



Anna KIELERZ*

Energetyka węglowa i OZE – wzajemne uzupełnienie czy rywalizacja?

Streszczenie: Dla energetyki w przyszłości niezmiernie ważne jest łączenie energetyki zawodowej z energetyką rozproszoną ze szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym zapewnieniu stabilności dostaw energii elektrycznej do odbiorcy oraz realizacji celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

Przy obecnej polityce Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji tzw. gazów cieplarnianych i podobnych tendencji światowych, co znalazło swoje odzwierciedlenie w porozumieniu paryskim z 2015 r., jako kraj będziemy zmuszeni do znacznego zwiększenia udziału energii z OZE w krajowym bilansie energetycznym. Proces ten nie może się jednak odbić na bezpieczeństwie energetycznym oraz stabilności i ciągłości dostaw energii elektrycznej do konsumentów.

Okopywanie się każdej ze stron miksu energetycznego na pewno nie rozwiąże bezpieczeństwa energetycznego Polski ani nie ułatwi rozmów na scenie Unii Europejskiej. Poszukiwanie kompromisu jest przy obecnym miksie energetycznym Polski najlepszą drogą do jego stopniowej zmiany, przy równoczesnym nieeliminowaniu żadnego źródła wytwarzania. Wiadomo, że Polska nie może być samotną wyspą energetyczną w Europie i na świecie, która coraz bardziej rozwija technologie rozproszone/odnawialne oraz technologie magazynowania energii.

Bez energii z OZE i spadku udziału węgla w krajowym miksie energetycznym staniemy się importерem energii elektrycznej i zależność energetyczna Polski będzie rosła.

Słowa kluczowe: energetyka węglowa, rozproszone źródła energii, sieci przesyłowe, polityka klimatyczna

Coal energy and renewable energy sources – complementary or competitive?

Abstract: It is extremely important for the future power industry to combine professional power engineering with distributed energy with a particular emphasis on renewable sources, while ensuring the stability of the electricity supply to the recipient and achieving the objectives of the European Union's climate policy.

According to the current policy of the European Union in the scope of the reduction of greenhouse gases and similar world trends, which was reflected in the 2016 Paris Agreement, we will be forced to significantly increase the share of energy from RES in the national energy balance.

* Mgr inż., Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach, Katowice; e-mail: anna.kielierz@katowice.arp.pl

However, this process can not affect energy security and the stability and continuity of electricity supplies to consumers. Insist each side of the energy mix's will certainly not solve Poland's energy security or facilitate discussions on the European Union stage. For the current Polish energy mix, searching for a compromise is the best way to gradually change the energy mix, while not eliminating any source of production.

It is obvious that Poland cannot be a single energy island in Europe and in the world that is increasingly developing dispersed / renewable technologies and energy storage technologies.

One should also not forget about distribution and transmission system operators, who are currently facing the challenge of balancing the supply and demand of energy in the conditions of uncertainty related to generation in RES and dispersed sources.

Intelligent network technologies using dynamic two-way action will increase the level of the integration of renewable sources, making the country's power system more flexible and responding in real time to the changes taking place.

At the same time, improving network management and monitoring using the smart grid tool will enable the maximum use of the existing infrastructure.

Without energy from RES and a decline in the share of coal in the national energy mix, we will become an importer of electricity and the energy dependence of Poland will grow.

Keywords: coal energy, distributed energy sources, power lines, climate policy

Wprowadzenie

Polska energetyka i gospodarka stoją przed ogromnymi wyzwaniami. Starzejące się moce wytwórcze oparte na spalaniu węgla, konieczność wdrożenia nowych restrykcyjnych norm w zakresie redukcji emisji, ograniczone możliwości wzrostu wydobywania krajowego węgla, planowane wyższe unijne cele wykorzystania odnawialnych źródeł energii, zatrzymanie rozwoju energetyki odnawialnej na łądzie oraz istotne opóźnienie rozwoju energetyki jądrowej, wymagają poważnej dyskusji o sposobie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski w latach 2020–2030.

Świeże, nowoczesne spojrzenie na energetykę – tak, ale najpierw zadbajmy o jej fundamenty. Często mówi się na przykład o kosztach emisji, ale w pierwszej kolejności należy zapytać, czy energia jest w ogóle dostępna po akceptowalnej przez konsumenta cenie. Bo najdroższa energia to taka, której nie ma, kiedy potrzebują jej konsumenci.

Polityka klimatyczno-energetyczna powinna być prowadzona w sposób niskowęglowy i konkurencyjny, a energia, przemysł i klimat powinny się wzajemnie wzmacniać.

Można prowadzić politykę energetyczną, biorąc pod uwagę wszystkie te trzy rzeczy, one się wzajemnie napędzają. Trzeba przy tym pamiętać również o odbiorcach energii oraz przesyle energii elektrycznej.

Unijny kierunek europejskiej polityki klimatycznej, wytyczony między innymi przez regulacje Pakietu zimowego – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków podąża w stronę technologii OZE. Należy jednak pamiętać, iż ze względu na zróżnicowane warunki klimatyczne technologie OZE są trudnosterowalne, a nadrzędnym celem wdrażanej polityki klimatycznej jest zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju w długoterminowej perspektywie i tym samym zabezpieczenie ciągłości dostaw energii.

Polityka zaostrzania norm emisji szkodliwych gazów do atmosfery jest konsekwencją światowych procesów gospodarczych, klimatycznych, technologicznych i nie ma odwrotu od tego trendu. Polska jest częścią tego procesu poszukując jednak własnej drogi i swoich rozwiązań.

Zgodnie z dotychczasowym trendem rola węgla w zaspokajaniu potrzeb energetycznych Polski będzie stopniowo malała na korzyść energii z rozproszonych źródeł. Jednakże podstawą bezpieczeństwa energetycznego w przewidywalnym horyzoncie czasowym pozostanie energetyka zawodowa oparta na węglu.

W energetyce na świecie trwają zmiany polegające na wprowadzeniu na rynki energii energetyki rozproszonej, która ma być równorzędnym partnerem dla energetyki pracującej w podstawie. W przypadku Polski trwają prace nad określeniem naszego miksu, którego podstawowym założeniem jest to, że będziemy bazować na własnych zasobach. Bez energii z OZE i spadku udziału węgla w krajowym miesie energetycznym staniemy się importerem energii elektrycznej i zależność energetyczna Polski będzie rosła ([Projekt PEP](#)).

1. Miks energetyczny Polski – jego główne elementy

Wobec dużej dynamiki zmian technologicznych w energetyce, podstawowym problemem jest określenie sposobu zmiany miksu energetycznego (lub jeśli ktoś woli technologicznego) od obecnego stanu do stanu pożądanego z punktu widzenia efektywności energetycznej, ekologicznej i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ważne ograniczenia wynikają z polityki klimatycznej. W chwili obecnej określeniem perspektyw krótko- i średnioterminowej są konkluzje BAT, co ogranicza inwestycje w zakresie technologii węglowych. W obecnym stanie rozwoju technologii (brak dojrzałych technologii magazynowania energii) nie jest możliwy bezpieczny system energetyczny oparty tylko na źródłach odnawialnych, muszą być one zabezpieczone przez źródła regulowane, tj. pracujące w podstawie systemu energetycznego.

W najbliższej przyszłości nie będą możliwe monotehnologie w energetyce i niezbędne jest wypracowanie kompromisu, który pomoże przetrwać konwencjonalnym źródłom energii. Zrównoważony rozwój energetyki w dłuższej perspektywie będzie możliwy wyłącznie na podstawie tzw. rozwiązań hybrydowych, czyli połączenia w jednym miejscu źródeł konwencjonalnych, odnawialnych, rozproszonych czy gazu.

Unia Europejska naciska, aby państwa członkowskie solidarnie ograniczały emisję gazów cieplarnianych, zwiększając udział źródeł odnawialnych, poprawiając efektywność energetyczną i także wdrażając nowe technologie niskoemisyjnego spalania węgla. Biorąc pod uwagę, że odchodzenie od paliw kopalnych i dywersyfikację źródeł do produkcji energii elektrycznej Polska zaczęła nieco później niż inne kraje, obecnie potrzebuje adekwatnie więcej czasu na włączenie się w proces i tempo redukcji emisji. Polska jest w stanie wypełnić ostre standardy emisyjne, ale strukturę paliw musimy zmieniać w sposób racjonalny i systematyczny.

Polska posiada znaczne zasoby węgla, które pełnią rolę stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego kraju ([Szczerbowski 2017](#)), co ma szczególne znaczenie wobec uzależnienia polskiej gospodarki od importu gazu (w ponad 70%) i ropy naftowej (w ponad 95%).

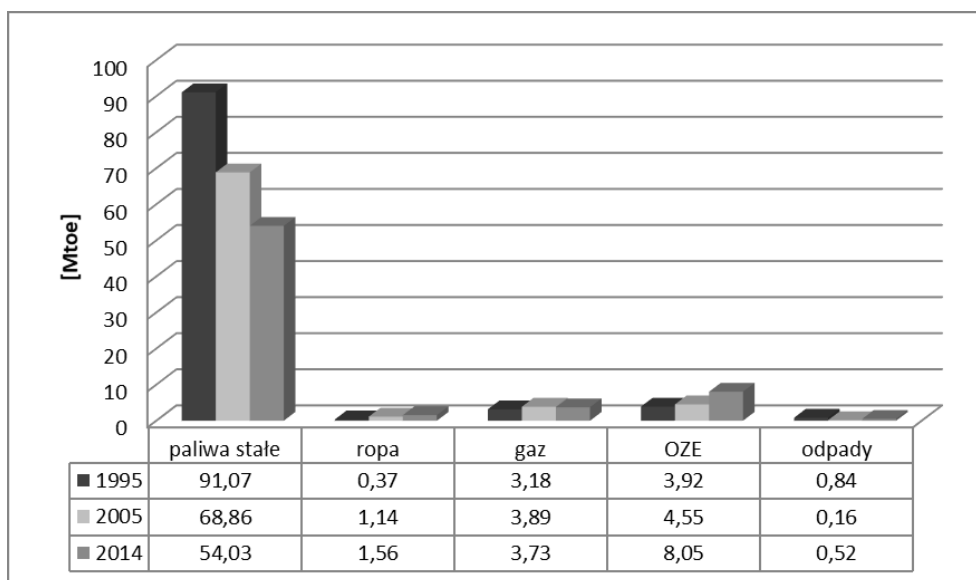
Ze względu na zobowiązania międzynarodowe w szczególności związane z pakietem klimatycznym, obecny wysoki udział węgla w bilansie energetycznym będzie się stale

zmniejszał. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, wykonana na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, przewiduje, że w 2030 roku udział węgla w bilansie produkcji energii pierwotnej zmniejszy się z ok. 57 do ok. 39% (PEP do 2030 r. z 2009 r.).

Podobny trend przewidywany jest w bilansie energii elektrycznej. W 2008 roku około 90% energii elektrycznej zostało wytworzone z węgla kamiennego (55%) i brunatnego (34%). Do 2030 roku, m.in. w wyniku wprowadzenia energetyki jądrowej i rozwoju OZE, nastąpi spadek udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej do 57% (36% węgiel kamienny i 21% węgiel brunatny).

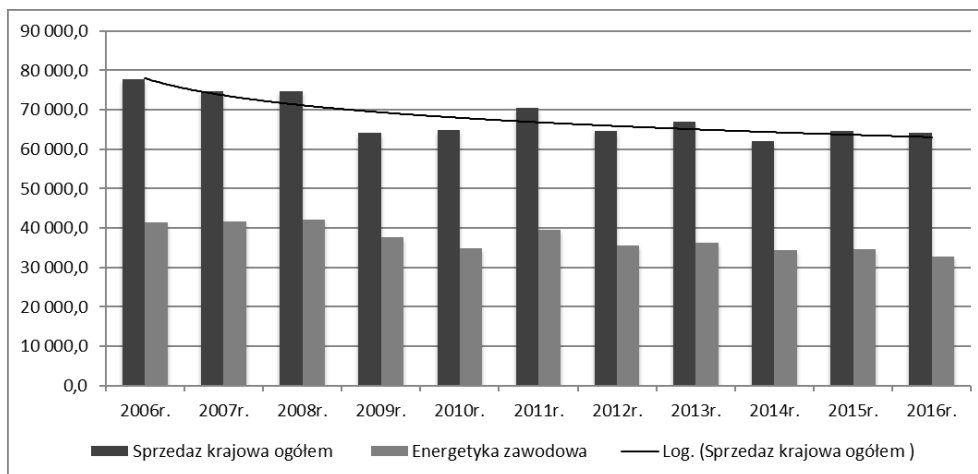
Warto zauważyć, że pomimo spadku udziału węgla w bilansie energetycznym, paliwo to w dalszym ciągu pozostanie kluczowe dla sektora energetycznego, stabilizując system energetyczny i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski, oraz będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej. Zmianę udziału poszczególnych paliw w strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce przedstawia poniższy wykres (rys. 1).

Potwierdzeniem zmian zachodzących na rynku produkcji energii elektrycznej (a co za tym idzie, w miksie energetycznym Polski) są zmiany zachodzące w sektorze wydobywania i krajowej sprzedaży węgla kamiennego do sektora energetycznego, co przedstawiono na poniższym wykresie (rys. 2).



Rys. 1. Zmiany udziału poszczególnych paliw w miksie energetycznym Polski w latach 1995–2016
Źródło: Europejska Agencja Środowiska/European Environment Agency

Fig. 1. Changes in the share of individual fuels in the Polish energy mix between 1995–2016



Rys. 2. Wielkość krajowej sprzedaży węgla kamiennego w latach 2006–2016

Źródło: dane własne ARP

Fig. 2. The scale of coal domestic sales in the years 2006–2016

2. Współpraca energetyki konwencjonalnej z rozproszonymi źródłami energii

Elektrownie konwencjonalne pełnią obecnie funkcję stabilizatora dostaw energii w sytuacji, gdy nie jest produkowana energia w odnawialnych źródłach. Jednakże działanie konwencjonalnych jednostek wytwórczych, na tzw. pół gwizdka, jest kosztowne, co podnosi ceny energii u odbiorcy finalnego (*Raport PwC i ING Banku Śląskiego 2015 r.*).

Tak samo jak pewna jest dekarbonizacja europejskiej energetyki, oczywiste jest też to, że nasz krajowy system nie jest w stanie szybko odejść od węgla. Nie możemy nagle wyeliminować z niego wielkich bloków opalanych tym surowcem i zastąpić je układem źródeł rozproszonych choćby dlatego, że nie dysponujemy odpowiednio do tego przygotowaną strukturą sieci elektroenergetycznych. W szczególności dotyczy to sieci przesyłowych najwyższych napięć i mocy. Zdecydowana większość instalacji rozproszonych nie ma zdolności synchronizacyjnych i wymaga dość złożonych mechanizmów przekształcania wytwarzanego przez nie przebiegu elektrycznego na napięcia sieciowe. Podstawą naszego systemu, pozwalającą na utrzymanie jego stabilnej pracy, powinny być zatem duże, regulowalne bloki synchroniczne.

Rozwój źródeł mikrogeneracji jest najczęściej opisywany w kontekście energetyki prosumenckiej. W myśl tej koncepcji, odbiorca energii jest jednocześnie jej producentem. Idea aktywnego włączenia odbiorców w energetyczny łańcuch dostaw energii jest realizowana w wielu krajach UE. W perspektywie długoterminowej, proces rozwoju energetyki prosumenckiej przynosi korzyści systemowi energetycznemu, między innymi: promuje świadomość w zakresie efektywności energetycznej, odciąża sieci dystrybucyjne poprzez

produkcję i konsumpcję energii bez wprowadzania jej do sieci dystrybucyjnej, zapewnia ciągłość zasilania, nawet w momentach awarii sieci.

Znaczne oraz relatywnie szybkie obniżenie emisji CO₂ można osiągnąć poprzez zamianę wszelkiego typu ciepłowni na elektrociepłownie, gdyż na tej drodze uzyskuje się pokaźny wzrost sprawności do poziomu w granicach 85–95%. Skoro w tego typu działaniach innowacyjnych obniża się radykalnie zużycie pierwotnych nośników energii, to trzeba je traktować priorytetowo i to przede wszystkim w naszym kraju.

Tymczasem 60% krajowych mocy wytwórczych pochodzi sprzed co najmniej 30 lat, a to oznacza, że bloki energetyczne są technicznie oraz technologicznie przestarzałe – co czyni je nieekonomicznymi, jak i szkodliwymi dla środowiska.

Budowane obecnie w Polsce bloki energetyczne w Jaworznie, Opolu czy bloki gazowo-parowe o wysokiej sprawności ogólnej (co najmniej 60% – Włocławek, 57,4% – Stalowa Wola) to przykłady zastosowania najnowszych technologii, przy wykorzystaniu do ich zasilania paliw kopalnych, które występują w naszym kraju (możliwy do wykorzystania metan z kopalń lub biometan). Są to przykłady na to, że Polska zmienia swoją energetykę zgodnie z wymaganiami polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

Inwestycje te rozwiązują problem niezbilansowania krajowego systemu w najbliższych latach, lecz w dalszej perspektywie stawiamy na jednostki mniejsze, które zachowują wysoką sprawność nawet przy niskich obciążeniach. Mając na uwadze potrzeby naszego systemu oraz unijne obwarowania autorka uważa, że w miejsce wyłączanych starych generatorów powinniśmy stawiać na wysoko regulowalne bloki o mocy do 500 MW. Program rewitalizacji części pracujących bloków klasy 200 MW może być odpowiedzią na pracę podszczytową oraz jako stabilizacja pracy odnawialnych źródeł energii. Dzięki takiemu podejściu Polska posiadałaby bloki mogące pracować na niskich obciążeniach bądź jako stabilizator dla produkcji energii z OZE. Daje to czas na realizację zmian w miksie przy zachowaniu wymogów emisyjnych. W większości byłyby to bloki węglowe nowej generacji, lecz ich uzupełnieniem mogłyby być jednostki pracujące w układzie kogeneracyjnym. Tego typu instalacje potrafią w razie potrzeby samodzielnie utrzymać sieć, a równocześnie mają wystarczający zapas regulowalności, żeby kompensować niestabilną pracę źródeł odnawialnych, w szczególności wiatrowych i fotowoltaicznych.

Wzrastającemu światowemu zapotrzebowaniu na nośniki energii do dyspozycji pozostają różnorodne źródła oraz surowce (wśród tych nieodnawialnych główną pozycję stanowi węgiel (kamienny i brunatny), którego zasoby wystarczą na około 100 lat).

3. Sieci przesyłowe

Coraz większe inwestycje w rozproszone źródła energii oraz starzenie i sukcesywne wyłączanie z eksploatacji bloków energetycznych, które są częściowo zastępowane przez nowe, wysokosprawne i niskoemisyjne jednostki, wymaga zmiany podejścia w zakresie zarządzania siecią przesyłową oraz popytem i podażą.

Obszar dystrybucji energii elektrycznej jest pomijany, gdy odbywają się dyskusje dotyczące energetyki. Wtedy jest mowa o dwóch segmentach: wytwarzaniu (obowiązek zakupu

energii produkowanej w odnawialnych jej źródłach, co zmienia uwarunkowania działania branży) i kliencie końcowym (zwiększanie się aktywności i świadomości swoich uprawnień na rynku energii elektrycznej).

Kluczowym elementem zmieniającym uwarunkowania działania operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) jest przyrost mocy w rozproszonych źródłach energii zarówno w ostatnich latach, jak i w latach następnych. OSD są odpowiedzialni za rozwój systemu dystrybucyjnego oraz zapewnienie stabilnej pracy nawet w warunkach ekstremalnych. Powoduje to, że spółki te muszą planować rozwój systemu z marginesem bezpieczeństwa, co przy zachowaniu dotychczasowego systemu planowania sieci i zarządzania nią, może wywołać dwa skutki:

- trudność w finansowaniu szczytowych zdolności systemu dystrybucyjnego (priorytet wpuszczenia do sieci energii wytwarzanej w OZE oraz niestabilność produkcji w źródłach wiatrowych – które są dominującą technologią OZE w naszym kraju – może wystąpić sytuacja, w której sieć musi być przygotowana na więcej, żeby dystrybuować mniej),
- lokalne ograniczenia w możliwości przyłączenia OZE (przy stosowaniu reaktywnego podejścia, istnieje ryzyko stwierdzenia przez spółkę braku możliwości przyłączenia dodatkowych źródeł).

W celu uniknięcia tych problemów konieczne wydaje się wprowadzenie na różnych etapach planowania i zarządzania siecią, elastyczności i przejścia do proaktywnego, dynamicznego zarządzania systemem dystrybucyjnym przez OSD.

W systemie dystrybucyjnym ważnym elementem jest strona techniczna działania OSD. Powinna nastąpić zmiana podejścia z reaktywnego monitorowania sieci dystrybucyjnej (głównie na niskich napięciach), na podejście aktywne zarządzania systemem dystrybucyjnym, wymagać to będzie zmian w obszarze pozyskiwania i zarządzania danymi w OSD. Dane dotychczas pozyskiwane i przetwarzane „wyspowo” w różnych systemach staną się kluczowym zasobem poszczególnych spółek dystrybucyjnych. W szczególności dotyczy to danych sieci niskich napięć, która obecnie nie jest wyposażona w narzędzia i funkcjonalności umożliwiające jej monitorowanie w czasie rzeczywistym. Takie podejście umożliwi realizację w Polsce tych samych priorytetów, którymi kierują się obecnie duże europejskie OSD:

- wzrost obserwowalności sieci,
- wdrożenie funkcjonalności wspomagających regulację napięcia,
- wdrożenie funkcjonalności wspomagających wykrywanie i obsługę awarii.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowych stają obecnie wobec wyzwania, jakim jest równoważenie podaży i popytu energii w warunkach niepewności związanej z generacją w OZE i źródłach rozproszonych. Technologie inteligentnych sieci poprzez dynamiczne, dwukierunkowe działanie zwiększą poziom integracji źródeł odnawialnych, czyniąc system elektroenergetyczny kraju bardziej elastycznym i odpowiadającym w czasie rzeczywistym na zachodzące zmiany. Równocześnie poprawa zarządzania i monitorowania sieci poprzez narzędzie inteligentnych sieci umożliwi maksymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury.

Na realizację powyższych działań oraz odtworzenie infrastruktury sieciowej lub budowę nowych linii przesyłowych, tylko PSE w 2016 roku wydało na inwestycję 1,2 mld zł-

tych, natomiast OSD również realizują wiele procesów inwestycyjnych mających zapewnić niezawodność dostaw energii elektrycznej i średnio w 2016 roku wydatkowały prawie 1,2 mld złotych. Ogółem w 2016 roku na inwestycje w sieci przesyłowe spółki dystrybucyjne i operator sieci przesyłowej wydały ponad 7 mld złotych ([Raport PTPiREE 2017](#)).

4. Smart grid

Inteligentne sieci – ich budowa i rozwój to konieczność, by sprostać potrzebom przemysłu i gospodarki, ale także wymogom nowych europejskich polityk: klimatycznej, ochrony środowiska oraz oczekiwaniom społecznym.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju bardzo istotne są elementy inteligentnych sieci wpływające na bezpieczeństwo i ciągłość dostaw energii elektrycznej, szybką i efektywną lokalizację uszkodzeń sieci przesyłowych, zarządzanie popytem i rozproszonym wytwarzaniem. Nowa inteligentna sieć daje większe szanse na opanowanie kaskadowego rozwoju wydarzeń na drodze ograniczenia wartości mocy, przepływających przez sieć przesyłową. Jednym z etapów wykonania inteligentnych sieci elektroenergetycznych (ISE) jest instalacja systemów inteligentnego opomiarowania.

Optymalizację zużycia energii przez odbiorców można uzyskać przez wprowadzenie inteligentnego opomiarowania. Doświadczenia krajów UE oraz badanie MAE wskazują, że wprowadzenie inteligentnego opomiarowania przekłada się na wzrost efektywności energetycznej na poziomie 6–10%. Z doświadczeń skandynawskich wynika, iż jego wprowadzenie zmniejszyło zużycie energii o 5–9%. Scenariusz z inteligentnymi sieciami opracowany przez Międzynarodową Agencję Energii przewiduje mniejsze zużycie energii o 25% w 2050 roku ([Raport MAE 2016](#)).

Budowa ISE pozwoli na zwiększenie roli różnego typu, przeważnie małych, jednostek wytwórczych oraz włączenie odbiorców w proces bieżącego sterowania systemem elektroenergetycznym, a także zarządzanie jego zasobami.

Nowoczesne technologie informatyczne w elektroenergetyce, zawierające się w obszarze sieci inteligentnych, wykazują spory potencjał do optymalizacji wykorzystania elementów sieci elektroenergetycznych. Inteligentne zarządzanie pracą systemu elektroenergetycznego wpłynie na wzrost zapotrzebowania na moc poza szczytem oraz zredukuje obciążenia szczytowe, wygładzając tym samym dobową krzywą zapotrzebowania na moc. Obciążenie szczytowe jest ważnym parametrem, wykorzystywanym podczas modernizacji i rozbudowy linii elektroenergetycznych. Ze względu na zmienność obciążenia w zależności od pory dnia oraz roku, system elektroenergetyczny musi pozostawać w ciągłej gotowości. Wykorzystanie zaawansowanych narzędzi kontroli i monitorowania sieci zredukuje obciążenia szczytowe, przyczyniając się do optymalizacji i wydłużenia żywotności istniejącej infrastruktury.

W inteligentnych sieciach przepływ informacji i energii będzie odbywał się w czasie rzeczywistym, w sposób dwukierunkowy. Równie ważne jest to, że równolegle odbywać się będzie monitorowanie sieci i infrastruktury.

Projekty pilotażowe w tym zakresie wykazały, że dynamiczne taryfikowanie zmniejszyło o 15% obciążenia szczytowe. Badania wykazały również, że bardziej szczegółowa i częst-

sza informacja o stosowanej taryfie i bieżącym zużyciu energii zwiększa stabilność sieci i w większym stopniu redukuje obciążenia szczytowe dzięki większemu zaangażowaniu użytkowników.

Energetyka już w tej chwili jest mocno nasycona informatyką, jednak dopiero przed nami jest stworzenie sieci, w której przepływy energii elektrycznej otoczone będą zintegrowaną warstwą IT. Przyszła sieć elektroenergetyczna będzie więc zwirtualizowana, a jej użytkownicy będą widzieli tylko jej informatyczny komponent. Znajdująca się pod spodem warstwa fizyczna, odpowiedzialna za przesył energii, będzie mało kogo interesowała, tak samo jak użytkownicy internetu nie skupiają się już dziś na kablach czy światłowodach, lecz na przenoszeniu, przetwarzaniu i wykorzystywaniu informacji, które są za ich pomocą przesyłane. Oddając inteligentne sieci elektroenergetyczne w ręce specjalistów od informatyki i telekomunikacji spowodujemy nadejście „nowej rzeczywistości” w energetyce.

5. Działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych

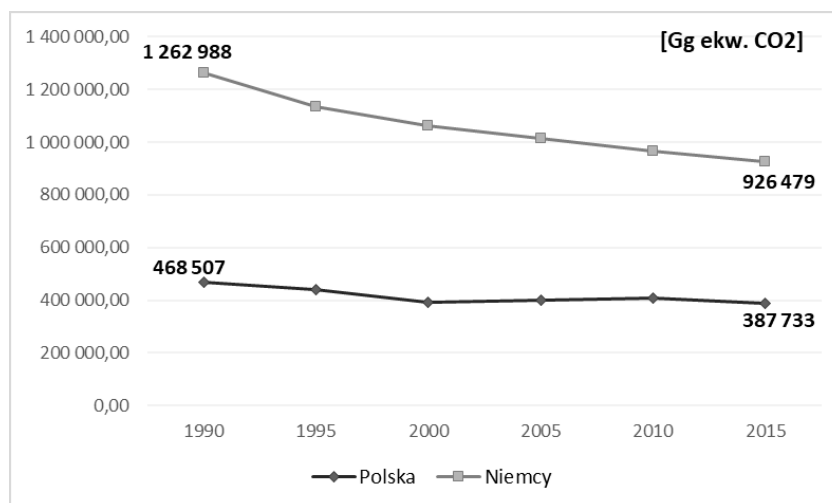
Ogłoszenie w dniu 30 listopada 2016 r. przez Komisję Europejską Pakietu zimowego – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków jest naturalną konsekwencją realizowania polityki klimatyczno-energetycznej sprzed prawie 10 lat (czyli zasada 3×20). Obecnie obowiązująca dyrektywa IED (ang. *industrial emissions* – emisje przemysłowe) oraz zapisy konkluzji BAT (ang. *Best Available Technology* – najlepsze dostępne techniki) dotyczą granicznych wartości emisji głównie CO₂, NO_x, SO_x i pyłu. Należy zwrócić uwagę na zapisy konkluzji BAT zaostrzające standardy emisji szkodliwych substancji do atmosfery (w tym obowiązek redukcji emisji rtęci) oraz limity oczyszczania ścieków. Pakiet zimowy zmierza również w kierunku upodmiotowienia konsumenta i zapewnienia mu pełnej informacji o tym, w jaki sposób wykorzystuje energię, zarówno elektryczną, ciepłą, jak i paliwa.

Zgodnie z danymi Europejskiej Agencji Środowiska ([Annual European Union GHG Inventory](#)) emisja gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej w 2015 r. wynosiła 81,8% emisji tych gazów w odniesieniu do 1990 roku, przy jednoczesnym spadku emisji CO₂ w analizowanym okresie o 21,5% (do 3506 Mt ekwiwalentu CO₂). W analizowanym okresie emisja gazów CH₄ i N₂O zmniejszyła się o 37% (odpowiednio do 464 Mt ekwiwalentu CO₂ i 250 Mt ekwiwalentu CO₂).

Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w okresie 1990–2015 to skutek m.in. wzrostu udziału źródeł odnawialnych w strukturze produkcji energii, przesunięcia produkcji energii z paliw stałych (z węgla) w kierunku gazu, poprawy efektywności energetycznej (zarówno przy produkcji energii, jak i przy jej wykorzystaniu) oraz zmian ekonomicznych.

Poniżej na wykresie (rys. 3) pokazano dynamikę zmiany emisji gazów cieplarnianych w Polsce, w odniesieniu do naszych zachodnich sąsiadów (z którymi jesteśmy ciągle porównywani).

W zakresie gazów cieplarnianych w analizowanym okresie, tj. 1990–2015, nasi zachodni sąsiedzi zmniejszyli emisję gazów cieplarnianych o 26%. W przypadku Polski zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych wyniosło 17% i jest prawie równe średniej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE.



Rys. 3. Dynamika zmian emisji gazów cieplarnianych w Polsce i Niemczech w latach 1990–2015
Źródło: Eurostat

Fig. 3. Change in the dynamics of GHG emissions in Poland and Germany in the years 1990–2015

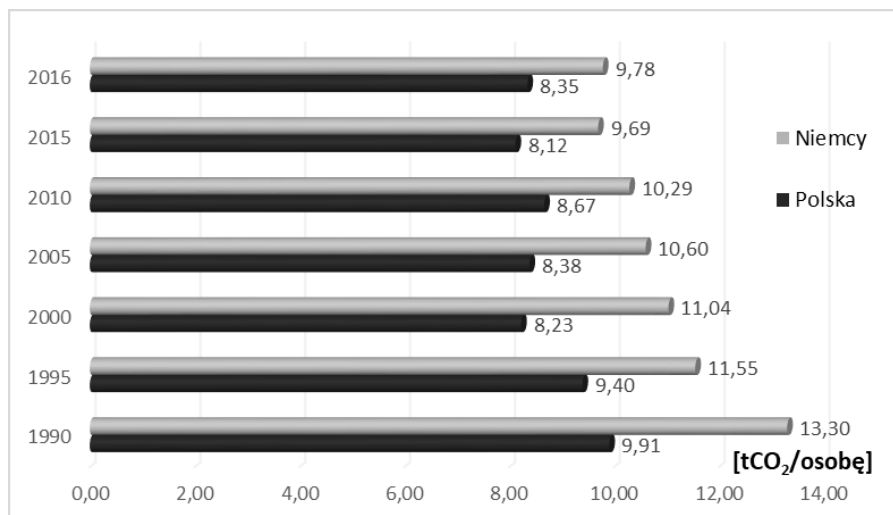
Należy przy tym zauważyć, że Niemcy w 2015 r. wyemitowali 21% (902 miliony ton ekwiwalentu CO₂) gazów cieplarnianych całej Unii Europejskiej, a Polska tylko 9% (386 milionów ton ekwiwalentu CO₂) (Eurostat).

Bardzo zbliżone procentowo wartości można zauważyć w przypadku zmniejszenia emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Polska w okresie 25 lat zmniejszyła emisję CO₂ w sektorze energetyki o 18%, tj. do 290 841 Gt (przy zachowaniu dominującej pozycji węgla kamiennego i brunatnego przy produkcji energii elektrycznej), a Niemcy zmniejszyli emisję CO₂ o 25% tj. do 734 325 Gt.

Dotychczasowe działania grup energetycznych działających w Polsce spowodowały zmniejszenie emisji CO₂ przez sektor energetyczny o 9,6% w okresie 2005–2014, przy ogólnej redukcji krajowej na poziomie prawie 4%. Równocześnie działania w zakresie modernizacji działających bloków energetycznych spowodowały obniżenie w okresie 2005–2014 emisji SO_x o 54%, a NO_x o 27% (zielona broszura PKEE). Wartości te pokazują, że działania modernizacyjne oraz wykorzystanie najlepszych dostępnych technologii przy budowie nowych bloków energetycznych na paliwo konwencjonalne nie powoduje zwiększenia emisji gazów cieplarnianych.

Biorąc pod uwagę emisję gazów cieplarnianych na osobę, widzimy, że dla Polski wynosiła ona w 2015 r. 19% więcej niż średnia dla UE-28, gdy w przypadku Niemiec było to 31%, co zaprezentowano na poniższym wykresie (rys. 4).

Energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszała się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat prawie dwa razy szybciej niż średnio w krajach UE. Nie mniej jednak, wciąż jest o dwukrotnie wyższa od unijnej średniej, co oznacza, że wzrost gospodarczy kosztuje nas relatywnie więcej niż kraje wyżej rozwinięte. Mniejsza energochłonność przekłada się

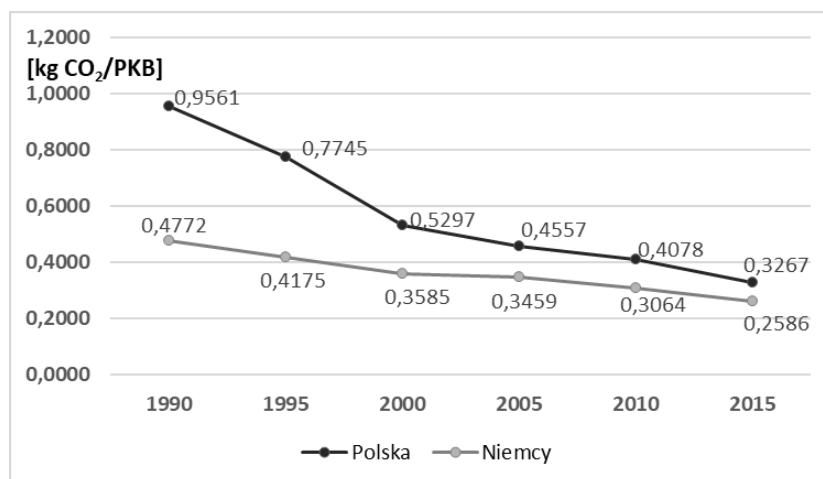


Rys. 4. Emisja CO₂/osobę w Polsce i Niemczech w latach 1990–2016

Źródło: Global Carbon Atlas

Fig. 4. CO₂ emissions per person in Poland and Germany in the years 1990–2016

wprost na rozwój gospodarki, a także na lepszy stan środowiska naturalnego. Najczystsza energia to bowiem ta, której w ogóle nie trzeba wytwarzać i używać. Na poniższym wykresie (rys. 5) zaprezentowano zmianę emisji CO₂/PKB w okresie 25 lat w Polsce oraz dla porównania w Niemczech.



Rys. 5. Emisja kg CO₂/PKB w Polsce i Niemczech w latach 1990–2015

Źródło: Europejska Agencja Środowiska/European Environment Agency

Fig. 5. CO₂ emissions per GDP in Poland and Germany in the years 1990–2015

Podsumowanie

Ciągle mówimy o odnawialnych źródłach energii, a zapominamy, że to paliwa konwencjonalne stanowią o bezpieczeństwie energetycznym naszego kraju. Uwarunkowania klimatyczne Polski nie pozwalają efektywnie i stabilnie wykorzystywać w ciągu całego roku wody, wiatru czy słońca.

W perspektywie do roku 2050 energia z odnawialnych źródeł nie pokryje całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną, dlatego niezbędne jest opracowanie optymalnego modelu współpracy energetyki konwencjonalnej z energetyką rozproszoną.

Rozwój energetyki opartej na OZE możliwy będzie przy zapewnieniu przez energetykę konwencjonalną regulowalności, umożliwiającej kompensowanie niestabilnej pracy źródeł odnawialnych, ponieważ uwarunkowania klimatyczne Polski nie pozwalają na stabilne korzystanie z OZE, a tym samym, efektywne ich wykorzystanie.

Wdrażanie *smart grid* pozwoli na zwiększenie roli różnego typu przeważnie małych jednostek wytwórczych oraz włączenie odbiorców w proces bieżącego sterowania systemem elektroenergetycznym, a także zarządzanie jego zasobami.

Dodatkowo umożliwią dynamiczne zintegrowanie rozproszonych źródeł energii, w tym również odnawialnych, oraz bardziej produktywnie wykorzystanie energii dostarczonej przez nie do systemu. Ich rozwój oznacza, że przestaną się mieścić w błędzie statystycznym, będą się sumowały do dużych mocy, które będą ważyły w systemie na równi z obecnymi elektrowniami systemowymi. Można w tym kontekście mówić o prosumentach (konsumenci produkujący energię na własne potrzeby, a nadmiar sprzedający do sieci), którzy będą się skupiać w wirtualnych elektrowniach.

W Polsce w 2014 roku udział paliw stałych, tj. węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii wynosił 59% w odniesieniu do ilości energii wyprodukowanej w 1995 roku, przy nieznacznym wzroście produkcji energii z paliwa gazowego do czego przyczynił się rozwój energetyki przemysłowej. Nastąpiło dwukrotne zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Nowoczesne i modernizowane bloki klasy 200 MW potrafią w razie potrzeby samodzielnie utrzymać sieć, a równocześnie w dalszej przyszłości łatwiej będzie je stopniowo wycofywać z eksploatacji, w miarę rozwoju energetyki prosumenckiej i technologii magazynowania energii.

Węgiel jest w Polsce dostępnym paliwem konwencjonalnym, zapewniającym bezpieczeństwo i niezależność energetyczną kraju. Z tego powodu energetyka konwencjonalna powinna pozostać oparta na węglu, jednocześnie zapewniając optymalną rozbudowę energetyki opartej na OZE. Takie rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo energetyczne kraju, oparte na paliwie kopalnym, jakim jest węgiel, dzięki czemu jesteśmy i będziemy niezależni od zawirowań politycznych i koniunkturalnych na światowych rynkach.

Najlepszym podsumowaniem będzie wielokrotnie powtarzany slogan, że zrównoważona polityka energetyczno-klimatyczna powinna realizować trzy równorzędne cele: konkurencyjność, zrównoważony rozwój i bezpieczeństwo dostaw. Dlatego dążenie do osiągnięcia ambitnych celów klimatycznych nie może się negatywnie odbić na konkurencyjności gospodarki i poziomie bezpieczeństwa dostaw energii. Realizacja jednego celu nie może odbywać się kosztem innych.

Literatura

- Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2015 and inventory report 2017 Submission to the UN-FCCC Secretariat May 2017.
- Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225); Dz.Urz. UE L 212/1 z 17.08.2017 tzw. konkluzje BAT.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona); Dz.Urz. UE L 334 z 17.12.2010, s. 17 tzw. Dyrektywa IED.
- Eurostat – [Online] Dostępne w: <http://ec.europa.eu/eurostat/> [Dostęp: 17.02.2018].
- Pakiet zimowy – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków (Komisja Europejska, 30 listopada 2016).
- Polish power sector getting the facts straight – zielona broszura (Polski Komitet Energii Elektrycznej, opublikowana 17.10.2016).
- Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* Ministerstwo Gospodarki, 10 listopada 2009 r.
- Projekt PEP – *Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 r.* Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2015 r.
- Raport Międzynarodowej Agencji Energii „World Energy Outlook 2016”.
- Raport PTPiREE *Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna.* Poznań, maj 2017 r.
- Raport PwC i ING Banku Śląskiego Kwiecień 2015 *Koniec tradycyjnej energetyki? – jak wygrać w dobie zmian.*
- Szczerbowski, R. red. 2017. *Energetyka węglowa i jądrowa wybrane aspekty.* Poznań: Wydawca Fundacja na rzecz Czystej Energii, wyd. 1.

