektywy te określają główny nurt polityczny oraz ramy prawne, które stanowić będą podstawę dla dalszego działania na rzecz rozwoju i wprowadzania inteligentnych sieci.

Aby zapewnić inteligentne systemy pomiarowe opracowane w sposób skutkujący zwiększeniem konkurencji na rynku detalicznym, integracją w obszarze produkcji energii ze źródeł odnawialnych na dużą skalę oraz efektywnością energetyczną w drodze stworzenia otwartego rynku usług energetycznych, w listopadzie 2009 r. Komisja powołała grupę zadaniową ds. inteligentnych sieci. W jej skład wchodzi około 25 europejskich stowarzyszeń reprezentujących wszystkie zainteresowane strony mające znaczenie w danym sektorze. Ma ona za zadanie doradzać Komisji w sprawach związanych z polityką na poziomie UE i działaniami regulacyjnymi oraz koordynować pierwsze działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci na podstawie przepisów trzeciego pakietu. Wstępne prace grupa zadaniowa realizowała pod kierownictwem grup ekspertów<sup>77</sup>, z których każda koncentrowała się na: (1) funkcjonalności inteligentnych sieci i systemów pomiarowych, (2) zaleceniach regulacyjnych w odniesieniu do bezpieczeństwa, przetwarzania i ochrony danych, oraz (3) roli i obowiązkach podmiotów zaangażowanych w stosowanie inteligentnych sieci.

---

<sup>74</sup> W załączniku 1 do dyrektywy 2009/72/WE i załączniku 1 do dyrektywy 2009/73/WE zobowiązuje się państwa członkowskie do zapewnienia wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, które mają wspomagać aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii. Państwa członkowskie mogą dokonać analizy ekonomicznej takiego zobowiązania do dnia 3 września 2012 r. Zgodnie z dyrektywą w sprawie energii elektrycznej, w przypadku gdy rozpowszechnienie inteligentnych liczników zostanie ocenione pozytywnie, w inteligentne systemy pomiarowe wyposażą się do 2020 r. przynajmniej 80 % konsumentów.

<sup>75</sup> Załącznik 3 do dyrektywy 2006/32/WE.

<sup>76</sup> Artykuł 16 dyrektywy 2009/28/WE.

<sup>77</sup> Grupa zadaniowa ds. inteligentnych sieci – wizja i program prac: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/work\\_programme.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf)

Pomimo oczekiwanych korzyści z inteligentnych sieci i wymienionych wyżej środków politycznych, które wprowadzono, postęp w obszarze przejścia na inteligentne sieci i mierniki nie jest tak szybki, jak to konieczne do realizacji celów UE w dziedzinie energetyki i klimatu.

Powodzenie inteligentnych sieci nie będzie uzależnione wyłącznie od nowych technologii i woli ich wprowadzenia do systemów, ale również będzie uwarunkowane ramami regulacyjnymi dotyczącymi najlepszych praktyk wspierającymi wprowadzenie tych sieci, rozwiązaniem problemów rynkowych, w tym sprawy wpływu na konkurencję, jak również zmianami w sektorze (tj. kodeksami lub regulacjami branżowymi) oraz sposobem wykorzystania energii przez konsumentów. Podstawowym wyzwaniem jest stworzenie ram regulacyjnych zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rynku usług energetycznych. Będzie to wymagało umożliwienia współpracy wielu różnych podmiotów rynkowych (producentów, operatorów systemów, sprzedawców detalicznych energii, przedsiębiorstw świadczących usługi energetyczne, przedsiębiorstw zajmujących się technologiami informacyjno-komunikacyjnymi, konsumentów, producentów sprzętu). Takie ramy regulacyjne będą musiały również zapewnić odpowiedni otwarty dostęp i wymianę informacji operacyjnych między podmiotami oraz być może będą musiały rozwiązać kwestie ustalania taryf w celu zapewnienia operatorom sieci odpowiednich bodźców do inwestowania w inteligentne technologie. Krajowym organom regulacyjnym również przypada ważna rola, gdyż to one zatwierdzają taryfy stanowiące podstawę dla inwestycji w inteligentne sieci i ewentualnie w inteligentne mierniki. O ile nie zostanie wypracowany sprawiedliwy podział kosztów i odpowiednia równowaga między krótkoterminowymi kosztami inwestycji a zyskami w dłuższej perspektywie czasowej, operatorzy sieci będą wykazywali ograniczoną gotowość do dalszych znacznych inwestycji.

W celu zapewnienia interoperacyjności, rozwiązania podstawowych problemów technologicznych i umożliwienia udanej integracji wszystkich użytkowników sieci należy opracować jednoznaczne (otwarte) normy dla inteligentnych sieci i systemów pomiarowych, gwarantując jednocześnie wysoki poziom niezawodności systemu i jakości dostaw energii elektrycznej. Mając na uwadze trudne do pogodzenia dążenia do opracowania norm ogólnoświatowych, zdanie się na jedno konkretne (europejskie) rozwiązanie techniczne i zainwestowanie w to rozwiązanie dzisiaj może zaowocować w przyszłości kosztami osieroconymi. Dlatego właśnie Komisja uprawniła w 2009 r. odpowiednie europejskie organy normalizacyjne do normalizacji inteligentnych mierników. Tym samym organom normalizacyjnym Komisja udzieli na początku 2011 r. nowego mandatu do dokonania przeglądu powiązanych norm oraz opracowania nowych norm dla inteligentnych sieci. Dla zapewnienia zgodności rozwiązań zasadnicze znaczenie ma zatem współpraca międzynarodowa.

Kolejnym wyzwaniem jest przekonanie konsumentów i zyskanie ich zaufania w kwestii korzyści wynikających z inteligentnych sieci. Tak długo, jak będzie się utrzymywała niska elastyczność cen, niezwyfikowane zostaną ogólne korzyści wynikające z inteligentnych sieci i nie zostanie wyeliminowane ryzyko nadużycia danych<sup>78</sup>, mogą mieć miejsce problemy z przełamaniem oporu konsumentów, mając na uwadze czas oraz zmiany w postępowaniu, jakie są konieczne do czerpania korzyści z inteligentnych technologii.

I na koniec równie ważny problem, którego nie można pominąć, czyli brak wykwalifikowanej siły roboczej, która byłaby gotowa obsługiwać złożony inteligentny system.

---

<sup>78</sup> W 2009 r. parlament niderlandzki odrzucił projekt ustawy o stosowaniu inteligentnych sieci wskutek wątpliwości w kwestii ochrony danych.

Przejsie na inteligentne sieci to sprawa zlozona i nie da sie tak po prostu zmienic istniejacego systemu na inteligentne sieci. Udana zmiana bedzie wymagało precyzyjnej wspolpracy wszystkich zainteresowanych stron, majacej na celu wypracowanie oplacalnych rozwiazan, unikniecie powielania prac i wykorzystanie istniejacej synergii. Aby zwiekszyc swiadomosc spoleczenstwa i zyskac przyzwolenie i poparcie konsumentow, trzeba bedzie obiektywnie omowic i ostroznie objaśnic korzyści i koszty wynikajace z wdrozenia inteligentnych sieci, za sprawa aktywnego uczestnictwa konsumentow, malych i srednich przedsiebiorstw oraz wladz publicznych.

### Zalecenia

Aby zapewnić takie podejście i sprostać określonym wyzwaniom, zaleca się podjęcie następujących działań o kluczowym znaczeniu:

- **Szczegółowe prawodawstwo:** zgodnie z informacjami podanymi w komunikacie, Komisja oceni ewentualną konieczność podjęcia w przyszłości inicjatyw legislacyjnych na podstawie przepisów trzeciego pakietu w obszarze wewnętrznego rynku energii. Dokonując tej oceny, uwzględni następujące cele: i) zapewnienie odpowiedniego otwartego dostępu i wymiany informacji operacyjnych między podmiotami oraz ich wzajemnych kontaktów; ii) stworzenie dobrze funkcjonującego rynku usług energetycznych; oraz iii) dostarczenie operatorom sieci odpowiednich bodźców do inwestowania w inteligentne technologie na rzecz inteligentnych sieci. Na podstawie tej analizy, w pierwszej połowie 2011 r. zostanie podjęta ostateczna decyzja w kwestii szczegółowego prawodawstwa w odniesieniu do inteligentnych sieci.
- **Normalizacja i interoperacyjność:** grupa zadaniowa określiła zestaw sześciu planowanych usług i około 30 cech funkcjonalnych inteligentnych sieci. Grupa zadaniowa oraz wspólna grupa robocza CEN/CENELEC/ETSI do spraw norm dla inteligentnych sieci opracują do końca 2010 r. wspólną analizę stanu rzeczy w obszarze europejskiej normalizacji technologii inteligentnych sieci oraz określą dalsze prace, jakie należy podjąć w tym obszarze. Do początku 2011 r. Komisja określi mandat normalizacyjny dla odpowiednich europejskich organów normalizacyjnych w celu opracowania norm dla inteligentnych sieci i zapewnienia interoperacyjności oraz zgodności z normami opracowywanymi na całym świecie.
- **Ochrona danych:** na podstawie prac wykonanych przez grupę zadaniową Komisja, w ścisłej współpracy z Europejskim Inspektorem Ochrony Danych, oceni konieczność wprowadzenia dodatkowych środków ochrony danych, rolę i obowiązki różnych podmiotów w odniesieniu do dostępu do danych, ich posiadania i przetwarzania (prawo własności, posiadanie i dostęp, prawa do odczytu i zmiany itd.), po czym przedstawi odpowiednie wnioski regulacyjne lub wytyczne, jeżeli będzie zachodziła taka konieczność.
- **Inwestycje w infrastrukturę:** można oczekiwać, że dużą część inwestycji koniecznych do stosowania inteligentnych sieci zrealizują operatorzy systemów, głównie na poziomie dystrybucji, jak również prywatne przedsiębiorstwa pod kierownictwem krajowych organów regulacyjnych. W przypadku braku funduszy, rozwiązań mogą dostarczyć partnerstwa publiczno-prywatne. Trzeba zapewnić możliwość zwiększenia publicznych środków finansowych na wypadek zbyt niskiej stopy zwrotu inwestycji i oczywistego interesu publicznego. Komisja będzie zachęcała państwa członkowskie do utworzenia funduszy na potrzeby wsparcia stosowania inteligentnych sieci. Komisja przeanalizuje także szczególne wsparcie inteligentnych technologii w ramach programu wsparcia

polityki i projektów, o którym mowa w komunikacie, jak również innowacyjne instrumenty finansowe ukierunkowane na szybkie stopniowe wprowadzanie na rynek technologii inteligentnych sieci w systemach przesyłowych i dystrybucji.

- **Demonstracje, badania i rozwój oraz projekty innowacyjne:** zgodnie z przedstawioną wyżej polityką w obszarze inwestycji w infrastrukturę, w celu stymulowania innowacji i przyspieszenia rozwoju sytuacji w obszarze inteligentnych sieci konieczna jest jasno określona europejska polityka w obszarze badań i rozwoju oraz demonstracji, oparta na europejskiej inicjatywie na rzecz sieci elektroenergetycznych oraz na działaniach europejskiego stowarzyszenia badań nad energią w obszarze inteligentnych sieci, koncentrujących się na badaniach naukowych w dłuższej perspektywie czasowej. Szczególną uwagę należy zwrócić na innowacje w zakresie systemów elektroenergetycznych w połączeniu z badaniami i rozwojem w obszarze technologii energetycznych (kable, transformatory itd.) oraz badaniami i rozwojem w zakresie technologii informacyjno-komunikacyjnych (systemy sterowania, łączność itd.). Proponowane środki powinny także rozwiązywać kwestię postępowania konsumentów, eliminować bariery utrudniające akceptację i bariery mające miejsce w rzeczywistości, które utrudniają rozwój w danej dziedzinie. Państwa członkowskie i Komisja powinny wspierać projekty w obszarze badań i rozwoju oraz demonstracji, np. łącząc wsparcie publiczne z bodźcami w postaci regulacji i zapewniając planowe uruchomienie projektów w ramach europejskiej inicjatywy w obszarze sieci elektroenergetycznych, mimo trudnej aktualnie sytuacji finansowej w UE. Prace te powinny być ściśle koordynowane z działaniami dotyczącymi europejskich autostrad elektroenergetycznych, które proponuje się w komunikacie. W celu zapewnienia całkowitej przejrzystości realizowanych obecnie projektów demonstracji / projektów pilotażowych oraz ich wyników i opracowania przyszłych ram prawnych Komisja może utworzyć platformę umożliwiającą upowszechnianie dobrych praktyk i doświadczeń w zakresie praktycznego zastosowania inteligentnych sieci w Europie, koordynując również różne podejścia na rzecz wypracowania synergii. System informacyjny europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych, zarządzany przez Wspólne Centrum Badawcze (WCB) Komisji Europejskiej, obejmuje system monitorowania, który można wykorzystać jako punkt wyjściowy.
- **Promowanie nowych umiejętności:** aby wypełnić lukę między słabo wykwalifikowaną siłą roboczą a miejscami pracy wymagającymi wysokich kwalifikacji z uwagi na wymogi w zakresie stosowania inteligentnych sieci można wykorzystać takie bieżące inicjatywy jak szkolenia w ramach europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych, Wspólnoty Wiedzy i Innowacji Europejskiego Instytutu Innowacji i Technologii, działania w ramach inicjatywy Marie Curie<sup>79</sup> oraz inne działania, takie jak inicjatywa „Nowe umiejętności w nowych miejscach pracy”. Państwa członkowskie będą musiały jednak rozwiązać problem poważnych ujemnych skutków społecznych, które mogą mieć miejsce, uruchamiając również programy w celu przekwalifikowania pracowników i wspierania procesu nabywania nowych umiejętności.

---

<sup>79</sup> [http://cordis.europa.eu/fp7/people/home\\_en.html](http://cordis.europa.eu/fp7/people/home_en.html)

## 4. PRZYGOTOWANIE SIECI W DŁUŻSZEJ PERSPEKTYWIE CZASOWEJ

### 4.1. Europejskie autostrady elektroenergetyczne

Termin „autostrada elektroenergetyczna” należy rozumieć jako linię przesyłową energii elektrycznej o znacznie większych zdolnościach do przesyłu energii niż zdolności istniejących sieci przesyłowych wysokiego napięcia, zarówno pod względem ilości przesyłanej energii elektrycznej, jak i odległości na jaką jest ona przesyłana. Zapewnienie takich większych zdolności wymaga opracowania nowych technologii, umożliwiających przede wszystkim przesył prądu stałego (DC) oraz zapewniających poziomy napięcia znacznie wyższe niż 400 kV.

Na okres od 2020 do 2050 r. potrzebne będzie długoterminowe rozwiązanie w celu uporania się z podstawowym problemem, z jakim borykają się sieci elektroenergetyczne: dostosowaniem do coraz większej nadwyżki wytwarzanej na północnych morzach energii wiatrowej i zwiększającej się nadwyżki energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł w Europie Południowo-Zachodniej, jak również na południowym wschodzie Europy, połączenie tych nowych węzłów produkcyjnych z głównymi pojemnościami magazynowymi w krajach nordyckich i Alpach oraz z obecnymi i przyszłymi ośrodkami poboru w Europie Środkowej, jak również z istniejącymi sieciami wysokiego napięcia prądu przemiennego (AC). W ramach nowych autostrad trzeba będzie uwzględnić istniejące i przyszłe obszary nadwyżek, takie jak Francja, Norwegia czy Szwecja, jak również złożoność istniejącego europejskiego korytarza środkowoeuropejskiego północ – południe, służącego do przesyłu nadmiaru energii elektrycznej z północy przez Danię i Niemcy do południowych Niemiec i do obszarów niedoboru w północnych Włoszech.

Pomimo braku pewności technologicznej oczywiste jest, że każdy przyszły system autostrad elektroenergetycznych będzie musiał być budowany stopniowo, z zapewnieniem kompatybilności połączeń AC/DC i akceptacji lokalnej<sup>80</sup>, w oparciu o inne priorytety określone do 2020 r. i opisane w rozdziale 3.1., zwłaszcza te dotyczące sieci przesyłowych morskiej energii wiatrowej.

Taki system autostrad musi być również przygotowany na ewentualne połączenia poza granicami UE z południem i wschodem. Oprócz zapewnionych już synchronicznych połączeń z krajami Maghrebu i Turcją, w perspektywie długoterminowej można rozważyć też połączenia z krajami regionu śródziemnomorskiego i wschodniego. W tym celu należałoby przewidzieć dialog z państwami Afryki Północnej w sprawie wymogów technicznych i prawnych dotyczących rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w regionie śródziemnomorskim.

Chociaż rośnie świadomość przyszłej potrzeby zapewnienia takiej paneuropejskiej sieci elektroenergetycznej, to bardzo niepewna jest chwila, w której taka sieć okaże się koniecznością i trzeba będzie podjąć działania związane z jej budową. W związku z tym, w celu zainicjowania spójnego rozwoju takiej sieci i ograniczenia niepewności oraz zagrożeń, konieczne są działania koordynowane na poziomie UE. Europejska koordynacja będzie

---

<sup>80</sup> Obejmować to może konieczność częściowego prowadzenia linii energetycznych pod ziemią ze względu na to, że koszty inwestycyjne kabli stosowanych pod ziemią są co najmniej 3-10 razy wyższe niż dla linii napowietrznych. Patrz: „Aspekty wykonalności i aspekty techniczne prowadzenia linii bardzo wysokiego napięcia częściowo pod ziemią”, wspólny dokument ENTSO-E i Europacable, listopad. 2010 r.

również konieczna do ustanowienia odpowiednich ram prawnych, regulacyjnych i organizacyjnych, ukierunkowanych na projektowanie, budowanie i eksploatację omawianego systemu autostrad elektroenergetycznych.

W działaniach takich trzeba będzie uwzględnić trwające prace w dziedzinie badań i rozwoju, głównie w ramach europejskiej inicjatywy w obszarze sieci elektroenergetycznych objętej europejskim strategicznym planem w dziedzinie technologii energetycznych oraz europejskiej inicjatywy przemysłowej w obszarze energii wiatrowej, w celu dostosowania istniejących i opracowania nowych technologii przesyłu, magazynowania i inteligentnych sieci. W tym kontekście będzie również konieczne zintegrowanie potencjału od transportu i magazynowania wodoru na dużą skalę. W połączeniu z ogniwami paliwowymi jest on szczególnie odpowiedni dla zastosowań rozproszonych i transportowych. Komerccjalizacji rozwiązań dotyczących obszarów mieszkalnych można się spodziewać do roku 2015, a w przypadku pojazdów napędzanych wodorem około roku 2020<sup>81</sup>.

### Zalecenia

Przygotowanie europejskich autostrad elektroenergetycznych wymaga podjęcia następujących działań o kluczowym znaczeniu:

- zgodnie z konkluzjami Forum Bukareszteńskiego, które odbyło się w czerwcu 2009 r., należy zapoczątkować specjalne prace nad autostradami elektroenergetycznymi w ramach Forum Florenckiego, mające na celu uporządkowanie prac realizowanych przez wszystkie zainteresowane strony w związku z przygotowywaniem autostrad elektroenergetycznych. Prace te powinna organizować Komisja Europejska i ENTSO-E, skupiając wszystkie ważne zainteresowane strony. Powinny się one koncentrować na ustaleniu średnio- i długoterminowego scenariusza rozwoju w obszarze wytwarzania energii, ocenie koncepcji architektury sieci paneuropejskiej oraz opcji projektowych, analizie skutków społeczno-ekonomicznych i konsekwencji dla polityki przemysłowej, jak również na opracowaniu właściwych ram prawnych, regulacyjnych i organizacyjnych;
- opracowanie koniecznych działań w obszarze **badań i rozwoju**, na podstawie europejskiej inicjatywy w obszarze sieci elektroenergetycznych objętej europejskim strategicznym planem w dziedzinie technologii energetycznych oraz europejskiej inicjatywy przemysłowej w obszarze energii wiatrowej, w celu dostosowania istniejących i opracowania nowych technologii przesyłu, magazynowania i inteligentnych sieci oraz, w miarę potrzeb, narzędzi na potrzeby projektowania i planowania sieci;
- ustalenie **modułowego planu rozwoju**, który ENTSO-E ma przygotować do połowy 2013 r., w celu uruchomienia do 2020 r. pierwszych autostrad elektroenergetycznych. Należy również opracować plan rozbudowy w celu ułatwienia rozwoju zdolności w zakresie wytwarzania na dużą skalę energii ze źródeł odnawialnych poza granicami UE.

---

<sup>81</sup> W tym celu w ramach planu SET do końca 2010 r. wspólne przedsięwzięcie na rzecz technologii ogniw paliwowych i technologii wodorowych rozpocznie opracowywanie pierwszego studium planowania infrastruktury wodorowej w UE, prowadzącego do rozpoczęcia wykorzystania komercyjnego w zakresie czasowym do 2020 r.

## 4.2. Europejska infrastruktura transportu CO<sub>2</sub>

Mając na uwadze nierównomierne rozlokowanie w Europie potencjalnych miejsc składowania CO<sub>2</sub>, może być konieczne wychwytywanie i składowanie CO<sub>2</sub> na dużą skalę w Europie do zapewnienia znacznych poziomów obniżenia emisyjności gospodarek europejskich po 2020 r. i niezbędne będzie stworzenie infrastruktury rurociągów oraz, w odpowiednich przypadkach, infrastruktury do transportu drogą morską, przekraczającej granice państw członkowskich w razie braku odpowiedniego potencjału do składowania CO<sub>2</sub> w poszczególnych krajach.

Technologie składowe CCS (wychwytywania, transportu i składowania) są wypróbowane. Nie zintegrowano jednak ich jeszcze i nie przetestowano na skalę przemysłową, a obecnie CCS nie jest opłacalny z ekonomicznego punktu widzenia. Dotychczasowe wdrażanie danej technologii ograniczało się do instalacji działających na mniejszą skalę, często zaprojektowanych na potrzeby demonstracji jednego lub dwóch elementów składowych. Jednocześnie panuje ogólna zgoda co do tego, że w celu zapewnienia znacznego wpływu na ograniczenie emisji i tym samym portfela środków ukierunkowanych na łagodzenie zmiany klimatu charakteryzujących się najniższymi kosztami, rentowność technologii CCS trzeba zademonstrować na szeroką skalę około roku 2020.

Odpowiadając na to wyzwanie, na wiosennym posiedzeniu Rady Europejskiej w 2007 r. zdecydowała o wsparciu uruchomienia do 2015 r. w UE maksymalnie 12 zakładów demonstracji technologii CCS, aby spowodować opłacalność ekonomiczną tej technologii. Obecnie realizowanych jest sześć dużych projektów CCS mających na celu zademonstrowanie danej technologii na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Ich zainstalowane moce będą wynosiły co najmniej 250 MW, będą one również obejmowały elementy związane z transportem i składowaniem. Projekty te są współfinansowane przez Komisję, a łączna kwota dotacji wynosi miliard EUR. W listopadzie 2010 r.<sup>82</sup> został uruchomiony kolejny mechanizm finansowania w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Komisja wspiera ponadto działalność badawczo-rozwojową w obszarze technologii CCS i utworzyła specjalną sieć wymiany wiedzy dla podmiotów dokonujących demonstracji tych technologii na dużą skalę.

W 2010 r. Wspólne Centrum Badawcze (WCB) przygotowało ocenę wymogów dla inwestycji w infrastrukturę do transportu CO<sub>2</sub><sup>83</sup>. Według założeń scenariusza bazowego PRIMES badanie wskazuje, że w 2020 r. w 6 państwach członkowskich UE zostanie wychwyconych i przetransportowanych 36 Mt CO<sub>2</sub>. Długość planowanej sieci transportu CO<sub>2</sub> wynosi w przybliżeniu 2 000 km, a sama sieć wymaga 2,5 mld EUR inwestycji (mapa 9). Planuje się, że niemalże wszystkie rurociągi będą miały przepustowość dostosowaną do dodatkowych ilości CO<sub>2</sub>, które według prognoz mają być transportowane w nadchodzących latach<sup>84</sup>.

Odnośnie do 2030 r. w badaniu przewiduje się, że ilość wychwytywanego CO<sub>2</sub> wzrośnie do 272 Mt (mapa 10). Wiele wcześniej wybudowanych rurociągów eksploatuje się obecnie, wykorzystując ich całkowitą przepustowość i buduje się nowe rurociągi, które w okresie do 2050 r. będą w pełni eksploatowane. Sieć transportu CO<sub>2</sub> liczy obecnie około 8 800 km i

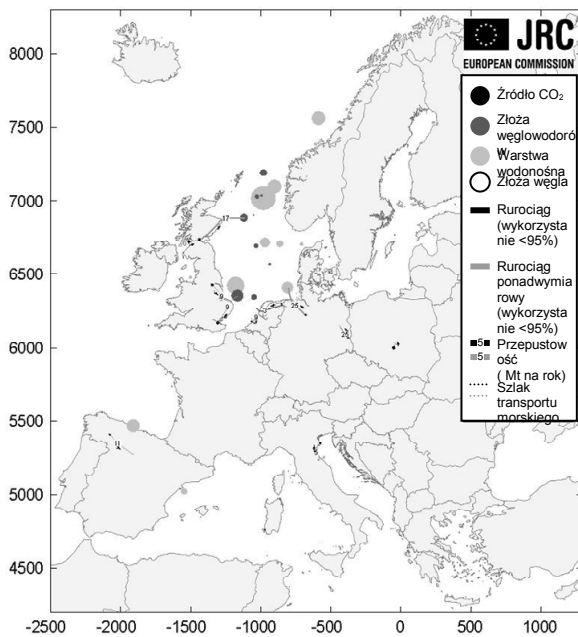
---

<sup>82</sup> .... [http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm)

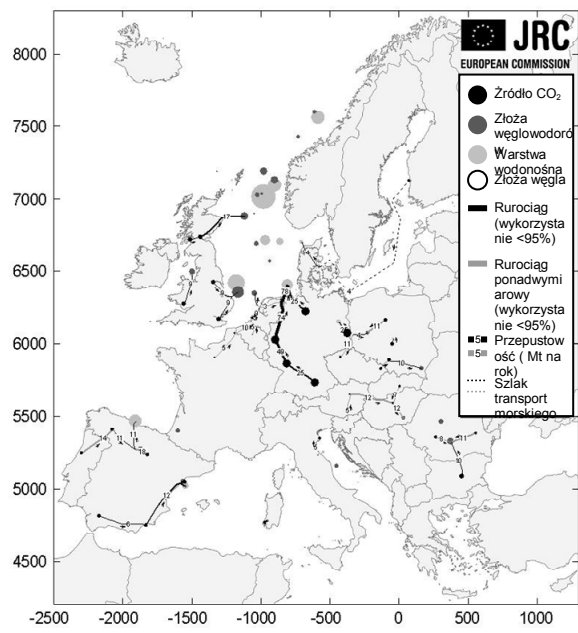
<sup>83</sup> „Rozwój sytuacji w odniesieniu do wymogów dotyczących zakresu i inwestycji w transeuropejską sieć transportu CO<sub>2</sub>”, Komisja Europejska, Wspólne Centrum Badawcze, EUR 24565 EN. 2010

<sup>84</sup> Ponadwymiarowe rurociągi zaznaczono na czerwono, natomiast na niebiesko zaznaczono rurociągi eksploatowane z wykorzystaniem ich całkowitej przepustowości.

wymaga inwestycji w łącznej kwocie 9,1 mld EUR. Pierwsze regionalne sieci w Europie przebiegają w pobliżu pierwszych instalacji demonstracyjnych. W analizie WCB uwidoczni się również korzyści wynikające z koordynacji na poziomie europejskim w związku z planami wypracowania w Europie optymalnego rozwiązania w obszarze transportu CO<sub>2</sub>, mając na uwadze, że do 2030 r. transgraniczny transport CO<sub>2</sub> może objąć 16 państw członkowskich UE.



**Mapa 9: sieć infrastruktury CO<sub>2</sub> w 2020 r.,  
scenariusz bazowy  
PRIMES**



**Mapa 10: sieć infrastruktury CO<sub>2</sub> w 2030 r.,  
scenariusz bazowy PRIMES**

Druga analiza, wykonana przez Arup w 2010 r. i koncentrująca się na wykonalności ogólnoeuropejskiej infrastruktury CO<sub>2</sub><sup>85</sup> ma na celu wyznaczenie optymalnej sieci transportu CO<sub>2</sub> w Europie i jej rozwoju na przestrzeni czasu na podstawie ustalonych uprzednio ilości CO<sub>2</sub>, określenie odpowiednich miejsc składowania oraz podejścia zapewniającego minimalizację kosztów. Według obliczeń najbardziej zachowawczego scenariusza, sieć w 2030 r. będzie liczyła 6 900 km i posłuży do transportu 50 Mt CO<sub>2</sub>. W badaniu stwierdza się, że z uwagi na brak pojemności magazynowej w niektórych krajach, szersze zastosowanie technologii CCS może umożliwić jedynie sieć transgraniczna.

Założenia te potwierdza badanie wykonane w ramach projektu UE Geocapacity (2009), dotyczące potencjału Europy w zakresie geologicznego składowania CO<sub>2</sub><sup>86</sup>: przyszła sieć transportu CO<sub>2</sub> jest bezwzględnie uzależniona od dostępności lądowych pojemności magazynowych lub dostępności i tworzenia się morskich formacji solankowych. Biorąc pod uwagę poziom świadomości publicznej w obszarze składowania CO<sub>2</sub> oraz technologii CCS ogółem, w badaniu proponuje się, aby nadać priorytetowe znaczenie składowaniu w morskich formacjach solankowych. W badaniu zaznacza się, że nie można jeszcze potwierdzić dostępności pojemności magazynowych i stąd konieczność wykonania dodatkowych prac mających na celu sprawdzenie faktycznego potencjału do składowania. Rozwój technologii CCS w najbliższej przyszłości będzie jednak warunkowała przede wszystkim cena CO<sub>2</sub>, którą charakteryzuje wysoki poziom niepewności i która uzależniona jest od rozwoju sytuacji w

<sup>85</sup> „Wykonalność ogólnoeuropejskiej infrastruktury CO<sub>2</sub>”, badanie wykonane przez Ove Arup & Partners Ltd dla Komisji Europejskiej, wrzesień 2010 r.

<sup>86</sup> „UE GeoCapacity – Ocena potencjału Europy w zakresie geologicznego składowania dwutlenku węgla”, projekt nr SES6-518318. Sprawozdanie końcowe dostępne na stronie internetowej: <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>

obszarze systemu handlu uprawnieniami do emisji. W związku z tym należy podchodzić z dużą ostrożnością do analiz zawierających zarys możliwej sieci CO<sub>2</sub> po roku 2020.

Wszystkie badania potwierdzają, że rozwój sytuacji w obszarze sieci CO<sub>2</sub> w Europie będzie warunkowała dostępność miejsc składowania oraz poziom zastosowania technologii CCS, jak również obecny poziom koordynacji rozwoju tej technologii. Przy tworzeniu zintegrowanych sieci rurociągów i transportu drogą morską, planowanych i budowanych początkowo na poziomie regionalnym lub krajowym z uwzględnieniem potrzeb transportowych licznych źródeł CO<sub>2</sub>, skorzystano by z korzyści skali, umożliwiając też podłączenie dodatkowych źródeł CO<sub>2</sub> do odpowiednich pochłaniaczy w okresie eksploatacji rurociągu<sup>87</sup>. W dłuższej perspektywie czasowej takie zintegrowane sieci rozbudowano by, tworząc powiązania międzysystemowe w celu dotarcia do źródeł i miejsc składowania rozproszonych w całej Europie, podobnie jak to ma miejsce w przypadku obecnych sieci gazowych.

### Zalecenia

Z chwilą uzyskania ekonomicznej opłacalności przez technologie CCS, rurociągi i infrastruktura do transportu drogą morską wybudowana na potrzeby projektów demonstracyjnych będzie pełniła rolę punktów koordynacji dla przyszłej sieci UE. Ważne jest, aby tę początkowo fragmentaryczną strukturę planować w sposób zapewniający ogólnoeuropejską kompatybilność na późniejszym etapie. Aby uniknąć podobnego żmudnego procesu tworzenia wspólnych rynków należy uwzględnić doświadczenia związane z łączeniem początkowo rozdrobnionych sieci, wyniesione z sektora gazu.

Należy analizować techniczne i praktyczne warunki sieci CO<sub>2</sub>, dążąc do porozumienia w kwestii wspólnej wizji. W dyskusjach na temat możliwych działań w tym obszarze należy korzystać z pomocy grupy roboczej ds. zrównoważonych paliw kopalnych na potrzeby dialogu zainteresowanych stron (w ramach Forum Berlińskiego). W celu gromadzenia doświadczeń związanych z realizacją projektów demonstracyjnych można skorzystać z Sieci Projektów CCS. To z kolei pomoże w ocenie potrzeb oraz zakresu potencjalnej interwencji na poziomie UE.

W celu stymulowania procesu tworzenia klastrów stanowiących pierwszy etap możliwej przyszłej zintegrowanej sieci europejskiej należy również wspierać współpracę regionalną. Tworzenie regionalnych klastrów mogą przyspieszyć istniejące struktury wsparcia, w tym Sieć Projektów CCS oraz Grupa ds. Wymiany Informacji utworzona na mocy dyrektywy 2009/31/WE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Proces tworzenia takich klastrów mógłby obejmować m.in. tworzenie ukierunkowanych grup roboczych oraz wymianę wiedzy na dany temat w kontekście Sieci Projektów CCS, wymianę najlepszych praktyk w zakresie wydawania zezwoleń i współpracy transgranicznej właściwych władz w ramach Grupy ds. Wymiany Informacji. W celu wymiany wiedzy na temat regionalnych

---

<sup>87</sup> Wstępne badanie FEED (Front End Engineering Design) sieci CCS wykonane dla Yorkshire and Humber wykazało, że początkowe inwestycje w dodatkową przepustowość rurociągów byłyby opłacalne nawet w przypadku, realizacji kolejnych podłączeń do sieci na przestrzeni kolejnych 11 lat. Badanie potwierdziło także doświadczenia wyniesione z innych sektorów, czyli fakt, że inwestycje w zintegrowane sieci przyspieszyłyby zastosowanie technologii CCS na dużą skalę przez skonsolidowanie procedur wydawania pozwoleń, obniżenie kosztów podłączenia źródeł CO<sub>2</sub> do pochłaniaczy oraz zapewnienie możliwości składowania wychwytywanego CO<sub>2</sub> natychmiast po uruchomieniu instalacji do wychwytywania.

klasterów i węzłów na całym świecie Komisja będzie również korzystała ze światowych forów poświęconych technologii CCS.

Komisja będzie też kontynuowała prace nad mapą europejskiej infrastruktury CO<sub>2</sub>, która może ułatwić postęp w zakresie planowania infrastruktury, koncentrując się na kwestiach opłacalności. Ważnym elementem tego zadania będzie określenie miejsca, pojemności oraz dostępności miejsc składowania, zwłaszcza na morzu. Aby mieć pewność co do porównywalności wyników takiego mapowania na skalę całego kontynentu oraz możliwości ich wykorzystania w celu zaprojektowania optymalnej sieci, podejmowane będą działania ukierunkowane na opracowanie wspólnej metody oceny pojemności magazynowej. W celu zapewnienia przejrzystości w kwestii składowania i technologii CCS ogółem, Komisja opublikuje europejski atlas miejsc składowania CO<sub>2</sub>, który będzie obrazował potencjał w zakresie składowania.