



ROZWÓJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH W POLSCE W KONTEKŚCIE UREGULOWAŃ PAKIETU KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNEGO

dr hab. inż., prof. PW Krzysztof Żmijewski / Społeczna Rada ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji
Maciej M. Sokołowski / Społeczna Rada ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji

1. TYTUŁEM WSTĘPU

Sieci elektroenergetyczne są niezastąpionym ogniwem każdego systemu elektroenergetycznego. Niczym klamra spinają system i pozwalają na realizację jego podstawowego zadania – zasilania gospodarki kraju w energię elektryczną. Na początku XXI w. nic nie wskazuje na to, aby udział energii elektrycznej w bilansach energetycznych spadał, to samo dotyczy potrzeb funkcjonowania sieci elektroenergetycznych. Nie wyklucza to oczywiście prowadzenia prac nad nowymi źródłami energii¹, czy doskonalenia procesów użytkowania energii elektrycznej² lub jej magazynowania i transportowania³.

Rewolucja przemysłowa, która rozpoczęła się na przełomie XIX i XX w., zapoczątkowała postęp cywilizacyjny związany ze wzrostem wykorzystania urządzeń zasilanych energią elektryczną, spowodowało to konieczność ciągłej rozbudowy systemów elektroenergetycznych. Działania te skorelowane były z wymaganiami i potrzebami społecznymi oraz gospodarczymi. W XXI w. rozbudowa systemów elektroenergetycznych wciąż jest koniecznością – z tym, że rozbudowa ta nabiera nieco innego znaczenia. Chodzi tu przede wszystkim o wewnętrzny i zewnętrzny aspekt rozbudowy systemów elektroenergetycznych, do których to pojęć autorzy odniosą się w dalszej części publikacji.

Kolejnym zagadnieniem poruszonym przez autorów opracowania będą uregulowania pakietu klimatyczno-energetycznego oraz polskie uwarunkowania i działania w kontekście tych uregulowań. W dalszej części publikacji autorzy odniosą się do tego, jak przekładają się one na obszar inwestycji sieciowych w Polsce, wskazując również problemy i bariery rozwoju sieci oraz rozwiązania i koncepcje intensyfikacji działań w tym obszarze.

2. DUALIZM ROZBUDOWY SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Wewnętrzny aspekt rozbudowy sieci elektroenergetycznej, definiowany jako wewnętrzna (krajowa) potrzeba inwestycyjna, to przede wszystkim działania zmierzające do właściwego zarządzania strukturą sieci poprzez poprawę jej gęstości i topologii (fizyczna rozbudowa połączeń przesyłowych i dystrybucyjnych), ulepszenie zarządzania nią (instalowanie nowoczesnych systemów sterowania siecią), usprawnienie jej monitorowania i przeciwdziałania wyłączeniom i awariom (czujniki i mierniki instalowane na poszczególnych liniach i stacjach). Wewnętrzna rozbudowa sieci to także działania naprawcze i konstrukcyjne w zakresie wymiany zdekapitalizowanych i przestarzałych linii elektroenergetycznych.

Wewnętrzny aspekt rozbudowy sieci powodowany jest głównie krajowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, potrzebami inwestycyjnymi poszczególnych inwestorów oraz koniecznością zapewnienia stabilnych,

1 Np. produkcja na dużą skalę energii pochodzącej z fuzji jądrowej.

2 Chociażby poprzez zwiększanie sprawności poszczególnych urządzeń (tak odbiorczych, jak i wytwórczych).

3 Np. prace nad wysoko wydajnymi, pojemnymi akumulatorami energii elektrycznej.

Streszczenie

Rozwój sieci elektroenergetycznych w Polsce, w kontekście uregulowań pakietu klimatyczno-energetycznego, jest uwarunkowany czynnikami natury wewnętrznej i zewnętrznej. Wewnętrzne aspekty rozbudowy sieci powodowane są głównie krajowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, inwestycjami oraz koniecznością zapewnienia stabilnych dostaw energii. Zewnętrzne aspekty

rozbudowy sieci elektroenergetycznych wynikają z międzyrządowych porozumień multilateralnych i decyzji zapadających na forach międzynarodowych.

W artykule autorzy starają się przybliżyć temat oraz podzielić się swoimi ocenami dotyczącymi ogólnej sytuacji systemu energetycznego w Polsce.



nieprzerwanych dostaw energii do każdego odbiorcy. Rozbudowa ta powinna być realizowana na podstawie planów rozwoju opracowywanych przez każdego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) i Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) zgodnie z regulacjami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁴ (zwanej dalej: Prawem energetycznym). Stosownie do art. 9c, ust. 3 Prawa energetycznego, w którym zawarto zbiór ogólnych zadań operatorów⁵, w pkt 11, stanowi się, że OSD, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej. Natomiast w odniesieniu do OSP (w art. 9c, ust. 2, pkt 4) ustawodawca ustanawia dla tego operatora odpowiedzialność za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam, gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

W opisywanym zakresie znaczenie mają również regulacje pośrednio i bezpośrednio odnoszące się do rozwoju sieci elektroenergetycznych, normujące działalność OSP i OSD. Chodzi to o postanowienia art. 9c, ust. 2 i 3, dotyczące bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w elektroenergetycznej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, eksploatacji, konserwacji i remontów sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami elektroenergetycznymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów.

Z przepisami tymi sprzężone są również postanowienia art. 16, ust. 1, w świetle których przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii, sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Zgodnie z art. 16, ust. 3 plany te obejmują w szczególności przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł energii elektrycznej, w tym źródeł odnawialnych.

W tym miejscu należy stwierdzić, że omówione powyżej wymogi egzekwowane są przez polską praktykę prawną jedynie w zakresie formalnym (np. przygotowywanie planów rozwoju), natomiast w najmniejszym stopniu nie jest realizowana egzekucja wymagań materialnych, tzn. faktycznych działań modernizacyjnych lub inwestycyjnych.

Innymi słowy Prawo energetyczne nakłada jedynie obowiązek tworzenia planów rozwoju, a nie wymaga ich realizacji. Bezczynność w tym zakresie nie jest obłożona sankcją (poza ogólną podstawą wynikającą z obowiązku realizowania zadań Operatora – art. 56, ust. 1, pkt 24).

Przywołane uwarunkowania budują zarys wewnętrznych powodów rozbudowy systemów elektroenergetycznych. W odróżnieniu od nich zewnętrzne aspekty rozbudowy sieci elektroenergetycznych wynikają z czynników niemających bezpośredniego związku z krajową sytuacją energetyczną. Chodzi tu przede wszystkim o międzypaństwowe porozumienia multilateralne i decyzje zapadające na forach międzynarodowych. Szczególną uwagę autorzy opracowania pragnęliby poświęcić specyfice europejskiej oraz decyzjom podejmowanym w ramach Unii Europejskiej i jej instytucji, w tym uregulowaniom mającym wpływ na rozwój i sytuację Krajowego Systemu Elektrycznego i jego rozbudowę w Polsce. Takim uregulowaniem jest z pewnością tzw. pakiet klimatyczno-energetyczny.

4 Tekst jedn. z 2006 r. Dz.U. Nr 89, poz. 625 ze zm.

5 Zob. M. Czarnecka, T. Oglódek, Prawo energetyczne. Komentarz, Warszawa 2009, s. 234.

3. PAKIET KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNY

Pakiet klimatyczno-energetyczny jest zbiorem aktów prawnych⁶, za pomocą których Unia Europejska w 2009 roku ustanowiła wiążące zobowiązania proklimatyczne (i proekologiczne) w postaci wyznaczenia na rok 2020 konkretnych celów ilościowych, które łącznie mają zostać osiągnięte przez wszystkie państwa członkowskie Unii. Cele te dotyczą odpowiednio redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej: OZE) w bilansie finalnym oraz zmniejszenia zużycia energii (tzw. cele 3 x 20%).

Począwszy od 2013 roku, wszystkie wysiłki Unii Europejskiej, zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2020 roku o 20% w porównaniu z rokiem 1990, zostaną podzielone między sektory objęte EU ETS⁷ i sektory nieobjęte tym systemem (tzw. non-ETS⁸):

- a) 21-proc. redukcja emisji w sektorach objętych EU ETS w porównaniu z poziomem w 2005 r.
- b) redukcja ok. 10-proc. w sektorach nieobjętych EU ETS w porównaniu z poziomem w 2005 r.

Daje to w sumie całkowitą redukcję rządu 20% w porównaniu z poziomem z 1990 roku oraz 14% w porównaniu z poziomem w roku 2005. Komisja Europejska oczekuje większej redukcji w sektorach objętych EU ETS, ponieważ redukcja emisji w tych sektorach jest zdaniem Komisji Europejskiej bardziej efektywna pod względem kosztów w porównaniu z innymi sektorami nieobjętymi tym systemem⁹. Kolejne zobowiązania nałożone przez Unię Europejską na państwa członkowskie w związku z postanowieniami pakietu klimatyczno-energetycznego to: zmniejszenie zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami dla Unii Europejskiej na 2020 rok¹⁰, w wyniku poprawy efektywności energetycznej, oraz zwiększenie udziału OZE do 20% całkowitego zużycia energii w UE, w tym zwiększenie wykorzystania OZE w transporcie do 10%¹¹.

Podkreślić trzeba, że tylko część z ww. regulacji ma charakter obligatoryjny.

Regulacja	Obszar	Obligacja	Zakres
dyrektywa 2009/28/WE	OZE	TAK	europejski
dyrektywa 2009/29/WE	ETS	TAK	krajowy
dyrektywa 2009/30/WE	PALIWA	TAK	krajowy
dyrektywa 2009/31/WE	CCS	TAK	krajowy
rozporządzenie 443/2009/WE	PALIWA	TAK	krajowy
decyzja 2009/406/WE	non-ETS	TAK	krajowy
dyrektywa 2006/32/WE	EFEKTYWNOŚĆ	NIE	–

6 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 443/2009 z dnia 23 kwietnia 2009 r. określające normy emisji dla nowych samochodów osobowych w ramach zintegrowanego podejścia Wspólnoty na rzecz zmniejszenia emisji CO₂ z lekkich pojazdów dostawczych, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylającą dyrektywę 93/12/EWG, Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych, Dz. U. UE L 140 z 5 czerwca 2009 r.

7 ETS – *Emission Trading System*. Do sektorów objętych systemem ETS można zaliczyć sektory zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, produkcją metali, cementu, ceramiki, szkła, pulpy i papieru oraz koksownie i rafinerie.

8 Np. transport, budownictwo, usługi, mniejsze instalacje przemysłowe, rolnictwo, odpady.

9 Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego i Rady. Postęp w realizacji celów z Kioto, Bruksela, 12.11.2009 r., KOM (2009) 630 wersja ostateczna, s. 4–5.

10 Postulat zmniejszenia zużycia energii elektrycznej o 20% został podniesiony na posiedzeniu Rady Europejskiej, które odbyło się 23–24 marca 2006 r. Rada Europejska wezwała do pilnego przyjęcia ambitnego i realistycznego Planu działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii, uwzględniając ponad 20-proc. potencjał oszczędności UE do 2020 r. Efektem tego było przedstawienie przez Komisję Europejską w październiku 2006 r. „Planu działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału”, Komunikat Komisji, Bruksela, 19.10.2006 r. KOM (2006) 545 wersja ostateczna.

11 Zob. M.M. Sokółowski, W stronę polskiej polityki klimatyczno-energetycznej, [w:] Polska polityka energetyczna – wczoraj, dzisiaj, jutro, Warszawa 2010, s. 67–69.



Dla Polski istotnym uwarunkowaniem wynikającym z postanowień pakietu klimatyczno-energetycznego jest tzw. derogacja. Derogacja jest rezultatem prowadzonych przez rząd negocjacji założeń projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (zwana dalej: „dyrektywą EU-ETS”). W wyniku tych negocjacji Polska otrzymała ulgę w zakresie obowiązku zakupu przez instalacje energetyczne, począwszy od roku 2013, wszystkich uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w pełnym systemie aukcyjnym. Zgodnie z art. 10c dyrektywy EU-ETS, pewne państwa członkowskie, w tym Polska, mogą przydzielić przejściowo bezpłatne uprawnienia instalacjom wytwarzającym energię elektryczną, które funkcjonowały przed dniem 31 grudnia 2008 roku, lub instalacjom wytwarzającym energię elektryczną, w przypadku których proces inwestycyjny faktycznie wszczęto do tego dnia. Dzięki przyznanej Polsce derogacji, instalacje istniejące wg stanu na 31 grudnia 2008 roku będą nabywały na aukcjach jedynie część potrzebnych uprawnień. W 2013 roku będzie to 30% w stosunku do średniej emisji z okresu 2005–2007, która stanowi wielkość odniesienia, bądź w oparciu o wskaźniki emisji ważone rodzajem paliwa. Następnie w latach 2014–2019 pula darmowych uprawnień będzie stopniowo zmniejszana, tak by w 2020 roku osiągnąć pełny system aukcyjny¹².

Z derogacją związana jest konieczność opracowania krajowego planu modernizacji i poprawy infrastruktury oraz rozwoju czystych technologii¹³. Rolę planu w polskich warunkach ma pełnić Narodowy Program Redukcji Emisji Gazów Cieplarnianych (w części inwestycyjnej tego programu). Ostatnio w gremiach rządowych pojawiają się głosy dotyczące rewizji nazwy programu (np. Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej).

4. POLSKIE UWARUNKOWANIA I DZIAŁANIA

Przywołane już: cel redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorze non-ETS oraz cel związany ze zwiększeniem udziału OZE w bilansie energii końcowej mają swoje przełożenie na poszczególne kraje członkowskie Unii Europejskiej w postaci wyznaczenia jednostkowych celów dla każdego państwa. Wyjątkiem jest poprawa efektywności energetycznej, dla której to nie przewidziano mechanizmu wiążących poziomów koniecznych do osiągnięcia. Dla Polski te wymagania zawierają się w trzech punktach.

Po pierwsze, Polska – tak jak każde inne państwo członkowskie Unii Europejskiej – w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań europejskich dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych ogranicza emisje tych gazów (w sektorze non-ETS) co najmniej o wielkości procentowe ustalone dla tego państwa członkowskiego w załączniku II decyzji non-ETS¹⁴. Dla Polski pułap ten ustalony został na 14% w stosunku do emisji z roku 2005.

Po drugie, polski krajowy cel ogólny w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku, stosownie do postanowień: Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, wynosi 15%. W stosunku do udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce w 2005 roku jest to blisko dwukrotnie więcej (w roku 2005 udział ten wynosił 7,2%)¹⁵.

Po trzecie, możliwość skorzystania z opisanej już derogacji wiąże się z obligacją opracowania przywołanego krajowego planu modernizacji i poprawy infrastruktury oraz czystych technologii.

Dwa materialne cele oraz trzeci o charakterze hybrydowym (formalno-materialnym) związane są z wykonaniem znacznej pracy, również tej planistyczno-analitycznej. Dostrzegając ciężar i wymiar wyzwania, polski rząd postanowił wesprzeć działania administracji niezależnym czynnikiem społecznym. Chodzi tu o powołanie w październiku 2009 roku Społecznej Rady ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji (zwanej dalej: Radą).

12 M.M. Sokołowski, Społeczne wsparcie rządu, czyli głos ekspertów w kwestii redukcji emisji, *Nowa Energia* 3/2010, s. 11, patrz też ibidem.

13 Zgodnie z postanowieniami art. 10c, ust. 5, lit. c) w zw. z art. 10c, ust. 1, akapit drugi dyrektywy EU-ETS warunkiem zastosowania derogacji jest obowiązek państwa członkowskiego do przedstawienia Komisji Europejskiej krajowego planu przewidującego inwestycje w zakresie modernizacji i poprawy infrastruktury oraz czystych technologii.

14 Stosownie do art. 3 ust 1 decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.

15 M. M. Sokołowski, W stronę polskiej polityki..., op. cit., s. 69.



Rada jest liczącym blisko 170 członków doradczym ciałem eksperckim, formalnie funkcjonującym przy ministrze gospodarki. Członkami Rady są wybitni specjaliści ze wszystkich dziedzin, które mają pośredni oraz bezpośredni wpływ na realizację postanowień pakietu klimatyczno-energetycznego. Pod względem organizacyjnym pracują oni w 17 grupach roboczych¹⁶, wyodrębnionych z uwagi na zadania związane z problemem redukcji emisji gazów cieplarnianych¹⁷. Zadaniem Rady jest przygotowanie materiałów analitycznych na potrzeby Narodowego Programu Redukcji Emisji Gazów Cieplarnianych. W skład tych materiałów wchodzi:

- Zielona Księga – dokument identyfikujący podstawowe bariery i problemy utrudniające redukcję emisji gazów cieplarnianych w Polsce
- Biała Księga – dokument proponujący rozwiązania i koncepcje dotyczące przygotowania i wdrażania programu redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce
- Założenia i zasady Narodowego Programu Redukcji Emisji Gazów Cieplarnianych – stanowisko Rady, w którym zawarto najważniejsze zasady odnoszące się do opracowywania Narodowego Programu (np. zasada subsydiarności, zasada prymatu rynku)
- Mapy Drogowe – czyli innymi słowy harmonogram wdrażania działań w poszczególnych grupach zagadnień.

Rada uczestniczy także w procesie opracowywania dokumentów rządowych (np. projekt ustawy o efektywności energetycznej), przedstawiając swoje niewiążące opinie, wspiera rząd podczas oceny raportów eksperckich (np. raportu dot. krzywej McKinseya) czy też prowadzi działalność na arenie międzynarodowej (np. zagraniczne wizyty studyjne sekretarza generalnego Rady, organizacja wizyty komisarza ds. klimatu Connie Hedegard w Polsce). Członkowie Rady aktywnie biorą udział w licznych seminariach, debatach i konferencjach, prezentując stanowisko Rady oraz dyskutując na tematy związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych¹⁸.

5. INWESTYCJE SIECIOWE W POLSCE

Nałożone na Polskę zobowiązania dotyczące redukcji emisji gazów cieplarnianych, rozwoju sektora OZE i opracowania planu inwestycyjnego łączą się w jednym punkcie, jakim są sieci elektroenergetyczne. Rozwój sieci jest bowiem warunkiem *sine qua non* wypełnienia przywołanych już zobowiązań wynikających z europejskich regulacji.

Odblokowanie czy też efektywne wykorzystanie istniejącego w Polsce potencjału OZE wymagać będzie zintensyfikowania działań w zakresie rozbudowy sieci elektroenergetycznych. W szczególności chodzi tu o pokrycie terenów Polski wschodniej i północno-wschodniej siatką linii dystrybucyjnych pozwalającą na przyłączenie nowych jednostek wytwórczych. Dodatkowo da to szansę na zweryfikowanie „fikcyjnych” inwestorów, poprzez odizolowanie ich od tych rzeczywiście chcących przyłączyć się do systemu. Optymalizacja wykorzystania OZE poprzez efektywne przyłączenie nowych źródeł zwiększa również poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dekapitalizacja techniczna infrastruktury powoduje, że źródła te, budowane w znacznie krótszym czasie niż tradycyjne, systemowe jednostki umożliwią utrzymanie funkcjonalności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w miejscach, w których system ten cechować się będzie ułomnością wynikającą z procesów starzenia. Ułomność ta skutkować może przyszłymi wyłączeniami i przerwami w dostawach energii elektrycznej.

Oprócz wspomnianych korzyści związanych z wprowadzeniem OZE do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, OZE oddziaływać mogą również negatywnie na ten system. Efekty ujemne ich funkcjonowania w sieci wynikają przede wszystkim z naturalnych ograniczeń związanych z zasilającymi je źródłami energii – w tym przede wszystkim wiatru (w pewnym zakresie słońca, jednakże wykorzystanie tego typu źródeł ma w Polsce raczej marginalne znaczenie dla systemu). Rodzi się tu zatem kwestia konieczności stabilizowania sieci, tak

16 Grupa Robocza ds. prawa, Grupa Robocza ds. Energetyczno-Technologicznych dla Źródeł Systemowych, Grupa Robocza ds. Budowlano-Konstrukcyjnych, Grupa Robocza ds. Ekonomicznych, Grupa Robocza ds. Bezpieczeństwa i Paliwa Jądrowego, Grupa Robocza ds. Pakietu Klimatyczno-Energetycznego, Grupa Robocza ds. Nauki i Edukacji, Grupa Robocza ds. Komunikacji Strategicznej, Grupa Robocza ds. Społeczeństwa Obywatelskiego, Grupa Robocza ds. Organizacji i Zarządzania, Grupa Robocza ds. Oddziaływania na Środowisko, Grupa Robocza ds. Efektywności Energetycznej, Grupa Robocza ds. Odnawialnych Źródeł Energii, Grupa Robocza ds. Czystych Technologii Węglowych, Grupa Robocza ds. Sieci, Grupa Robocza ds. Rynku, Grupa Robocza ds. Transportu.

17 M.M. Sokołowski, Społeczne wsparcie rządu..., op. cit., s. 12.

18 K. Żmijewski, M.M. Sokołowski, Efektywnie o energetyce cz. 1, *Energia i Budynek*, 07(38)/2010, s. 13.



by pojawiające się skoki napięć i wahania mocy czynnej i biernej nie przyczyniły się do wprowadzenia systemu w stan dysfunkcyjności.

Rozwój sieci przyczyniający się do rozwoju OZE wymagać będzie zatem rozwoju instalacji i urządzeń zapewniających kohabitację źródeł odnawialnych i źródeł systemowych w ramach KSE. Wypełnienie obligacji europejskich w zakresie OZE przyczynia się również do spełnienia celu jednostkowego, odnoszącego się do redukcji emisji gazów cieplarnianych. W tym sensie OZE otrzymują *sui generis* podwójny mandat w zakresie postulowanych priorytetów rozwoju gospodarczego, kierowanych pod adresem rządu i poszczególnych OSD i OSP.

W tym kontekście należy przywołać również konieczność włączenia źródeł jądrowych do polskiego systemu elektroenergetycznego. Źródła te ze względu na swój niskoemisyjny charakter wpisują się w katalog instalacji energetycznych, przyczyniających się do wypełnienia opisowych zobowiązań proredukcyjnych. Ich przyłączenie uwarunkowane jest jednak budową dostatecznie silnych linii przesyłowych (np. dwutorowych 400 kV o łącznej mocy ponad 3200 MVA). Linie te będą miały strategiczne znaczenie z punktu znaczenia rozwoju systemu, jak i bezpieczeństwa energetycznego północnej części Polski (bezpieczeństwa rozumianego przez pryzmat ciągłych dostaw energii elektrycznej o wysokich jakościowo parametrach). W podobny sposób należy odnieść się również do konieczności powołania tzn. szyny północnej – linii przesyłowej biegnącej równoległe do wybrzeża Polski, tak by umożliwić budowę i przyłączenie morskich farm wiatrowych o perspektywicznej mocy 5000 MW.

6. SIECI – PROBLEMY I BARIERY

Identyfikacja barier i problemów w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznych została dokonana przez ekspertów Rady w Zielonej Księdze¹⁹. Zgodnie z tymi ustaleniami Polska posiada przestarzały technologicznie system przesyłu, co istotnie wpływa na możliwości redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz na kontrolowanie zapotrzebowania na energię oraz zmianę źródeł energii, a także blokują budowę i przyłączanie nowych źródeł energii, w tym źródeł nieemisyjnych. W większości linie i transformatory pochodzą sprzed dwudziestu, trzydziestu lat, zatem niezbędne są inwestycje w sieci przesyłowe oraz ich modernizacja. Według danych zebranych na potrzeby dokumentu „Polska 2030”²⁰ ubytki mocy szacuje się na poziomie ok. 12–15% mocy, co odczuwane jest jako dodatkowy czynnik wpływający na awaryjność systemu.

Dlatego według ekspertów Rady istotnym problemem jest rozwój systemu przesyłowego, a zwłaszcza zamknięcie pierścieni wokół głównych polskich aglomeracji (znaczący czynnik ich ekonomicznego rozwoju, a zarazem redukcji emisji) oraz rozbudowa sieci na obszarze Polski północno-wschodniej. Przeprowadzone analizy techniczne wykonywane przy okazji sporządzania przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA (PSE) Projektu Planu Rozwoju wykazały, że w jednym z regionów, w którym należy zrealizować inwestycje podnoszące bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jest północno-wschodni region Polski. Na podstawie analiz przedstawiających zachowanie obecnego systemu w przypadku awarii uzyskano informacje, że wystąpienie awarii na linii 400 kV w części północnej lub północno-wschodniej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego spowoduje powstanie *blackoutu* w północno-wschodniej części Polski, rozchodzącego się w kierunku zachodnich części państwa. Zachowanie systemu w taki sposób wynika ze słabo rozwiniętej sieci połączeń 400 kV oraz braku zdywersyfikowania źródeł. Jest to sytuacja niezwykle niebezpieczna i wymagająca podjęcia natychmiastowych prac modernizacyjnych²¹.

Z całości ustaleń Rady rysuje się, niestety, obraz Polski jako wyspy energetycznej. Obecne połączenia transgraniczne są tak słabe, że nie pozwalają na większe przepływy ani na większą skalę wymiany. Według danych, ich moc to obecnie ok. 7% krajowej mocy zainstalowanej, a należałoby zwiększyć możliwości wymiany do 15% w roku 2015, 20% do roku 2020 oraz 25% do 2030 roku. Analizując opisane ambitne cele, trzeba pamiętać, że to nie tylko sektor, ale również konsumenci potrzebują rozwoju zarówno polskiej, jak i jednolitej sieci europejskiej.

Należy jednak podkreślić, że deklarowane dotąd przez PSE moce możliwe do wykorzystania w imporcie energii elektrycznej liniami prądu zmiennego to zaledwie 100–200 MW. Uwzględniając maksimum pracy kabla

19 Zielona Księga została opublikowana w październiku 2010 r. i jest dostępna pod adresem internetowym: www.rada-npre.pl/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=38&Itemid=

20 <http://www.polska2030.pl/>

21 Program rozbudowy Krajowej Sieci Przesyłowej w zakresie połączenia Polska – Litwa, Warszawa 2010, s. 7.



Szwecja – Polska, uzyskujemy łączną moc ok. 700 MW, przydatną do wsparcia polskiego systemu elektroenergetycznego, czyli 0,28% mocy zainstalowanej w Polsce. Moce dostępne do importu w grudniu 2010 roku (*Net Transfer Capacity*) to 0 MW, a moc rezerwowa (*Transmission Reliability Margin*) to w ostatnich latach 500–700 MW²².

W ramach rozwiązań prawnych dotyczących sieci elektrycznych dotychczas nie podjęto działań zmierzających do stworzenia odpowiednich regulacji w celu wprowadzenia *smart grid* i *smart metering* (inteligentnych sieci i inteligentnego opomiarowania). Nie została przeprowadzona w tym zakresie implementacja postanowień tzw. trzeciego pakietu energetycznego, w szczególności Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.

Eksperti Rady wskazują, że obecnie zupełnie zmienia się również funkcjonalność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Nowe potrzeby zwiększają wykorzystanie sieci elektroenergetycznych. Przyłączenie OZE, zdalny odczyt, samochody elektryczne, sieci inteligentne powodują, że technologia sieciowa rozwija się coraz szybciej. Sieci cyrkonowe, przekształcanie linii prądu przemiennego (na wszystkich poziomach napięciowych) w linie prądu stałego za pomocą przekształtników tyrystorowych otwierają zupełnie nowe możliwości.

Aktualnie prowadzone są zaawansowane projekty dotyczące technologii energetycznych z rozdzielczymi sieciami elektroenergetycznymi w kontekście rozwoju motoryzacji opartej na energii elektrycznej (tzw. mikro- i pikosieci). Samochód elektryczny będzie wymagał budowania sieci publicznych i indywidualnych (prywatnych) stacji ładowania samochodów elektrycznych, z wykorzystaniem do tego celu elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

Dodatkowe bariery dotyczące rozwoju sieci elektrycznych to brak jednoznacznej strategii programu inwestycyjnego przesyłowych sieci elektroenergetycznych w przedmiocie:

- połączeń transgranicznych
- wewnętrznych linii S–N i E–W (południkowych i równoleżnikowych)
- zamknięcia pętli N–E i S–W
- pętli wokół metropolii
- przesyłania nowych mocy systemowych
- przyłączenia elektrowni jądrowych
- przyłączania dużych farm wiatrowych, w szczególności morskich.

Brak jest również jednoznacznej strategii programu inwestycyjnego sieci rozdzielczych 110 kV w zakresie:

- zamykania pętli
- przyłączania źródeł rozproszonych, w tym OZE
- wyprowadzenia mocy z nowych elektrociepłowni i elektrowni biogazowych/biomasowych.

Przeszkodą jest również brak jednoznacznej strategii dla programu inwestycyjnego sieci dystrybucyjnych średnich (15 kV) i niskich (230/400 V) napięć. Pojawiające się tu bariery to:

- problem zasilania nowych terenów inwestycyjnych
- problem reelektryfikacji wsi i małych miast
- przeciągające się przyłączanie źródeł rozproszonych
- brak mechanizmów wsparcia rozproszonej energetyki domowej.

Podsumowując: dbałość o inwestycje w nowej jakości infrastrukturę sieciową jest istotnym zadaniem stawianym przed decydentami. Problemem są procedury zezwoleń – przyspieszenia budowy sieci (ponieważ budowa sieci strategicznych to proces wieloletni), rozwoju połączeń wzajemnych w europejskiej elektroenergetycznej sieci przesyłowej. Im mniejsze będą potrzeby utrzymywania rezerwy mocy, tym niższa emisja i tym niższe koszty. Niestety, brakuje rozwiązań zarówno wspierających finansowanie, jak i rozwiązań kwestii prawnych, np. w zakresie prawa drogi, wykorzystania pasma drogowego, dostępu do infrastruktury, zwrotu z zaangażowanego kapitału jako podstawy taryfowania.

22 <http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=51>

23 Tzw. prosumentów wg nomenklatury J. Popczyka.



7. ROZWIĄZANIA I KONCEPCJE

Obecnie Rada prowadzi zaawansowane prace związane z opracowaniem Białej Księgi. Materia dotycząca sektora sieciowego poruszana jest m.in. w rozdziałach: 2. Zakres inwestycji oraz 3. Zakres działań legislacyjnych. Kwestie te są następnie dookreślane w podrozdziałach, punktach i podpunktach: 2.1. Elektroenergetyka, 2.1.7. Sieci, 2.1.7.1. Połączenia transgraniczne, 2.1.7.2. Sieci przesyłowe, 2.1.7.3. Sieci rozdzielcze (110 kV), 2.1.7.4. Sieci dystrybucyjne, 2.1.8. *Smart grid* (sieci inteligentne), 2.1.8.1. *Smart metering*, 2.1.8.2. Monitoring (sensing) sieci oraz 3.2. Ustawa o realizacji inwestycji strategicznych o kluczowym znaczeniu dla rozwoju kraju, 3.10. Legislacja w zakresie inwestycji sieciowych, 3.10.1. Ustawa o drogach publicznych, 3.10.2. Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, 3.10.3. Ustawa o gospodarce nieruchomościami, czy 3.10.4. Kodeks cywilny.

Przywołane fragmenty Białej Księgi uzupełnione zostaną częścią wykonawczą, którą ma być Mapa Drogowa ds. Sieci. Mapa ta będzie stanowić rozszerzenie opracowanych i przedstawionych w czerwcu 2010 roku wcześniejszych map drogowych.

Na podstawie poczynionych już na poziomie Zielonej Księgi ustaleń, można stwierdzić, iż w odniesieniu do rozwoju sieci elektroenergetycznych w Polsce rysuje się potrzeba podjęcia działań zmierzających do opracowania i wprowadzenia:

- nowego mechanizmu taryfowania opartego na zwrocie z kapitału pracującego
- nowego mechanizmu generowania przyłączeń źródeł rozproszonych, w tym OZE
- ułatwień w zakresie procesu inwestowania, szczególnie w kwestii prawa drogi w korytarzu energetycznym i drogowym
- uruchomienia systemu bieżącego monitorowania sieci ze szczególnym uwzględnieniem sytuacji kryzysowych (oblodzenie zimą, wydłużenie latem). Dokonanie skoku technologicznego w zakresie projektowania sieci (przewody wielowiązkowe, FACTS) jest wręcz koniecznością
- usprawnienia istniejącego mechanizmu wsparcia OZE (tzw. zielonych certyfikatów) poprzez wprowadzenie kategorii certyfikatów inwestycyjnych (krótkoterminowych) dla wsparcia nowych inwestycji oraz ewentualnych certyfikatów (długoterminowych) dla wsparcia działań operacyjnych, jeśli okaże się to konieczne. W obu przypadkach prawo do uzyskania certyfikatów powinno mieć określony horyzont czasowy oraz być przyznawane w trybie przetargowym²⁴, zgodnie z zasadą „ten zostaje pierwszy, kto żąda najmniej”.

8. PODSUMOWANIE

Realizacja pakietu klimatyczno-energetycznego w Polsce zmusiła nas do kompleksowego oglądu sektora infrastruktury technicznej, który zbyt często analizowany był subsektorowo. Jednym z wniosków takiej analizy, prowadzonej przez Radę, jest wskazanie na kluczową rolę sieci elektroenergetycznych w budowie gospodarki niskoemisyjnej, poprawie efektywności wytwarzania i wykorzystania energii i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego odbiorców.

Przesłanką osiągnięcia końcowego sukcesu jest zastosowanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie:

- technologii (inteligencja i sensing)
- taryfowania (zwrot na kapitale aktywnym)
- regulacji (przymus przyłączenia do sieci)
- integracji (mikrosieci, mikroźródła),

co doprowadzi do nowej jakości zaopatrywania odbiorców w energię elektryczną.

²⁴ O takim mówi Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r., dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz. U. UE L 176/37 z 15 lipca 2003, również art. 16a, ust. 1 Prawa energetycznego).