



International
Energy Agency

Polityki Energetyczne Państw MAE

Polska

2011 Przegląd



International
Energy Agency

Polityki Energetyczne Państw MAE

Polska

2011 Przegląd

Tłumaczenie na język polski publikacji:

***Energy Policies of IEA Countries: POLAND, 2011 Review* © OECD/IEA, 2011**

Chociaż to MAE jest autorem oryginalnej wersji tej publikacji w języku angielskim, MAE nie ponosi odpowiedzialności za dokładność i kompletność poniższego tłumaczenia. Publikacja została przetłumaczona na wyłączną odpowiedzialność Ministerstwa Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej.

MIĘDZYNARODOWA AGENCJA ENERGETYCZNA

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE) jest niezależnym ciałem powołanym do życia w listopadzie 1974 r. w ramach Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) w celu wdrożenia międzynarodowego programu energetycznego.

MAE prowadzi szeroki program współpracy energetycznej pomiędzy dwudziestoma ośmioma spośród trzydziestu państw członkowskich OECD.

Głównymi zadaniami MAE są:

- Utrzymanie i poprawa systemów reagowania na wypadek przerw w dostawach ropy.
- Promocja racjonalnych polityk energetycznych w kontekście globalnym poprzez współpracę z krajami nie będącymi członkami MAE, przemysłem i organizacjami międzynarodowymi.
- Prowadzenie permanentnego systemu informacyjnego o międzynarodowym rynku ropy.
 - Poprawa światowej struktury podaży oraz popytu na energię poprzez wykorzystywanie alternatywnych źródeł energii i wzrost efektywności zużywanej energii.
 - Promocja współpracy międzynarodowej w zakresie technologii energetycznych.
 - Pomoc w integracji polityk energetycznych i ochrony środowiska.

Państwa członkowskie MAE:

Australia
Austria
Belgia
Czechy
Dania
Finlandia
Francja
Grecja
Hiszpania
Holandia
Irlandia
Japonia
Kanada
Korea
Luksemburg
Niemcy
Norwegia
Nowa Zelandia
Polska
Portugalia
Słowacja
Stany Zjednoczone
Szwajcaria
Szwecja
Turcja
Węgry
Wielka Brytania
Włochy



International
Energy Agency

© OECD/IEA, 2011

International Energy Agency (IEA)

9 rue de la Fédération
75739 Paris Cedex 15, France

www.iea.org

Niniejsza publikacja jest zastrzeżona prawami autorskimi i podlega szczególnym rygorom wykorzystywania i rozpowszechniania. Szczegółowe warunki są dostępne pod adresem internetowym: www.iea.org/about/copyright.asp

Komisja Europejska również uczestniczy w pracach MAE.

SPIS TREŚCI

1. SYNTEZA I KLUCZOWE REKOMENDACJE.....	9
Synteza	9
Kluczowe zalecenia	15
CZĘŚĆ I: ANALIZA POLITYKI ENERGETYCZNEJ	17
2. OGÓLNE ZAŁOŻENIA POLITYKI ENERGETYCZNEJ	19
Opis kraju	19
Podaż i popyt.....	20
Instytucje odpowiedzialne za politykę energetyczną	24
Kluczowe strategie	26
Konkurencja i ochrona konsumenta	31
Ceny energii i podatki.....	32
Wnioski.....	33
Zalecenia	35
3. ZMIANY KLIMATU	37
Tendencje i prognozy w zakresie emisji	37
Potencjał obniżenia emisji CO ₂	40
Cele i zadania	42
Strategie działania i środki	43
Wnioski.....	47
Zalecenia	49
4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA	51
Energochłonność energetyczna	51
Ramy polityczne	52
Polityki i plany działań w podziale na sektory.....	53
Wnioski.....	62
Zalecenia	64

CZĘŚĆ II: ANALIZA SEKTOROWA	67
5. ENERGIA ELEKTRYCZNA, CIEPŁOWNICTWO I ENERGIA JĄDROWA.....	69
Popyt i podaż w sektorze energii elektrycznej.....	69
Potrzeby inwestycyjne	73
Priorytety polityki.....	74
Program energii jądrowej	74
Struktura przemysłowa i ramy prawne.....	77
Ceny energii elektrycznej	83
Sieci ciepłownicze	84
Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej.....	85
Wnioski.....	86
Zalecenia	89
6. WĘGIEL	91
Popyt, podaż i handel.....	91
Infrastruktura przemysłowa.....	95
Polityka dla przemysłu węglowego	102
Rozwój i badania technologii przemysłu węglowego	105
Wnioski.....	105
Zalecenia	107
7. GAZ ZIEMNY.....	109
Podaż i popyt.....	109
Reforma rynku i struktura przemysłu	113
Infrastruktura	115
Polityka bezpieczeństwa gazowego	118
Ceny i taryfy	122
Wnioski.....	123
Zalecenia	126
8. ROPA NAFTOWA.....	127
Popyt i podaż.....	127
Sektor upstream.....	129
Infrastruktura	130
Struktura rynku detalicznego	135
Strategia i organizacja reagowania w sytuacjach kryzysowych	135
Zapasy interwencyjne ropy naftowej i paliw	136
Ceny i podatki.....	139
Wnioski.....	142
Zalecenia	144

9. ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII	145
Popyt i podaż.....	145
Polityki i działania.....	148
Finansowanie i rozwój projektu	155
Wnioski.....	156
Zalecenia	157
CZĘŚĆ III: TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE	159
10. TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE I R&D	161
Strategia badań i rozwoju sektora energetycznego.....	161
Organizacja instytucjonalna	162
Finansowanie badań i rozwoju sektora energetycznego	164
Programy badań i rozwoju sektora energetycznego	165
Współpraca międzynarodowa	169
Wnioski.....	170
Zalecenia	172
CZĘŚĆ IV: ANEKSY.....	173
A. ORGANIZACJA PRZEGLĄDU	175
B. BILANSE ENERGETYCZNE I KLUCZOWE DANE STATYSTYCZNE.....	179
C. ISTNIEJĄCE I PLANOWANE ELEKTROWNIE OPALANE WĘGLEM, 2009	185
D. „WSPÓLNE CELE” MIĘDZYNARODOWEJ AGENCJI ENERGETYCZNEJ	191
E. GLOSARIUSZ I LISTA SKRÓTÓW	193
F. BIBLIOGRAFIA.....	197

Wykresy, mapy, tabele i ramki

WYKRESY

1. Całkowita podstawowa podaż energii z podziałem na źródła, 1973–2030.....	21
2. Finalne zużycie energii ogółem w podziale na sektory, 1973–2030.....	21
3. Finalne zużycie energii ogółem z podziałem na źródła, 1973–2030.....	22
4. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na źródła według <i>Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.</i> , Scenariusza Referencyjnego i 450 MAE, 2030	24
5. Ceny paliw i energii elektrycznej, 2009.....	33
6. Emisja CO ₂ związana z zużyciem energii przypadająca na jednostkę PKB w Polsce oraz w innych wybranych państwach członkowskich MAE, 1973–2008.....	37
7. Emisje gazów cieplarnianych w podziale na źródła, 1990–2008	38
8. Emisje CO ₂ ze względu na rodzaje paliwa, 1973–2008.....	38
9. Emisje CO ₂ według sektorów, 1973–2008	39

10. Obniżenie emisji CO ₂ pochodzącej ze spalania paliw dla Polski według typów, 2008–2030	40
11. Łączny wzrost inwestycji i oszczędności CO ₂ w poszczególnych sektorach, w Scenariuszu 450 w odniesieniu do Scenariusza Referencyjnego, 2010–2030	41
12. Energochłonność w Polsce i w wybranych państwach MAE, 1973–2008	51
13. Średnie roczne zużycie energii w budownictwie mieszkaniowym (ciepłownictwie) w Polsce, Niemczech i Szwecji.....	53
14. Polski lekki transport pasażerski – wskaźnik własności	56
15. Konsumpcja energii w podziale na sektory, 1973–2030.....	69
16. Wytwarzanie energii elektrycznej ze względu na źródła, 1973–2030.....	71
17. Wytwarzanie energii elektrycznej ze względu na źródła wśród państw MAE, 2008.....	72
18. Rozkład wieku polskich elektrowni, 2009.....	73
19. Struktura rynku energetycznego od 2007 r.	78
20. Ceny energii elektrycznej w państwach MAE, 2009.	84
21. Produkcja węgla kamiennego i brunatnego w Polsce oraz całkowita liczba osób zatrudnionych w sektorze górniczym, 1945–2009	91
22. Import i eksport węgla kamiennego Polski, 1950–2009.....	92
23. Podaż węgla w podziale na sektory, 1973–2030	93
24. Pomoc państwowa wypłacona do polskiego sektora węgla kamiennego, 1999–2009	103
25. Podaż gazu ziemnego z podziałem na sektory, 1997–2030.....	110
26. Miesięczna podaż, popyt i poziom zapasów.....	120
27. Ceny gazu ziemnego w państwach MAE, 2009.....	123
28. Całkowita konsumpcja produktów naftowych według gatunków, 1995–2009.....	128
29. Konsumpcja ropy naftowej i produktów naftowych według sektorów, 1973–2030.....	129
30. Struktura własności pojemności magazynowych, czerwiec 2010 r.	131
31. Struktura polskiego rynku detalicznego pod względem ilości stacji paliw w 2009 r.	135
32. Zapasy ropy naftowej i paliw oraz zgodność z 90-dniowym obowiązkiem MAE, lipiec 2000 – lipiec 2010.....	138
33. Ceny benzyny bezołowiowej i podatki w państwach MAE, drugi kwartał 2010 r.	140
34. Ceny oleju napędowego i podatki w państwach MAE, drugi kwartał 2010 r.	141
35. Ceny lekkiego oleju napędowego i podatki dla gospodarstw domowych w państwach OECD, drugi kwartał 2010 r.....	141
36. Średnie ceny i podatki w Polsce, 2003–2009.....	142
37. Odnawialne źródła energii jako procent w TPES, 1993–2030	145
38. Odnawialne źródła energii jako procent TPES w państwach członkowskich MAE, 2009.....	146
39. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i odpadów jako procent całości produkcji energii elektrycznej wśród państw MAE, 2009	147
40. Struktura instytucjonalna badań i rozwoju w energetyce, z 1 października 2010 r.	162

MAPY

1. Polska	18
2. Strefy poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego	79
3. Infrastruktura elektryczna.....	82
4. Infrastruktura węgla kamiennego i brunatnego	95
5. Polska infrastruktura gazu ziemnego, 2010.....	115
6. Infrastruktura naftowa, 2010.....	134

TABELE

1. Prognozowane emisje CO ₂ związane z produkcją energii do 2030 r.	40
2. Dostępne moce wytwórcze w 2008 r. i 2009 r.	71
3. Struktura sprzedaży głównych dostawców (status z końca 2009 r.)	80
4. Udział konsumentów, którzy dokonali przełączenia dostawcy, 2006–2009.	81
5. Kopalnie węgla kamiennego w Polsce, 2009	96
6. Kopalnie węgla brunatnego w Polsce, 2008	98
7. Produkcja, zatrudnienie i wydajność w polskich sektorach kopalnictwa węgla kamiennego i brunatnego, 2005–2009	99
8. Zdolności przeładunkowe węgla w polskich portach, 2009 i 2015	100
9. Kontrakty na import gazu PGNiG	111
10. Techniczne i rzeczywiste wielkości przepływu gazu ziemnego w punktach wejścia (styczeń 2010 r.)	116
11. Projekty gazociągowe.	116
12. Plan rozwoju podziemnych magazynów gazu do 2012 r. (stan na wrzesień 2010 r.)	118
13. Koncesje naftowe w Polsce, 2009	130
14. Rurociągi produktowe	133
15. Podatek akcyzowy i opłata paliwowa, stan na 1 stycznia 2010 r.	140
16. Moc produkcji energii elektrycznej netto ze źródeł odnawialnych i odpadów, 2000–2008	147
17. Cele pośrednie dotyczące źródeł odnawialnych do 2020 r.	148
18. Obowiązkowy udział źródeł odnawialnych w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej, 2007–2017	151
19. Narodowy Cel Wskaźnikowy dla biopaliw.	154

RAMKI

1. Jakość powietrza	44
2. Zalecenia dotyczące efektywności energetycznej MAE.	65
3. Tło programu energetyki jądrowej	75
4. Restrukturyzacja przemysłu węgla kamiennego.	97
5. Proces restrukturyzacji sektora węglowego w zakresie zatrudnienia	104
6. Statystyki dotyczące gazu: różnice metodologiczne	109
7. Kontrakty gazowe z Rosją	111
8. Reakcja Polski podczas sporu gazowego Rosja-Ukraina w styczniu 2009	121
9. Finalna konsumpcja energii: różnice statystyczne pomiędzy MAE a UE	149
10. Wybrane instytucje badawczo-rozwojowe	163

SYNTEZA I KLUCZOWE REKOMENDACJE

SYNTEZA

PRZEGLĄD OGÓLNY

Energia pozostaje dla Polski zagadnieniem o bardzo wysokim znaczeniu. W ciągu ostatnich lat rząd dokonał godnych pochwały wysiłków dla spełnienia wymagań¹ UE i rozwoju solidnych ram polityki energetycznej. Ogłoszona w listopadzie 2009 r. *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (PEP 2030)* nakreśla przyszłe kierunki polskiej polityki energetycznej i jest zgodna z trzema celami polityki MAE, nakierowanymi na osiągnięcie bezpieczeństwa energetycznego, ochronę środowiska naturalnego i rozwój gospodarczy.

Ten kompleksowy dokument określa strategiczne kierunki polityki i konkretne cele oraz proponuje działania w odniesieniu do każdego z tych celów. Teraz kluczowe jest terminowe wdrożenie *PEP 2030*, w tym Programu Działań Wykonawczych na lata 2009–2012. Zapewni to dobre podstawy do stworzenia czystej, mądrej i konkurencyjnej przyszłości energetycznej w Polsce. Zachęca się więc rząd do jak najszybszego rozwoju i realizacji planowanych działań.

Niemniej jednak istnieje możliwość udoskonalenia polityki energetycznej Polski. Po pierwsze, potrzeba bardziej zintegrowanej polityki energetycznej i klimatycznej, aby na dobre wprowadzić Polskę na ścieżkę niskoemisyjną przy jednoczesnym zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego. Po drugie, polityka energetyczna mogłaby kłaść większy nacisk na promowanie konkurencji, aby uczynić rynki energii bardziej efektywnymi.

Dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego Polski będzie szczególnie znaczącym wyzwaniem, wymagającym ogromnych inwestycji oraz odpowiednich ram politycznych i regulacyjnych. Zintegrowanie strategii energetycznej i klimatycznej ułatwi zaprojektowanie efektywnych polityk, aby osiągnąć podwójny cel w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska, bez konfliktu i/lub powielania działań. Zaktualizowana wersja Polityki Klimatycznej Polski z 2003 r., odzwierciedlająca najnowsze wymogi UE w zakresie energii i klimatu uzupełniłaby szeroki obraz polityki energetycznej zaprezentowany w *PEP 2030*.

Polska tradycyjnie postrzega swoje zasoby krajowe, jako główny filar polityki bezpieczeństwa energetycznego. Kraj opiera się głównie na rodzimym węglu. Jego udział w dostawach energii pierwotnej wynosi 55%, a w produkcji energii elektrycznej 90%.

¹ Polityka energetyczna Polski w dużej mierze determinowana jest dyrektywami i wymaganiami UE. W szczególności Polska musi zliberalizować rynki gazu ziemnego i energii elektrycznej zgodnie z dyrektywami UE. Dodatkowo, jako część unijnych celów „20–20–20”, Polska ma ustalone cele ilościowe dla energii odnawialnej (zwiększenie jej udziału w finalnej konsumpcji energii o 15%), efektywności energetycznej (ograniczenie konsumpcji energii o 20%) i emisji gazów cieplarnianych (ograniczenie ich wzrostu do 14% powyżej poziomu z 2005 r.).

Jednak istnieją znaczące wyzwania w zakresie zmian klimatu i ochrony środowiska związane ze zużyciem węgla, z powodu wysokiej emisji gazów cieplarnianych i czynników powodujących zanieczyszczenie powietrza. Dalsze uzależnienie od węgla sprawi, że Polsce trudno będzie wypełnić zobowiązania w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Dążenie rządu do zróżnicowania swojego bilansu energetycznego poprzez wprowadzenie energii jądrowej i zwiększanie udziału energii ze źródeł odnawialnych zasługuje na pochwałę i powinno być kontynuowane. Taka dywersyfikacja – wraz z poprawą efektywności energetycznej – pomoże Polsce odpowiedzieć na wyzwania zarówno w zakresie bezpieczeństwa energetycznego jak i zmian klimatu. Rząd mógłby położyć także większy nacisk na pozytywną rolę, jaką gaz ziemny może odegrać w dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej w Polsce, w połączeniu z jednoczesną poprawą elastyczności systemu elektroenergetycznego.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Ropa i gaz

Bezpieczeństwo energetyczne jest kluczowym priorytetem polskiej polityki energetycznej. Wynika to w dużej mierze ze znacznego uzależnienia państwa od importu węglowodorów. Dla zaspokojenia swojego popytu, Polska jest zmuszona importować 95% ropy naftowej i ok. 2/3 gazu ziemnego. Ponad 94% ropy naftowej i 80% gazu ziemnego jest importowanych z Rosji. Rząd ma świadomość ryzyka wynikającego z uzależnienia od jednego dostawcy, dlatego próbuje zdywersyfikować źródła importu i szlaki transportowe. Taka dywersyfikacja nie tylko wzmocni bezpieczeństwo energetyczne, ale również umożliwi Polsce negocjowanie lepszych cen dzięki presji konkurencyjnej na dostawców.

W sektorze naftowym rząd popiera rozbudowę ropociągu Odessa-Brody z Ukrainy do polskich rafinerii w Płocku i Gdańsku, jako części szerszej inicjatywy regionalnej, mającej na celu dostawę kaspijskiej ropy naftowej do Europy.

W sektorze gazowym kluczowe elementy polityki Polski obejmują: budowę terminalu LNG w Świnoujściu dla zdywersyfikowania źródeł dostaw, zwiększenie pojemności podziemnych magazynów gazu, rozszerzenie systemu przesyłu i dystrybucji oraz zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego. Wszystkie te wysiłki powinny być kontynuowane i zintensyfikowane. Rząd powinien poważnie wziąć pod uwagę spodziewany wzrost popytu na gaz ziemny oraz zagwarantować, aby przyszłe dostawy gazu zaspokoily ten rosnący popyt. Mając to na uwadze, koniecznym będzie zapewnienie, aby umowa na dostawy gazu ziemnego do 2022 r. podpisana z Rosją w październiku 2010 r., nie przeszkodziła polskim staraniom zmierzającym do zróżnicowania źródeł dostaw i rozwoju zasobów krajowych. W szczególności budowa terminala LNG musi postępować zgodnie z harmonogramem.

Może się okazać, że Polska dysponuje znaczącymi zasobami gazu niekonwencjonalnego. Pierwsze prognozy, w oparciu o wiercenia, są spodziewane w końcu 2011 r. Jeżeli zasoby te się potwierdzą, stworzy to Polsce okazję dla zmniejszenia jej uzależnienia od importu i zmiany bilansu paliw w średnim i długim okresie. W krótkim okresie MAE zachęca rząd do kontynuacji wspierania działalności poszukiwawczej. Jednocześnie jeśliby potwierdziło się występowanie dużych zasobów gazu niekonwencjonalnego, rząd powinien także rozpocząć przygotowania przyszłych kierunków polityki w tym sektorze. Jeśli Polska ma skorzystać ze swoich potencjalnych zasobów gazu łupkowego i gazu

zaciśniętego, konieczne będzie wybudowanie niezbędnej infrastruktury oraz wprowadzenie ram prawnych i regulacyjnych w celu wsparcia produkcji i umożliwienia niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury przesyłowej. Środki te umożliwią także konsumentom gazu skorzystanie z konkurencji między wieloma dostawcami. Podobnie sprzyjające otoczenie jest także niezbędne dla poszukiwań i produkcji konwencjonalnych węglowodorów, aby umożliwić jak najbardziej efektywne wykorzystanie polskich zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego.

Polska ma dobrze przygotowane mechanizmy reagowania kryzysowego, zarówno dla ropy naftowej jak i gazu ziemnego. Kraj spełnia wymogi MAE posiadania 90-dniowych zapasów obowiązkowych od czasu wejścia do tej organizacji w 2008 r. i obecnie dysponuje wystarczającymi pojemnościami magazynowymi dla ropy naftowej i produktów naftowych, aby być w zgodzie z wymaganiami w najbliższej przyszłości. W dłuższej perspektywie rząd planuje dalszy rozwój podziemnych magazynów ropy naftowej, co jest zachęcające. Przewiduje także zmianę obowiązującego systemu zapasów ropy naftowej poprzez wzmocnienie roli zapasów publicznych. Inicjatywa ta powinna być kontynuowana.

Gazowy mechanizm reagowania kryzysowego zdał egzamin w czasie zakłóceń w dostawach w styczniu 2009 r. w następstwie sporu Rosja-Ukraina. Dostawy rosyjskiego gazu przez Białoruś mogły być zwiększone. Niemniej jednak, istnieje tu możliwość poprawy. MAE zachęca rząd do rozwoju średnio- i długoterminowej kompleksowej polityki zarządzania kryzysowego w sektorze gazu ziemnego.

Węgiel

Bogate zasoby węgla Polski postrzegane są jako główny gwarant bezpieczeństwa energetycznego. Jednakże zasoby węgla kamiennego nadające się do wydobycia, z ekonomicznego punktu widzenia, dostępne z istniejących kopalni, zmniejszają się bardzo szybko. Produkcja węgla kamiennego może znacznie zmniejszyć się do 2030 r. Również produkcja węgla brunatnego gwałtownie spadnie do 2030 r. i należy spodziewać się niedoborów począwszy od 2015 r., chyba że zostaną otwarte nowe kopalnie. Jednak sprzeciw opinii publicznej sprawia, że niezwykle trudno jest uzyskać pozwolenia dla budowy nowych kopalni. W 2008 r. Polska stała się po raz pierwszy importerem netto węgla kamiennego, gdyż produkcja okazała się niewystarczająca dla zaspokojenia popytu. Wzrósł import z Rosji i w 2009 r. stanowił on 70% importu węgla ogółem. Rządowe plany mające na celu zmniejszenie uzależnienia kraju od węgla są powodem do zadowolenia.

Energia elektryczna

Zwiększenie bezpieczeństwa zaopatrzenia w sektorach energii elektrycznej i ciepłownictwie wymagać będzie ogromnych inwestycji w krótkim i średnim okresie. Prawie połowa dzisiejszych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz systemów kogeneracyjnych (CHP) ma ponad 30 lat i będzie musiała być zastąpiona w niedalekiej przyszłości, kiedy przewidziany okres ich żywotności osiągnie kres. Podobne wyzwania inwestycyjne dotyczą również starzejących się sieci elektroenergetycznych.

Wyzwania Inwestycyjne

Po latach niedoinwestowania, pilna staje się potrzeba udoskonalenia infrastruktury energetycznej Polski. Dotyczy to nie tylko sektora energii elektrycznej, ale sektora energii jako całości. Polska ma znaczące źródła finansowania ze środków publicznych na rozwój

sektora energii, jak na przykład Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Jest ważne, aby zapewnić wydatkowanie tych środków zgodnie z priorytetami polityki energetycznej. Jednakże finansowanie ze środków publicznych może być niewystarczające dla sprostania tak znaczącym potrzebom inwestycyjnym. W celu przyciągnięcia tak potrzebnego finansowania do sektora energii, jest niezbędne wprowadzenie przejrzystych ram polityki, które będą stanowić czytelny sygnał dla potencjalnych inwestorów.

Obecnie inwestycje są często utrudnione przez wiele barier, w tym złożone procedury planowania i brak społecznej akceptacji. Aby umożliwić rozwój projektów energetycznych o znaczeniu narodowym (takich jak nowe kopalnie węgla brunatnego, wytwarzanie energii i infrastruktura przesyłowa, podziemne magazyny gazu czy instalacje CCS), konieczne będzie usprawnienie systemu planowania.

Współpraca regionalna

Rozwijające się połączenia między rynkami energii w Europie przyczyniają się do regionalnego bezpieczeństwa dostaw. MAE zachęca polski rząd do położenia jeszcze większego nacisku na ten regionalny aspekt przy opracowywaniu i realizacji polityki energetycznej kraju. Obecne plany rozwoju i zwiększenia transgranicznych połączeń elektroenergetycznych i gazowych zasługują na uznanie. Rząd powinien kontynuować wspieranie współpracy pomiędzy rządami oraz operatorami systemów przesyłowych energii elektrycznej i gazu (TSO) krajów sąsiadujących.

ZMIANY KLIMATU

Całkowita emisja gazów cieplarnianych sektora energii zmalała od 1989 r., chociaż emisja na jednostkę produkcji pozostaje wysoka. Krajowa emisja gazów cieplarnianych jest znacznie poniżej celów przyznanych Polsce w ramach z Protokołu z Kioto, co daje krajowi znaczącą nadwyżkę zbywalnych uprawnień do emisji. Rząd Polski zbiera pochwały za reinwestowanie zysków, uzyskanych z wykorzystania mechanizmów elastyczności Protokołu z Kioto, w projekty w ramach Programu Zielonych Inwestycji nakierowane na dalsze obniżenie emisji.

Chociaż emisje CO₂ z sektora energetycznego Polski nadal spadają dzięki restrukturyzacji przemysłu i poprawie efektywności energetycznej, to zgodnie z rządowymi prognozami oczekuje się, iż począwszy od 2020 r. nastąpi ich wzrost. Nie byłaby to ścieżka zrównoważona. Polska, podobnie jak inne kraje, musi podjąć kluczowe decyzje w sektorze energii, aby osiągnąć długoterminową stabilizację gazów cieplarnianych na poziomie 450 cząsteczek na milion (ppm) ekwiwalentu CO₂, co odpowiada wzrostowi temperatury na świecie o ok. 2°C. Osiągnięcie tego celu wymagać będzie innowacyjnych polityk, odpowiednich ram regulacyjnych i zwiększenia inwestycji w badania, rozwój i demonstrację technologii w sektorze energii.

Decyzje inwestycyjne mające być podjęte w sektorze energii w ciągu następnej dekady będą wpływać na łagodzenie skutków i kosztów dla Polski przez długi czas w przyszłości. Dotyczy to w szczególności sektora energii elektrycznej, gdzie ryzyko zamknięcia technologicznego (tzw. efektu *lock-in*) jest największe. Jest zatem niezwykle istotne, aby zapewnić przedsiębiorstwom sektora energii zachęty dla długoterminowych inwestycji w nowe, niskoemisyjne moce wytwórcze. Jednym ze sposobów mogłoby być wskazanie celów i ambicji *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.* jako obowiązujących wymagań, co

byłoby jasne przesłaniem dla sektora energii, że cele polityki energetycznej będą wdrażane.

Jeśli Polska ma kontynuować zużywanie dużych ilości krajowego węgla, musi poprawić ekologiczność jego wydobycia i wykorzystania. Rząd powinien być oklaskiwany za przewożenie projektowi czystych technologii węglowych takich jak wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla (CCS). Chociaż na tym etapie rentowność CCS nie jest pewna, to ważne będzie aby kontynuować badania, prace pilotażowe i demonstracyjne w tej dziedzinie. Zaplanowane projekty demonstracyjne, wspierane przez Unię Europejską, stanowią pierwszy znaczący krok w tym kontekście. Jest również ważne jak najszybsza transpozycja unijnej dyrektywy w sprawie CCS do polskiego porządku prawnego. Pomoże to zapewnić więcej przejrzystości dla inwestorów w sektorze elektroenergetycznym. Rząd będzie musiał również rozważyć jaki poziom wsparcia jest potrzebny dla realizacji projektu demonstracyjnego CCS w Polsce.

Dla zapewnienia postępu w rozwoju i upowszechnianiu CCS oraz innych niskoemisyjnych technologii, w tym energii jądrowej i odnawialnych źródeł energii, jest ważne wzmocnienie więzi pomiędzy krajową polityką energetyczną i polityką w zakresie badań i rozwoju (R&D). Należy pochwalić polski rząd za rosnące zainteresowanie badaniami i rozwojem w sektorze energii: energia została jedną z pięciu priorytetowych dziedzin w Krajowym Programie Badań Naukowych i Prac Rozwojowych. Priorytety badawcze zidentyfikowane w krajowym programie badań i rozwoju są bardzo zbliżone do celów przedstawionych w *Polityce Energetycznej Polski do 2030 r.*, co jest bardzo pozytywnym osiągnięciem.

Niemniej jednak większość wdrożonych, będących w toku oraz planowanych projektów z zakresu badań i rozwoju koncentruje się głównie na jednym rządowym priorytecie – czystszych paliwach kopalnych – podczas gdy dwa inne priorytety (efektywność energetyczna i energia odnawialna) mają komparatywnie mniejsze wsparcie rządowe. Portfolio projektów badawczych i rozwojowych powinno być bardziej zróżnicowane w celu lepszego dopasowania do wyznaczonych kierunków polityki.

STRATEGIA WYGRANY-WYGRANY: EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA, ENERGIA JĄDROWA I ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

Poprawa efektywności energetycznej oraz energia jądrowa i energia odnawialna pomogą Polsce w sprostaniu wyzwaniom wynikającym z bezpieczeństwa energetycznego i zmian klimatu jednocześnie.

Efektywność energetyczna jest kluczowym instrumentem dla zmniejszenia przez Polskę emisji CO₂, zwłaszcza w krótkim i średnim okresie. Polska ma znaczący potencjał efektywności energetycznej i rząd wyraźnie uznał znaczenie efektywności energetycznej za kluczowy element swojej strategii energetycznej. *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.* definiuje dwa nadrzędne cele w tej dziedzinie, a mianowicie zmniejszenie energochłonności do średniej 15 „starych” członków UE oraz osiągnięcie „zero-energetycznego” wzrostu gospodarczego, to znaczy wzrostu PKB bez zwiększenia zużycia energii. Takie wyraźne ambicje polityczne są mile widziane. Patrząc w przyszłość, jest ważne, aby ten silny sygnał polityczny był oparty o wymierne cele i zamierzenia oraz jasny plan realizacji.

Polska planuje wybudować do 2030 r. co najmniej trzy bloki jądrowe, z których pierwszy ma zacząć działać do 2022 r. Oznaczać to będzie godną pochwałą dywersyfikację źródeł

energii kraju. Rząd ma dobrze zorganizowany plan przygotowania się do programu jądrowego – w tym ustanowienie instytucji i ram prawnych dla regulacji sektora nuklearnego i gospodarowania odpadami radioaktywnymi. O ile będą wystarczające środki i wola polityczna dla wsparcia kroków w ramach Programu Działań Wykonawczych do 2012 r. i dalej, Polska powinna być w stanie iść do przodu z zaproponowanym programem nuklearnym. Jednakże dotrzymanie harmonogramu wymagać będzie terminowej realizacji wszystkich kroków określonych w projekcie programu jądrowego, co będzie wymagało znaczących nakładów w ciągu najbliższych kilku lat. Utrzymanie politycznego i publicznego wsparcia będzie zasadniczym warunkiem dla powodzenia programu jądrowego.

Polski rząd podjął godne uznania kroki dla osiągnięcia przez kraj celów w sektorze energii odnawialnej: osiągnięcia przez nią do 2020 r. 15% udziału w finalnym zużyciu energii brutto i 10% udziału w paliwach wykorzystywanych w transporcie. Głównym instrumentem wsparcia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest mechanizm rynkowy – system obowiązkowych kwot i zbywalnych zielonych certyfikatów, wprowadzony w 2005 r. Okazał się on dość skuteczny w pobudzaniu inwestycji w najbardziej rozwiniętych i najbardziej atrakcyjnych ekonomicznie technologiach odnawialnych źródeł energii, jak biomasa. Niemniej jednak obecny bilans odnawialnych źródeł energii jest w Polsce niezrównoważony: jest zdominowany przez biomasę, a prawie 90% całej energii odnawialnej jest zużywana do ogrzewania. Muszą zostać wprowadzone dodatkowe programy i środki wsparcia, w szczególności w sektorze energii elektrycznej. Udział energii odnawialnych w energii elektrycznej plasuje Polskę na drugim do końca miejscu spośród wszystkich 28 państw członkowskich MAE. Rząd słusznie dąży do zróżnicowania źródeł energii odnawialnej, wspierając technologie wiatrowe (w tym farmy morskie), ogrzewanie słoneczne i pozostałe technologie.

REFORMY RYNKOWE

Dobrze funkcjonujące rynki są kluczową podstawą dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i poprawy efektywności oraz jakości usług. W ostatnich latach Polska poczyniła postępy w kierunku zliberalizowanych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego. Jednakże liberalizacja jest procesem ciągłym i jak ma to miejsce w przypadku innych krajów, wiele jeszcze musi być zrobione zanim wyłoni się w pełni funkcjonujący konkurencyjny rynek. Rynki energii elektrycznej i gazu nadal są zdominowane przez od dawna obecne na rynku przedsiębiorstwa, a konkurencja jest ograniczona, zwłaszcza na rynku gazu ziemnego.

PGNiG S.A. będąca praktycznie jedynym importerskim gazem ziemnym z Rosji i największym krajowym producentem gazu, faktycznie kontroluje rynek hurtowy. Grupa PGNiG jest także właścicielem sześciu regionalnych operatorów systemów dystrybucyjnych. Co ważniejsze, PGNiG jest jedynym właścicielem i wyznaczonym operatorem wszystkich polskich podziemnych magazynów gazu ziemnego. Ze względu na rygorystyczne przepisy dotyczące utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu w Polsce, potencjalni konkurenci nie mogą wejść na polski rynek gazu i nie mają dostępu do pojemności magazynowych. Nic więc dziwnego, że PGNiG dominuje na rynku detalicznym: udział w rynku nowych podmiotów wynosi tylko 2%. Rząd powinien czynić dalsze wysiłki dla ustanowienia jasnych i skutecznych zasad, które zapewnią niedyskryminacyjny dostęp do podziemnych magazynów gazu poprzez – na przykład – utworzenie niezależnego operatora systemu magazynowego. Powinien także kontynuować swój plan korekty obowiązującego systemu obowiązkowych zapasów gazu

w celu nadania mu większej elastyczności dla nowych uczestników rynku, na przykład poprzez umożliwienie im utrzymywania zapasów obowiązkowych poza terytorium Polski.

Dostęp do zdolności przesyłowych jest kluczowym elementem dobrze funkcjonującego rynku i szczególnie istotnym warunkiem wstępnym dla rozwoju niekonwencjonalnych zasobów gazu w Polsce, o ile te się potwierdzą. Brak dostępu strony trzeciej (TPA) w odniesieniu do rurociągu Jamał, przez który jest przesyłany tranzytem gaz przez Polskę do Europy Zachodniej, jeszcze do niedawna stanowił istotną barierę konkurencyjną. Jest bardzo pozytywne, że nowe porozumienie podpisane w październiku 2010 r. wyznacza, należące do państwa przedsiębiorstwo przesyłowe, GAZ-SYSTEM, na operatora systemowego gazociągu jamalskiego. Jest bardzo istotnym aby zapewnić, iż GAZ-SYSTEM zapewni zasadę TPA w odniesieniu do rurociągu jamalskiego na niedyskryminacyjnych warunkach.

Postęp w zakresie konkurencji jest bardziej zaawansowany w sektorze energii elektrycznej. Liczba konsumentów zmieniających dostawcę stale rośnie chociaż wciąż jest dość niska, zwłaszcza w sektorze mieszkaniowym. Konkurencja na rynku detalicznym jest utrudniona przez wiele czynników, w tym brak konkurencyjnych ofert, co w dużej mierze tłumaczy się regulowanymi cenami dla gospodarstw domowych, a co ważniejsze brakiem prawdziwej konkurencji na rynku hurtowym.

Rozwój konkurencyjnych rynków jest jednym z głównych celów *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.* Program Działań Wykonawczych do *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.* przewiduje szereg środków w celu zwiększenia konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu w krótkim okresie. Środki te powinny być wdrażane bezzwłocznie. Szczególnie ważne jest opracowanie i wdrożenie mapy drogowej dla ustanowienia konkurencyjnego rynku gazu, jak określono w Programie Działań Wykonawczych.

Ministerstwo Skarbu Państwa aktywnie kontynuuje swoje plany prywatyzacji – pełnej lub częściowej – kilku przedsiębiorstw sektora energetycznego. Prywatyzacja sama w sobie nie wpływa na zwiększenie konkurencji, ale może przyczynić się do powstania bardziej konkurencyjnego otoczenia, jeśli jest zaprojektowana i prowadzona z myślą o tym celu.

KLUCZOWE ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Kontynuować dalsze wdrażanie strategii zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. i Programie Działań Wykonawczych na lata 2009–2012.*
- Kontynuować zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności poprzez: i) promowanie dywersyfikacji źródeł i szlaków dostaw ropy naftowej i gazu oraz ii) wspieranie połączeń elektroenergetycznych i gazowych z krajami sąsiednimi.*
- Rozwijać zintegrowane podejście do polityki energetycznej i klimatycznej oraz uczynić z efektywności energetycznej jeszcze bardziej istotny element tej polityki. Wzmóc wysiłki na rzecz poprawy efektywności energetycznej, zapewnić skuteczną i terminową realizację zaplanowanych działań.*
- Udoskonalać ramy polityczne i prawne dla przyciągnięcia tak bardzo potrzebnych inwestycji w sektorze energetycznym.*
- Kontynuować wprowadzanie konkurencji na rynku gazu i energii elektrycznej.*

CZĘŚĆ I
ANALIZA POLITYKI ENERGETYCZNEJ

Mapa 1. Polska



Granice, nazwy i oznaczenia ujęte w mapkach załączonych do niniejszej publikacji nie są oficjalnym stanowiskiem MAE.

Źródło: MAE.

2. OGÓLNE ZAŁOŻENIA POLITYKI ENERGETYCZNEJ

OPIS KRAJU

Polska jest państwem środkowoeuropejskim, położonym nad Morzem Bałtyckim, graniczącym z Niemcami, Republikami Czeską i Słowacką, Ukrainą, Białorusią, Litwą i rosyjską eksklawą – Obwodem Kaliningradzkim. Jest członkiem Unii Europejskiej od 2004 r., członkiem Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) od 1996 r. i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) od 2008 r. W listopadzie 2010 r. Polska stała się także członkiem afiliowanej przy OECD Agencji Energii Nuklearnej (NEA).

Z powierzchnią 312 679 kilometrów kwadratowych, Polska jest dziewiątym co do wielkości krajem w Europie. W 2009 r. ludność Polski szacowana była na 38,1 mln mieszkańców, co czyni ją szóstym pod względem zaludnienia – zaraz po Hiszpanii – państwem członkowskim Unii Europejskiej. Ludność Polski stanowi prawie jedną dziesiątą ludności Unii.

Polska jest państwem demokratycznym, gdzie głową państwa jest prezydent, natomiast władzę wykonawczą sprawuje Rada Ministrów pod przewodnictwem premiera. Polscy wyborcy wybierają dwuizbowy parlament składający się z 460- osobowej izby niższej (Sejmu) i 100- osobowej izby wyższej (Senatu).

Polska dzieli się administracyjnie na województwa; województwa są podzielone na powiaty (często są określane w języku angielskim jako odpowiednik hrabstw), z kolei te dzielą się dalej na gminy. Większe miasta zwykle posiadają podwójny status gminy i powiatu. Obecnie w Polsce jest 16 województw, 379 powiatów (w tym 65 miast na prawach powiatu) i 2 478 gmin.

Pod względem parytetu siły nabywczej (PPP) Polska gospodarka plasuje się dość wysoko na świecie (23 miejsce), w OECD (14 miejsce) i w Unii Europejskiej (6 miejsce). PKB Polski osiągnął wartość prawie 670 mld USD w 2008 r. (mierzonej w cenach i parytecie siły nabywczej z 2008 r.) co stanowiło dwukrotność w stosunku do poziomu z 1990 r. Polska dogania inne gospodarki Unii Europejskiej i OECD. W latach 2006–2007 gospodarka Polski zanotowała najlepsze wyniki od lat dziewięćdziesiątych, rosnąc w tempie odpowiednio 6,2% i 6,8% rocznie. Były to jedne z najwyższych wzrostów zanotowanych w OECD i Unii Europejskiej. Wzrost był stymulowany wyższym poziomem prywatnych inwestycji i wzmożoną prywatną konsumpcją. Wydatki konsumenckie były z kolei stymulowane szybkim wzrostem płac, zatrudnienia i znacznych przekazów z zagranicy oraz, do samego końca okresu, efektem majątkowym związanym z aprecjacją cen nieruchomości i kapitałów².

Polska gospodarka nie została dotknięta światowym kryzysem finansowo-gospodarczym w stopniu tak dotkliwym jak inne państwa. Osiągnęła ona wzrost o 4,9% w 2008 r. i ok. 1,7% w następnym roku, pomimo tendencji spadkowej w 2009 r. obserwowanej

² OECD, 2008.

w większości państw europejskich³. Przyczyny obserwowanej ciągłości wzrostu w Polsce to m.in.: łagodzenie polityki monetarnej, deprecjacja kursu wymiany, względnie niska zależność od handlu międzynarodowego, zdrowy system bankowy i stabilny sektor prywatny, cięcia podatkowe i inne posunięcia fiskalne oraz inwestycje infrastrukturalne związane z transferami z Unii Europejskiej i Euro 2012⁴. Dochód na głowę wyniósł 17 500 USD w 2008 r., co stanowiło trzecią od końca pozycję w Unii Europejskiej, po Rumunii i Bułgarii. Jest to mniej niż 60% przeciętnego dochodu obywatela UE i mniej niż połowa przeciętnej wysokości w OECD. Niemniej jednak, dochód na głowę szybko wzrósł w ostatnich latach, zwiększając się o prawie 40% pomiędzy 2000 r. a 2008 r.

PODAŻ I POPYT

PODAŻ PIERWOTNA

Podaż energii pierwotnej w Polsce wyniosła prawie 95 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe) w 2009 r.⁵, to jest znacznie mniej niż wartość szczytowa w wysokości 133 Mtoe osiągnięta w 1987 r. Znaczący spadek nastąpił w latach dziewięćdziesiątych w wyniku redukcji aktywności gospodarczej w pierwszej połowie dekady, lecz także w wyniku zmian strukturalnych w gospodarce i znaczącej poprawy efektywności energetycznej, jako że kraj przeszedł z gospodarki centralnie planowanej do gospodarki rynkowej. Średnie całkowite zapotrzebowanie na energię pierwotną spadało o 1,2% rocznie w latach 1990–2002. Spadek nastąpił głównie w sektorze energii elektrycznej, podczas gdy finalne zużycie ogółem (TFC), głównie w sektorze transportowym, nieznacznie wzrosło.

Od 2002 r. tendencje spadkowe w całkowitym zapotrzebowaniu na energię finalną uległy odwróceniu w związku z utrzymującym się silnym wzrostem gospodarczym, podczas gdy coraz mniejsze były możliwości modernizacji starszych, nieefektywnych energetycznie składników gospodarki. W latach 2002–2006 przy przeciętnym wzroście rocznym 2,4%, zapotrzebowanie na energię pierwotną wzrosło o 9 Mtoe. W 2009 r. podaż spadła o 3% w porównaniu z poziomem z lat 2006–2008. Przeciętna stopa wzrostu zapotrzebowania na energię w Polsce pomiędzy latami 2000 a 2007 była prawie dwukrotnie większa od tej w OECD i UE, głównie w rezultacie szybkiego wzrostu ekonomicznego (Wykres 1).

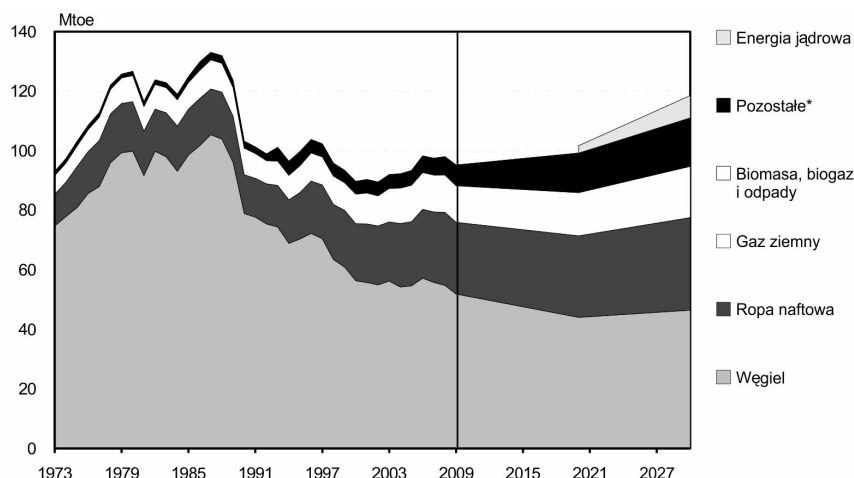
W 2009 r. 93% podaży energii pierwotnej w Polsce pochodziła z paliw kopalnych, podczas gdy większość pozostałej części stanowiła biomasa. Podczas gdy dominacja węgla w krajowym bilansie paliw znacznie osłabła – z 76% w 1990 r. do 56% w 2008 r., udział paliw kopalnych łącznie spadł jedynie z 98% do 93% w tym samym okresie, w związku ze wzrostem znaczenia ropy naftowej i gazu ziemnego. Historycznie ropa naftowa jest drugim pod względem znaczenia najważniejszym paliwem i od 1990 r. jej udział prawie się podwoił, by osiągnąć 25% w 2009 r. Udział gazu i biomasy wzrósł o 4 punkty procentowe w ostatnich trzech dekadach, osiągając poziom – odpowiednio 13% i 6% w 2008 r. Rola energii wodnej i innych rodzajów energii pochodzących ze źródeł odnawialnych, jest marginalna.

³ Główny Urząd Statystyczny, 2010.

⁴ OECD, 2009.

⁵ W tym raporcie, dane za 2009 r. mają charakter wstępny.

Wykres 1. Całkowita podstawowa podaż energii z podziałem na źródła, 1973–2030



* Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje energię wodną, wiatrową, geotermalną i słoneczną.

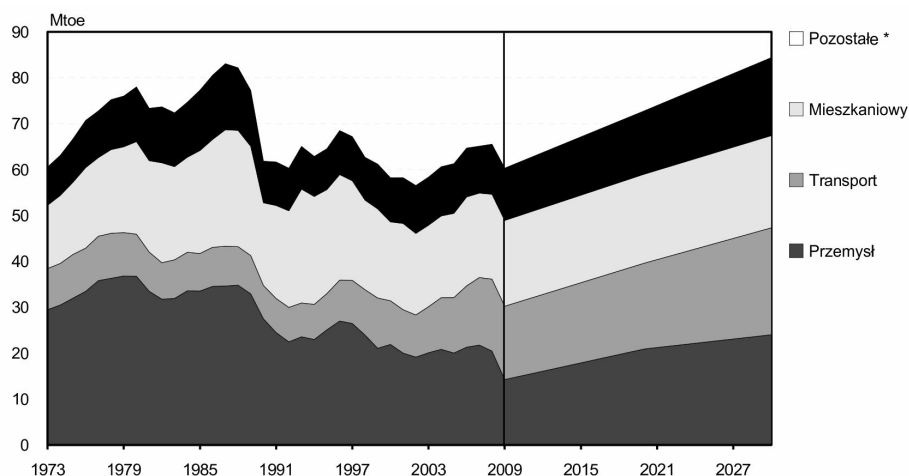
Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2010–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

ZUŻYCIE FINALNE

Struktura finalnego zużycia energii zmieniła się w ciągu ostatnich dziesięcioleci. Najbardziej znaczącym dowodem rozwoju jest spadek udziału przemysłu i wzrost udziału transportu w finalnym zużyciu energii. W przeciwieństwie do zanotowanego spadku o 5,3 Mtoe w latach 1990–2002, całkowite zużycie energii Polski (TFC) w ostatnich 7 latach wzrosło o 8,3 Mtoe, by osiągnąć poziom 65 Mtoe w 2009 r. Prawie 3/4 z tej ostatniej fali wzrostowej finalnego zużycia energii pochodzi z sektora transportu, podczas gdy pozostały popyt pochodzi w jednakowym stopniu z budownictwa i przemysłu.

Wykres 2. Finalne zużycie energii ogółem w podziale na sektory, 1973–2030



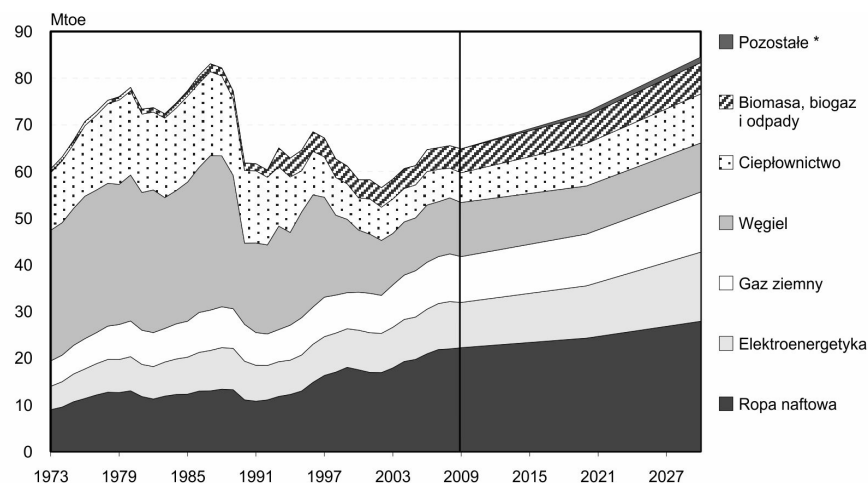
* Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje sektory handlowy, usług publicznych, rolniczy, rybołówstwa i inne niewyszczególnione.

Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2010–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, oraz dane przekazane przez państwo.

Trend ten odzwierciedla okres ożywionej działalności gospodarczej, podczas której PKB rósł przeciętnie o 4,9% rocznie, a PKB na głowę w kategoriach parytetu siły nabywczej (PPP) wzrósł o 39% w latach 2002–2009. Wraz ze wzrostem dobrobytu wzrósł i popyt na mobilność ludności i podnoszenie standardów życiowych. W latach osiemdziesiątych sektor przemysłowy konsumował więcej niż sektor budowlany, jednak obecnie na ten drugi przypada prawie 45% finalnego zużycia energii, wobec 31% dla przemysłu. W 2009 r. popyt w polskim sektorze transportowym sięgnął 16 Mtoe co odpowiadało 25% finalnego zużycia energii (Wykres 2).

Wykres 3. Finalne zużycie energii ogółem z podziałem na źródła, 1973–2030



* Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje energię geotermalną i słoneczną (znaczenie marginalne).

Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2010–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

Ponieważ sektor transportowy opiera się głównie na ropie, nastąpił wzrost udziału tego paliwa kopalnego w finalnym zużyciu energii do poziomu 34% w 2009 r. Węgiel stanowił 18%, gaz ziemny i energia elektryczna po ok. 15% TFC, reszta przypadła na sektor ciepłowniczy i biomasę (odpowiednio 10% i 8%); inne odnawialne źródła energii miały bardzo niewielki udział w finalnej konsumpcji energii (Wykres 3).

PROGNOZY I SCENARIUSZE

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. zawiera załącznik „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.” Prognoza ta została przygotowana przez Agencję Rynku Energii przy założeniu, że podstawowe kierunki polskiej polityki energetycznej, włączając w to wymogi Unii Europejskiej, zostaną wdrożone oraz, że krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego pozostaną ważnymi filarami bezpieczeństwa energetycznego Polski⁶. Według niej zapotrzebowanie na energię pierwotną wzrośnie o 22% w latach 2006–2030, aby osiągnąć 118,5 Mtoe w 2030 r. Większość tego wzrostu dokona się po 2020 r.

⁶ W celu zapoznania się z bardziej szczegółowymi założeniami i projekcjami, patrz: *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.*

W maju 2010 r. Biuro Głównego Ekonomisty MAE opracowało prognozę polityki energetycznej dla Polski w formie roboczego dokumentu pod tytułem *Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland*. Pierwsza część tego raportu przedstawia Scenariusz Referencyjny, będący schematem stosowanym przez MAE od lat, zwłaszcza w jej sztanדרowej publikacji *World Energy Outlook (WEO)*. Przedstawia on, co może się wydarzyć, jeżeli nie byłoby nowych inicjatyw w energetyce, poza tymi, które już zostały przyjęte w Polsce do pierwszego kwartału 2010 r. Co ważne, Scenariusz Referencyjny nie zawiera potencjalnych zmian polityki energetycznej w przyszłości. Zatem Scenariusz Referencyjny nie może być potraktowany jako prognoza prawdopodobnych wydarzeń: jest to raczej ogólny szkic tego, jak sektor energetyczny w Polsce mógłby ewoluować jeżeli trendy leżące u podstaw popytu i podaży w energetyce nie ulegną zmianie. Według Scenariusza Referencyjnego zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce osiągnie do 2030 r. wielkość zbliżoną do 115 Mtoe czyli o ok. jedną piątą więcej niż w 2008 r. Prognozowany wzrost jest napędzany głównie przez sektor transportowy (10 Mtoe) i wytwarzanie energii elektrycznej (8 Mtoe).

Druga część *Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland* zawiera szczegółowe wyniki dla Scenariusza 450, zgodne z ramami polityki przyjętej w *World Energy Outlook 2009* dla Unii Europejskiej, w którym zakłada się, że Polska przyjmie stosowne zobowiązania wspólnie z innymi państwami regionu OECD+⁷ na rzecz ograniczenia długoterminowej koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie 450 cząsteczek na milion (ppm) ekwiwalentu CO₂ w ramach polityki klimatycznej, odpowiadającemu ograniczeniu wzrostu temperatury do 2⁰C. Scenariusz 450 jest oparty na hybrydowych ramach polityki klimatycznej, odzwierciedlających prawdopodobne zestawienie mogących wystąpić strategii – kombinacji „cap-and-trade”, porozumień sektorowych i polityk narodowych. Celem jest pokazanie jak może ewoluować pochodząca ze spalania paliw emisja dwutlenku węgla w Polsce w ramach danego zbioru założeń zgodnych z ogólnym celem stabilizacyjnym. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce w Scenariuszu 450 w wysokości 104 Mtoe do 2030 r. jest o 9% niższe niż przewiduje Scenariusz Referencyjny.

Wykres 4 przedstawia zapotrzebowanie na energię pierwotną według rodzaju paliwa w 2030 r. według scenariusza *PEP 2030* i dwóch scenariuszy MAE. Rozdział 3 dotyczący zmian klimatycznych omawia w sposób bardziej szczegółowy polski potencjał obniżenia emisji dwutlenku węgla według Scenariusza 450 oraz związane z tym wymogi inwestycyjne. Rozdział 5 omawiający zagadnienia energii elektrycznej także podkreśla, że sektor energii elektrycznej może stanąć wobec wyzwań związanych ze zwiększeniem poziomu inwestycji potrzebnych do zaspokojenia wzrastającego popytu i zastąpienia starzejących się elektrowni.

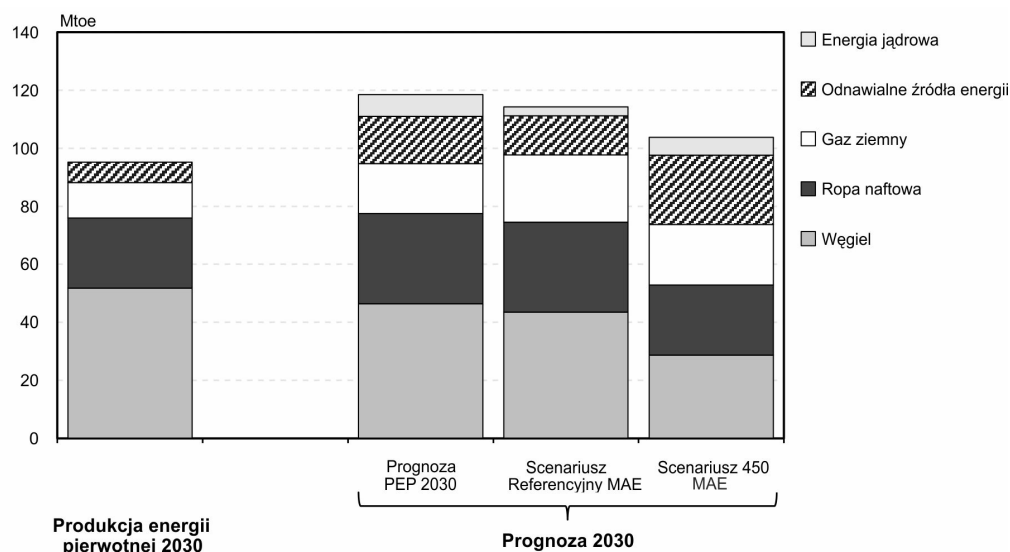
We wszystkich trzech scenariuszach maleje udział węgla, co jest rezultatem znaczących zmian w bilansie wytwarzania energii elektrycznej. Jeżeli chodzi o ropę naftową, to pozostaje ona drugim pod względem znaczenia paliwem w Polsce we wszystkich scenariuszach ze względu na rosnącą ilość pojazdów i brak alternatywy dla ropy w sektorze transportu. W obydwu scenariuszach MAE prognozuje się bardziej wyraźny wzrost udziału gazu ziemnego niż w rządowym dokumencie *PEP 2030*. W Scenariuszu Referencyjnym MAE wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach gazowych ma wzrosnąć prawie sześciokrotnie do 2030 r., w poważnym stopniu zastępując węgiel.

⁷ W *World Energy Outlook 2009*, region OECD+ obejmuje państwa członkowskie OECD oraz państwa UE nie będące członkami OECD.

W Scenariuszu 450 przedstawia się podobny poziom udziału gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej, który ma sięgnąć 11% do 2030 r. Zabezpieczenie wymaganego poziomu dostaw gazu ziemnego, zarówno poprzez rurociągi jak też import LNG oraz krajową konwencjonalną i niekonwencjonalną produkcję, będzie miało znaczenie decydujące.

Według Scenariusza 450 popyt na energię odnawialną znacząco rośnie, ponad poziomy określone w *PEP 2030* i Scenariuszu Referencyjnym MAE, w przeciwieństwie do ropy naftowej, gazu ziemnego a szczególnie węgla. Energia jądrowa ma swój udział w bilansie energetycznym we wszystkich trzech scenariuszach, przy czym jej najmniejszy udział zakłada Scenariusz Referencyjny MAE (Wykres 4).

Wykres 4. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na źródła według *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.*, Scenariusza Referencyjnego i Scenariusza 450 MAE, 2030



Uwaga: Prognoza *PEP 2030* jest scenariuszem polityki energetycznej, który zakłada wdrożenie istniejącej polityki. Scenariusz Referencyjny MAE jest scenariuszem podstawowym, także biorącym pod uwagę bieżące polityki i środki. Całkowity poziom zapotrzebowania na energię pierwotną różni się nieznacznie w tych dwóch scenariuszach, głównie z powodu różnic metodologicznych, założeniach co do wzrostu PKB i cen paliw kopalnych na rynku międzynarodowym.

Źródło: *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.*, Załącznik 2; „Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland”, IEA working paper, Paris, 2010.

INSTYTUCJE ODPOWIEDZIALNE ZA POLITYKĘ ENERGETYCZNĄ

Ministerstwo Gospodarki jest instytucją odpowiedzialną za politykę energetyczną, w tym bezpieczeństwo energetyczne. W swojej strukturze ma Podsekretarza Stanu odpowiedzialnego za zagadnienia energetyczne oraz szereg departamentów zajmujących się poszczególnymi aspektami polityki energetycznej: Departament Energetyki (energia elektryczna, kogeneracja, odnawialne źródła energii, efektywność energetyczna); Departament Ropy i Gazu; Departament Górnictwa (węgiel); Departament Energii Jądrowej; oraz Departament Rozwoju Gospodarki (zajmujący się m.in. zagadnieniami emisji CO₂).

Pełnomocnik Rządu ds. Energetyki Jądrowej jest odpowiedzialny za rozwój i wdrażanie strategii w zakresie energetyki jądrowej. Funkcję tę sprawuje Podsekretarz Stanu

w Ministerstwie Gospodarki, który nadzoruje Departament Energii Jądrowej w tym resorcie.

Urząd Regulacji Energetyki (URE) jest organem regulacyjnym polskiej energetyki. Podlega on Ministrowi Gospodarki, ale jest niezależny w podejmowaniu decyzji. Prezes URE jest powoływany przez Prezesa Rady Ministrów na wniosek Ministra Gospodarki. Obowiązki URE obejmują:

- Udzielanie koncesji na produkcję energii elektrycznej i ciepła; przesył i dystrybucję gazu i energii elektrycznej; magazynowanie gazu, skraplanie i regazyfikację gazu; oraz handel paliwami i energią elektryczną.
- Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych; zatwierdzanie ich planów inwestycyjnych i kodeksów sieciowych;
- Zatwierdzanie taryf za przesył i dystrybucję; zatwierdzanie ostatecznych taryf za energię elektryczną dla odbiorców indywidualnych i taryf gazowych dla wszystkich klientów;
- Wydawanie certyfikatów pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji;
- Monitorowanie rynków energii i paliw oraz promocja konkurencyjności.

Ministerstwo Skarbu Państwa reprezentuje rząd jako właściciela przedsiębiorstw należących w całości lub częściowo do państwa. Formułuje i wdraża strategie prywatyzacyjne.

Ministerstwo Środowiska jest odpowiedzialne za aspekty środowiskowe sektora energetycznego, w tym za emisję CO₂ i innych gazów cieplarnianych oraz opłaty ekologiczne. Udziela także koncesji na poszukiwanie i wydobywanie surowców.

Ministerstwo Infrastruktury jest odpowiedzialne za politykę transportową, jak również zagadnienia zagospodarowania przestrzennego, budownictwa i mieszkalnictwa. Odgrywa zatem ważną rolę w projektowaniu i wdrażaniu narzędzi efektywności energetycznej w tych sektorach.

Ministerstwo Rozwoju Regionalnego przygotowuje i wdraża narodowe strategie rozwoju oraz pełni role związane z zarządzaniem funduszami pomocowymi z Unii Europejskiej.

Państwowa Agencja Atomistyki, ustanowiona przez Ministra Środowiska, zajmuje się tematyką związaną z bezpieczeństwem jądrowym i ochroną radiologiczną.

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów jest urzędem centralnym administracji państwowej podległym bezpośrednio Prezesowi Rady Ministrów. Prezes Urzędu, powoływany przez Premiera, jest odpowiedzialny za kształtowanie polityki antymonopolowej i oraz polityki ochronę konsumenta.

Agencja Rezerw Materiałowych, nadzorowana przez Ministerstwo Gospodarki, utrzymuje państwowe zapasy ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz nadzoruje rezerwy obowiązkowe utrzymywane przez sektor.

Główny Urząd Statystyczny gromadzi i przedkłada statystyki zawierające dane o produkcji i zużyciu energii, jak też sumaryczne dane dotyczące emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza.

Agencja Rynku Energii jest spółką akcyjną dostarczającą informacje na temat sektora energetyki i środowiska dla rządu, organizacji międzynarodowych, w tym MAE, instytucji naukowych, uczelni wyższych oraz firm, na podstawie umowy z Ministerstwem Gospodarki, które odpowiada za dane w zakresie energii w Polsce. Przygotowuje również, na zlecenie rządu, prognozy dla sektora energii.

Fundusze środowiskowe. Polska ma system funduszy środowiskowych o cztero-poziomowej strukturze. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) pod nadzorem Ministerstwa Środowiska finansuje zadania dotyczące ochrony środowiska naturalnego, wśród których od niedawna priorytetowo traktowane są inwestycje w zakresie efektywności energetycznej i energii odnawialnej. W Polsce funkcjonuje również 16 Regionalnych Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, będących niezależnymi strukturami prawnymi oraz fundusze środowiskowe w powiatach i gminach, które podlegają władzom lokalnym. Polska ma również EkoFundusz i Funduszem Termomodernizacyjnym (patrz Rozdział 4).

Rząd planuje powołać międzyresortowy zespół dla poprawy koordynacji zagadnień energetycznych pomiędzy różnymi instytucjami.

KLUCZOWE STRATEGIE

CELE POLITYKI

Polska polityka energetyczna w znacznym stopniu jest determinowana dyrektywami i wymogami UE. W szczególności Polska musi zliberalizować rynek gazu ziemnego i energii elektrycznej zgodnie z dyrektywami UE (szczegóły w Rozdziale 5 na temat energii elektrycznej i w Rozdziale 7 na temat gazu ziemnego). Ponadto w ramach unijnych celów „20–20–20”⁸, dla Polski określono następujące cele do osiągnięcia do 2020 r.:

- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w sektorach nie objętych systemem handlu emisjami w UE (EU ETS) do 14% powyżej poziomu z 2005 r. (wiążące);
- redukcja zużycia energii o 20% dla prognozowanych na 2020 r. poziomów (niewiążące); oraz
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 15% finalnego zużycia energii brutto, w tym zwiększenie zużycia energii odnawialnej w transporcie do 10% (wiążące).

Kolejnym czynnikiem wpływającym na kształt polityki energetycznej Polski jest wysoka zależność od importu z Rosji. W 2007 r. 97% zapotrzebowania na ropę naftową i 68% zapotrzebowania na gaz ziemny Polski pochodziło z importu. Ponad dwie trzecie importowanego przez Polskę gazu ziemnego i prawie całość zakupionej za granicą przez Polskę ropy naftowej pochodzą z Rosji. W wyniku tego bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z dominujących zagadnień w polskiej polityce energetycznej. Polska jest zainteresowana zmniejszeniem swojego uzależnienia od Rosji i dywersyfikacją źródeł energii oraz dróg dostawy. Do tej pory taka dywersyfikacja okazuje się dosyć trudna,

⁸ 20–20–20 na poziomie UE: redukcja emisji gazów cieplarnianych o 20% względem poziomu z 1990 r., redukcja zużycia energii o 20% względem przewidywanych poziomów na 2020 r. i zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 20% całkowitej konsumpcji energii.

dlatego Polska kładzie nacisk na maksymalne wykorzystanie krajowych zasobów energetycznych.

Kluczowym aspektem bezpieczeństwa energetycznego jest dywersyfikacja paliw i technologii. Chociaż rząd spodziewa się, że węgiel pozostanie głównym paliwem, to stara się także wspierać próby rozwoju czystszych technologii oraz produkcji paliw płynnych i gazowych z węgla. Wsparcie to dotyczy rozwoju krajowej produkcji gazu ziemnego, budowy terminalu LNG i zwiększania pojemności magazynowych gazu ziemnego. Obejmuje ono także zwiększanie pojemności magazynowania ropy naftowej i wspieranie polskich firm poszukujących ropy naftowej na Morzu Bałtyckim i poza granicami Polski.

Jednocześnie Polska jest zainteresowana zachowaniem swej roli kraju tranzytowego dla rosyjskiego gazu ziemnego i ropy naftowej oraz stanowczo sprzeciwia się alternatywnym trasom przesyłu, takim jak Nord Stream w odniesieniu do gazu ziemnego i BTS-2 dla ropy naftowej.

POLITYKA ENERGETYCZNA DO 2030 ROKU

Kluczowym dokumentem jest w Polsce *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (PEP 2030)*, przygotowana przez Ministerstwo Gospodarki oraz przyjęta przez rząd w listopadzie 2009 r. Główny cel polityki energetycznej to wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju, przy zachowaniu zasady zrównoważonego rozwoju. Podstawowymi kierunkami polskiej polityki energetycznej są:

- poprawa efektywności energetycznej;
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii;
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej;
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii; oraz
- ograniczenie oddziaływania przemysłu elektroenergetycznego na środowisko naturalne.

Jako Załącznik do *PEP 2030* rząd przyjął Program Działań Wykonawczych na lata 2009–2012, określający środki potrzebne do osiągnięcia celów polityki energetycznej. Kolejny Program Działań Wykonawczych na lata 2013–2016 zostanie opracowany w 2012 r.

Jeden z załączników *PEP 2030* ocenia stan wdrożenia poprzedniej polityki energetycznej, przyjętej w 2005 r. Identyfikuje on postęp osiągnięty w dochodzeniu do celów polityki, a także kwestie, które wymagają dalszego działania.

PROGRAM ENERGETYKI JĄDROWEJ

Wprowadzenie energetyki jądrowej stanowi główny cel polskiej polityki energetycznej, określony w *PEP 2030*. Uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej jest planowane na 2022 r. Poza tym, plan rządu zakłada osiągnięcie 4 500 MW_e do 2030 r. W celu wdrożenia swej polityki jądrowej, rząd przygotował harmonogram działań obejmujący okres do uruchomienia pierwszej elektrowni. Harmonogram ten został włączony do *PEP 2030* jako część Programu Działań Wykonawczych na lata 2009–2012. Ministerstwo

Gospodarki przygotowało również bardziej szczegółowy projekt pod nazwą Program Polskiej Energetyki Jądrowej, mający być przedstawiony do zatwierdzenia przez rząd w końcu 2010 r. Rząd wyznaczył PGE SA, największą firmę energetyczną w kraju, na wiodącego inwestora do realizacji proponowanych elektrowni jądrowych. Rozdział 5 przedstawia więcej szczegółów dotyczących polskiego programu energetyki jądrowej.

FINANSOWANIE

Polska ma znaczącą liczbę publicznych źródeł finansowania swojego sektora energetycznego, takich jak Fundusz Termomodernizacyjny i Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (patrz Rozdział 4: Efektywność Energetyczna). Główną instytucją zarządzającą funduszami publicznymi jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), pozyskujący środki zarówno ze źródeł krajowych, jak i unijnych oraz międzynarodowych. W Polsce źródłem pozyskiwania funduszy są środki z koncesji środowiskowych i na wydobycie zasobów naturalnych, jak też z opłat utylizacyjnych, grzywien za łamanie przepisów o ochronie środowiska, sprzedaży jednostek przyznanej ilości emisji (AAUs) oraz opłat zastępczych i kar wynikających z systemu zielonych certyfikatów. Narodowy Fundusz jest również największą polską instytucją zarządzającą zagranicznymi środkami finansowymi, których przeznaczeniem jest wspieranie ochrony środowiska. Na przykład zajmował się on koordynacją 88 projektów inwestycyjnych, na które w ramach funduszu ISPA (Przedakcesyjnego Instrumentu Polityki Strukturalnej) oraz Funduszu Konwergencji otrzymał kwotę 2 850 mld EUR (12 340 mld PLN)⁹ wsparcia z Komisji Europejskiej w latach 2000–2006. NFOŚiGW jest również instytucją wdrażającą pięć priorytetów Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz odpowiedzialną za absorpcję kwoty 5 035 mld EUR (21 800 mld PLN) w latach 2007–2013.

Pożyczki i granty, jak też inne formy współfinansowania dostarczone przez Fundusz Narodowy, przeznaczone są przede wszystkim do współfinansowania dużych narodowych i ponadregionalnych projektów inwestycyjnych w zakresie kontroli zanieczyszczeń wody, powietrza i gleby. Granty są również przyznawane na cele związane z geologią i kopalnictwem, monitoringiem środowiska, zapobieganiem zagrożeniom środowiskowym, ochroną przyrody i lasów, promocją świadomości ekologicznej. W ostatnich latach priorytetowe inwestycje dotyczą efektywności energetycznej i źródeł odnawialnych. Na lata 2010–2015 NFOŚiGW dysponuje kwotą 2,7 mld PLN (ok. 620 mln EUR) na efektywność energetyczną i 2,5 mld PLN (ok. 580 mln EUR) na źródła odnawialne.

Metody alokacji funduszy i kryteria selekcji projektów nie zawsze były jasne dla potencjalnych beneficjentów. Narodowy Fundusz ogłosił, że od 2009 r. wprowadzono nowe, bardziej przejrzyste metody działania. Opublikował dokumenty przedstawiające priorytetowe programy Funduszu, zasady współfinansowania projektów i kryteria selekcji dla projektów. Zwrócił również więcej uwagi na szkolenia aplikantów i przyszłych beneficjentów.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Jak już wcześniej wspomniano, bezpieczeństwo energetyczne jest kluczowym priorytetem polityki energetycznej Polski. Celem rządu jest wzrost bezpieczeństwa dostaw wszystkich źródeł energii, włączając w to węgiel (więcej szczegółów w Rozdziale 6), ropę naftową (Rozdział 8), gaz ziemny (Rozdział 7) i energię elektryczną (Rozdział 5).

⁹ W całym raporcie, dane na podstawie średniego kursu walut z 2009 r., PLN 1 = EUR 0,231.

ROPA NAFTOWA

Polska jest zależna w 95% od importu dla zaspokojenia swojego zapotrzebowania na ropę naftową i ponad 94% tego importu przypada na Rosję, skąd surowiec sprowadzany jest rurociągiem Przyjaźń. Polska jest również importerem netto produktów naftowych, natomiast źródła importu tych produktów są względnie dobrze zdywersyfikowane. Rząd polski jest świadom ryzyka zależności od tylko jednego dostawcy ropy naftowej i dlatego podejmuje starania dla zdywersyfikowania źródeł importu i szlaków przesyłowych. W szczególności popiera rozbudowę rurociągu Odessa-Brody z Ukrainy do polskich rafinerii w Płocku i Gdańsku, jako części szerszej inicjatywy mającej na celu umożliwić przesył kaspijskiej ropy do Europy.

Ogólnie rzecz biorąc Polska ma solidną politykę reagowania kryzysowego. Kraj wypełnia wymogi MAE w zakresie utrzymywania 90-dniowych zapasów obowiązkowych i posiada obecnie wystarczające pojemności magazynowe dla ropy i nie ma zagrożenia dla wypełniania zobowiązań MAE w najbliższej przyszłości. Jednakże w dalszej perspektywie niezbędne będzie zwiększenie tych pojemności magazynowych i rząd przewiduje dalszy rozwój podziemnych magazynów ropy.

Rząd jest w trakcie zmiany obowiązujących zasad utrzymywania zapasów obowiązkowych. Projekt zakłada zwiększenie roli zapasów publicznych poprzez przeniesienie obowiązku ich utrzymywania ze zobowiązanych do ich przechowywania przedsiębiorstw do Agencji Rezerw Materiałowych.

GAZ ZIEMNY

Polska importuje ok. dwóch trzecich swojego zapotrzebowania na gaz i ponad 80% importu gazu pochodzi z Rosji. Rząd chce zmniejszyć to uzależnienie. Dywersyfikacja źródeł i szlaków dostaw, rozwój infrastruktury gazu ziemnego dla realizacji tej dywersyfikacji (terminal LNG), rozbudowa podziemnych pojemności magazynowych, rozbudowa systemu przesyłu i dystrybucji, wzrost krajowej produkcji gazu i rozwój złóż gazu poza terytorium Polski są kluczowymi elementami polityki bezpieczeństwa gazowego Polski.

Wszystkie firmy importujące gaz do Polski, albo zajmujące się obrotem gazu zobligowane są utrzymywać obowiązkowe zapasy gazu na terytorium Polski, w instalacjach połączonych z systemem gazowym¹⁰. Te zapasy obowiązkowe muszą być stopniowo zwiększane do 30 dni przywozu do 1 października 2012 r. Jako że pojemności magazynowe są ograniczone i należą do obecnego na rynku przedsiębiorstwa, rygorystyczne zasady odnoszące się do zapasów obowiązkowych stanowią istotną barierę dla wejścia na polski rynek gazowy, co w poważny sposób ogranicza konkurencję. Co więcej, wymogi przechowywania zapasów na terenie Polski mogą stać w sprzeczności z dyrektywami UE dotyczącymi wspólnego rynku gazowego i bezpieczeństwa dostaw gazu. Mając to na względzie polski rząd planuje dokonać rewizji istniejącego systemu.

Polska dysponuje dość dobrze zaprojektowanym mechanizmem reagowania kryzysowego. Spełnił on skutecznie swoją rolę podczas zakłóceń na rynku gazowym w styczniu 2009 r., powstałych w wyniku sporu Rosja-Ukraina. Niemniej jednak brak jest wciąż kompleksowego mechanizmu reagowania kryzysowego w perspektywie średnio- i długoterminowej.

¹⁰ Minister Gospodarki może zwolnić od tego obowiązku firmy importujące mniej niż 50 mln m³ gazu zimnego rocznie oraz posiadające mniej niż 100 000 odbiorców.

Obecnie polski system przesyłu gazu jest wciąż stosunkowo odizolowany od innych systemów. Co więcej, infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna starzeje się i potrzebuje modernizacji oraz rozwoju. Operator przesyłowy OGP GAZ-SYSTEM wdraża obecnie wiele projektów inwestycyjnych dla poprawy tej sytuacji.

Polska może dysponować dużymi zasobami gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Pierwsze prognozy w oparciu o wiercenia oczekiwane są w końcu 2011 r. Jeżeli te złoża się potwierdzą i zacznie się ich eksploatacja, może to zmniejszyć zależność Polski od importu w średnio- i długoterminowej perspektywie. Obecnie istnieje zbyt wiele barier dla opłacalnego pozyskiwania gazu niekonwencjonalnego, a nawet jego fizycznej eksploatacji. Jeżeli Polska chce wykorzystać swoje ewentualne zasoby gazu łupkowego i gazu zamkniętego, musi stworzyć niezbędną infrastrukturę oraz odpowiednie ramy prawne i przepisy dla wsparcia produkcji.

ENERGIA ELEKTRYCZNA

Rząd ma na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, poprzez:

- Kontynuację użycia węgla jako głównego paliwa w wytwarzaniu energii elektrycznej;
- Budowę nowych mocy wytwórczych (w tym elektrowni jądrowych i nowych, wysokowydajnych elektrowni kogeneracyjnych);
- Rozwój i modernizację krajowego systemu przesyłowego;
- Rozwijanie połączeń transgranicznych, w celu wymiany ekwiwalentu 25% energii elektrycznej zużywanej w Polsce, do 2030 r.;
- Modernizację i rozszerzenie sieci dystrybucyjnej.

Rozwój odnawialnych źródeł energii i zwiększenie efektywności energetycznej również w znacznym stopniu wpłyną na zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Obecnie polski sektor energii elektrycznej charakteryzuje się przestarzałą infrastrukturą. Prawie połowa dzisiejszych mocy wytwórczych ma ponad 30 lat, co pokazuje konieczność realizacji nowych znaczących inwestycji w krótkim i średnim okresie dla zaspokojenia popytu na energię elektryczną i ciepło (Rozdział 5).

Sieci elektryczne stanowią podobne wyzwania inwestycyjne: prawie 80% z linii 400 kilowoltowych (kV) i 99% z linii 220 kV ma już ponad 20 lat.

RAMY INWESTYCYJNE

Znaczące potrzeby będą wymagać jasnych ram polityki, co dałoby właściwy sygnał. Aktualnie inwestycje w sektorze energetycznym utrudniają różne bariery, w tym złożone procedury lokalizacyjne i związane z udzielaniem zezwoleń. Silny opór społeczny napędzany przez konflikty dotyczące użytkowania gruntów oraz kwestii środowiskowych szczególnie utrudnia, czy wręcz uniemożliwia, realizację wielkich projektów takich jak kopalnie węgla, elektrownie, podziemne magazyny gazu ziemnego oraz składowanie CO₂. Władze lokalne, kierowane interesami własnej społeczności są niekiedy niechętnie do udzielania zezwoleń dla takich projektów, nawet jeżeli są one w interesie kraju.

KONKURENCJA I OCHRONA KONSUMENTA

REFORMY RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU ZIEMNEGO

W ostatnich latach Polska poczyniła postępy w liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego. Jednakże liberalizacja jest procesem ciągłym i podobnie jak to ma miejsce w przypadku innych państw, jest jeszcze wiele do zrobienia, zanim powstaną w pełni funkcjonujące, konkurencyjne rynki.

Postęp w rozwoju wolnej konkurencji jest bardziej zaawansowany w sektorze energii elektrycznej niż w sektorze gazowym. Polski rynek energii elektrycznej otworzył się całkowicie na konkurencję w segmencie sprzedaży detalicznej z dniem 1 lipca 2007 r. zgodnie z dyrektywami UE. Wobec większej elastyczności rynku stale rosnącym trendem jest zjawisko zmiany dostawcy przez konsumentów, chociaż jego tempo jest nadal niskie szczególnie w sektorze mieszkaniowym. Konkurencja na rynku detalicznym napotyka na różne przeszkody, takie jak brak prawdziwie konkurencyjnego rynku hurtowego (więcej szczegółów w Rozdziale 5). Rynek hurtowy jest zdominowany przez umowy dwustronne podpisane między firmami często należącymi do tych samych pionowo zintegrowanych grup kapitałowych. Nowe przepisy wymagające od elektrowni oferowania 15% wytworzonej przez nich energii elektrycznej na Giełdzie Energii lub na rynku regulowanym mają zwiększyć konkurencję na rynku hurtowym.

Polska wprowadziła rozdział własnościowy operatorów systemu przesyłowego (TSO) energii elektrycznej. Jednak operatorzy systemu dystrybucyjnego (DSO), aczkolwiek prawnie rozdzieleni, nadal pozostają częścią pionowo zintegrowanych grup, które prowadzą zarówno działalność wytwórczą, jak i dostawczą. Grupy te działają na odrębnych terenach kraju i obserwuje się niewielką konkurencję pomiędzy nimi, szczególnie w sektorze mieszkaniowym.

Rozpoczęła się również restrukturyzacja sektora gazowego, obejmująca ustanowienie niezależnego, państwowego Operatora Systemu Przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM. Niezależnie jednak od tych działań, rynek gazu jest nadal silnie zmonopolizowany. PGNiG S.A. (73,50% własność Skarbu Państwa) dzierży dominującą pozycję w sektorach produkcji i sprzedaży. Będąc praktycznie jedynym importerem gazu rosyjskiego oraz największym producentem na rynku krajowym, skutecznie kontroluje rynek hurtowy. Grupa PGNiG jest właścicielem sześciu regionalnych operatorów dystrybucyjnych. Fakt ten ma również wpływ na jej dominację na rynku detalicznym: na rynek wkroczyło wiele innych firm, ale ich całkowity udział wynosi ok. 2%. PGNiG jest również jedynym właścicielem i wyznaczonym operatorem podziemnych magazynów gazu. Rozdział 7 zawiera bardziej szczegółowe informacje o rynku gazowym w Polsce.

Rozwój konkurencyjnych rynków to jeden z celów Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. *PEP 2030* i jej Program Działań Wykonawczych na lata 2009–2012 przewidują szereg krótkoterminowych działań mających podnieść konkurencyjność na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego.

OCHRONA KONSUMENTÓW

Zagadnieniem ochrony konsumentów w Polsce zajmuje się kilka instytucji. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK), centralny urząd państwowy podlegający

bezpośrednio Prezesowi Rady Ministrów, jest odpowiedzialny za rozwój oraz wdrażanie polityki antymonopolowej i ochrony konsumentów. Inicjuje on procedury administracyjne dotyczące naruszeń zbiorowych interesów konsumentów.

Z drugiej strony, indywidualny konsument może otrzymać darmową pomoc prawną ze strony lokalnego rzecznika konsumentów lub pozarządowej organizacji konsumenckiej¹¹, wybrać drogę mediacji, arbitrażu lub sądową. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii został powołany w strukturach Urzędu Regulacji Energetyki (URE) dla poprawy jakości usług. Rzecznik ten doradza konsumentom wnoszącym reklamacje w kwestii ich praw, na drodze rozstrzygnięcia sporów oraz reprezentowania ich w odpowiednich instytucjach, właściwych kompetencyjnie do załatwienia określonych spraw.

W marcu 2010 r. UOKiK opublikował raport zatytułowany „Kierunki Rozwoju Konkurencji i Ochrony Konsumentów w Polskim Sektorze Energetycznym”. Zawiera on konkluzję, że istniejąca struktura rynku energii elektrycznej w Polsce nie stymulowała konkurencji oraz uwagę, że dodatkowe środki regulacyjne mogłyby poprawić sytuację. Według UOKiK do kluczowych spraw, którymi należy się zająć należą: równowaga podaży i popytu, płynność rynku hurtowego i integracja polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami państw sąsiednich. Inne ważne kwestie dotyczące konsumentów obejmują niski poziom świadomości na temat istniejących ofert i możliwości zmiany dostawcy energii elektrycznej, skomplikowane procedury zmiany, niezrozumiałe rachunki za energię i nieefektywny system obsługi reklamacji i rozstrzygnięcia sporów.

Program Działań Wykonawczych na lata 2009–2012 *PEP 2030* zakłada stworzenie systemu będącego częścią systemu ubezpieczenia społecznego, w celu ochrony najbardziej narażonych konsumentów energii elektrycznej przed nagłymi podwyżkami cen.

CENY ENERGII I PODATKI

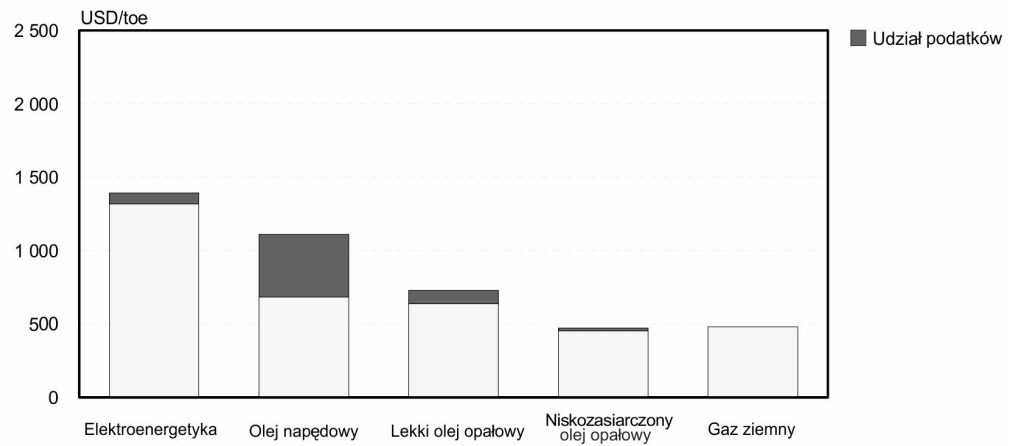
Ceny węgla, ropy naftowej i produktów naftowych ustalane są przez rynek; nie są one ani regulowane ani dotowane. Ceny energii elektrycznej dla użytkowników końcowych nie są regulowane poza taryfami dla gospodarstw domowych, które muszą być zatwierdzane przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Rząd planuje stopniowe całkowite wyeliminowanie regulowania cen energii elektrycznej. Jeżeli chodzi o taryfy gazowe dla użytkowników końcowych, URE nadal reguluje te ceny dla wszystkich grup konsumentów. URE zatwierdza również taryfy dla działalności sieciowej – przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej oraz gazu.

Finalne ceny paliw w Polsce zawierają 22% podatku VAT. Ceny produktów naftowych dodatkowo obciążone są podatkiem akcyzowym i podatkiem drogowym. Akcyza ma wpływ na ostateczną cenę paliwa i wpływa na strukturę konsumpcji paliw w Polsce (patrz Rozdział 8 dotyczący ropy naftowej). Niższa stawka podatku dla gazu płynnego (LPG) i oleju napędowego w porównaniu do benzyny to jeden z najważniejszych czynników wpływających na wzrost konsumpcji LPG i oleju napędowego.

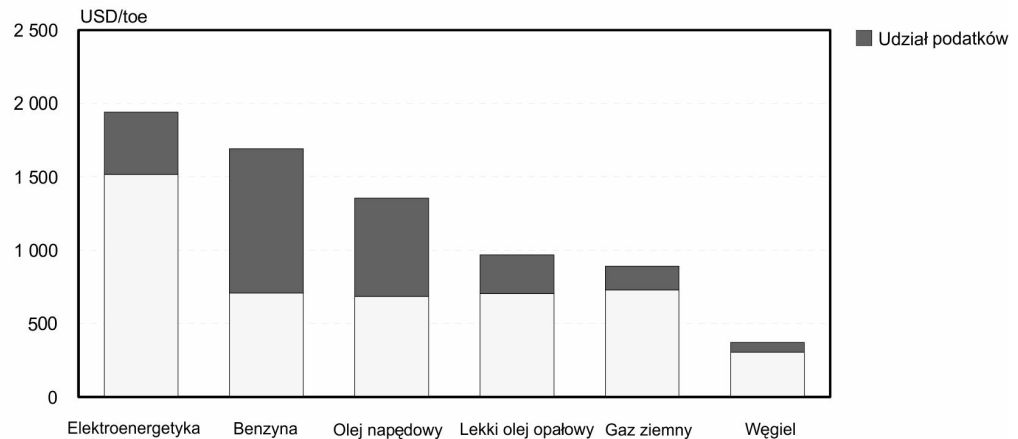
¹¹ Na przykład, Polska Federacja Konsumentów jest organizacją pozarządową, której głównym celem jest ochrona indywidualnego konsumenta.

Wykres 5. Ceny paliw i energii elektrycznej, 2009

Przemysł



Gospodarstwa domowe



Źródło: *Energy Prices and Taxes*, IEA/OECD, Paris 2010.

WNIOSKI

Polityka energetyczna Polski w dużym stopniu jest determinowana dyrektywami i wymogami UE. Kolejnym czynnikiem wpływającym na jej kształt jest duża zależność Polski od importu nośników energii z Rosji. W rezultacie bezpieczeństwo energetyczne jest dominującym motywem polskiej polityki energetycznej.

Rola węgla w utrzymaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski jest bardzo ważna. Węgiel zwiększa bezpieczeństwo energetyczne Polski, ale też stwarza wyzwania w obszarze zmian klimatu i środowiska ze względu na wysoką emisję gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. Ostatnie posunięcia rządu mające na celu dywersyfikację źródeł energii zasługują na pochwałę.

Polska planuje zbudować przynajmniej trzy instalacje atomowe do 2030 r., z których pierwsza ma być uruchomiona do 2022 r. Dla wykonania tych planów konieczna będzie terminowa realizacja działań ujętych w Polskim Programie Energetyki Jądrowej. Ponadto Polska planuje zdywersyfikować źródła energii i szlaki dostaw oraz kontynuuje zwiększanie udziału gazu i odnawialnych źródeł energii. Powyższe inicjatywy rządu zasługują na pochwałę. Kluczowe będzie zapewnienie potrzebnych dostaw gazu, czy to za pośrednictwem rurociągów, czy w drodze importu LNG i/lub poprzez krajową produkcję gazu z zasobów konwencjonalnych lub niekonwencjonalnych (więcej w Rozdziale 7).

Energochłonność Polski w ostatnich latach uległa zmniejszeniu, nadal jednak jest wyższa niż przeciętna w Unii Europejskiej. Zamierzenia rządu w zakresie poprawy energochłonności są godne pochwały.

Rząd polski zasługuje również na pochwałę za ogłoszenie w listopadzie 2009 r. dokumentu dotyczącego polityki energetycznej kraju pod tytułem *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.* Ten kompleksowy dokument nakreśla ramy przyszłych kierunków polityki energetycznej rządu, będącej zasadniczo zgodnym z celami polityki MAE, jakimi są: bezpieczeństwo energetyczne, ochrona środowiska naturalnego i rozwój gospodarczy. Jednak polityka kładzie większy nacisk na bezpieczeństwo energetyczne, mniejszy zaś na efektywność gospodarczą i środowisko. Kolejnym elementem polityki energetycznej, który należy wzmocnić jest promocja konkurencji na rynku energii.

PEP 2030 pokazuje, że rząd jest wysoce świadomy wyzwań przed którymi stoi sektor energetyczny. Określa on kierunki polityki, konkretne cele i w pewnej mierze sugeruje działania odnośnie każdego z tych celów. Dodatkowo Program Działań Wykonawczych na lata 2009–2012, stanowiący załącznik do *PEP 2030*, nakreśla szereg celów krótkoterminowych. Zważywszy, że *PEP 2030* i Program Działań Wykonawczych na lata 2009–2012 zawierają wiele znaczących celów i środków, pomocnym byłoby ich większe uszczegółowienie i przedstawienie ilościowe. Ponadto cenny byłby długoterminowy program działania dla zwiększenia zaufania inwestorów. Źródła koniecznego wsparcia finansowego dla konkretnych działań wymagają doprecyzowania.

Restrukturyzacja i prywatyzacja na rynku energii postępują. Jednak rynki energii elektrycznej i gazu są wciąż zdominowane przez przedsiębiorstwa od lat obecne na rynku i konkurencja jest ograniczona, szczególnie na rynku gazu. Rząd powinien kontynuować usuwanie barier ograniczających konkurencję, podczas gdy regulatorowi rynku powinno pozostawić swobodę w jego monitorowaniu. W krótkim okresie może to być trudne, jednak zaowocuje to konkurencyjnymi cenami w długiej perspektywie. Należy kontynuować rozwijanie rządowego planu działań socjalnych dla ochrony wrażliwych konsumentów w drodze reformy sektora energii. Istotnie, gospodarstwa domowe o niskich dochodach są lepiej chronione przez skuteczne rozwiązania w ramach polityki społecznej niż w drodze kontroli cen ze względów społecznych.

Kolejne lata niedoinwestowania sprawiły, że potrzeba unowocześnienia polskiej infrastruktury energetycznej stała się kwestią palącą. Inwestycje są często utrudniane przez liczne bariery, w tym skomplikowane procedury zagospodarowania przestrzennego i brak akceptacji społecznej. By umożliwić rozwój projektom energetycznym celu publicznego (takim jak nowe kopalnie węgla brunatnego, infrastruktura wytwórcza i przesyłowa, podziemne magazyny gazu lub składowanie dwutlenku węgla) koniecznym będzie usprawnienie i ułatwienie systemu planowania. Również dla budowy zaufania inwestorów potrzebne są przejrzyste ramy prawne przyszłej polityki w krótkim, średnim i długim okresie.

Rosnące związki pomiędzy rynkami energii w Europie wnoszą znaczący wkład w regionalne bezpieczeństwo dostaw. Polski rząd powinien silniej koncentrować się na wymiarze regionalnym podczas wdrażania i rozwoju krajowej polityki energetycznej. Godne pochwały są plany Polski dotyczące połączeń linii energetycznych i gazowych z sąsiednimi państwami. Rząd powinien kontynuować wspieranie współpracy pomiędzy rządami oraz operatorami systemów przesyłowych energii elektrycznej i gazu z państw sąsiadujących.

Institucje z obszaru energetyki w Polsce stoją przed okresem pełnym wyzwań i realizacją celów określonych w *PEP 2030*. Dalsze środki powinny być przyznane kluczowym organizacjom rządowym i agencjom, szczególnie pięciu departamentom Ministerstwa Gospodarki zajmującym się zagadnieniami energetycznymi, gdzie stan liczebny pracowników wydaje się być dość niski.

Oprócz Ministerstwa Gospodarki, również inne ministerstwa, agencje i władze lokalne ponoszą odpowiedzialność za kwestie związane z energią, w tym Ministerstwa Skarbu Państwa, Środowiska i Infrastruktury. Rząd jest świadomy wagi konieczności zapewnienia skutecznej koordynacji pomiędzy wszystkimi stronami i jest w trakcie przygotowań do powołania do życia międzyresortowego zespołu dla zapewnienia realizacji tego celu. Inicjatywa ta powinna być kontynuowana.

Rola regulatora energii jest szczególnie istotna dla kontynuowania reform sektora energetycznego. W Polsce regulacją rynków energii i paliw zajmuje się Urząd Regulacji Energetyki, do którego zadań należy także promocja konkurencji na tych rynkach. Podlega on Ministrowi Gospodarki, który jest odpowiedzialny za kwestie energetyczne. Jest ważne zapewnienie niezależności URE od Ministerstwa w zakresie procesu podejmowania decyzji. Pełna niezależność regulatora – zarówno od interesariuszy jak i nacisków politycznych jest podstawowym warunkiem efektywnego rynku.

Polska dysponuje kilkoma istotnymi źródłami finansowania ze środków publicznych, służącymi rozwojowi sektora energetycznego. Jest ważne zapewnienie wydatkowania tych funduszy w sposób zgodny z priorytetami polityki energetycznej.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Kontynuować wdrażanie strategii nakreślonych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. i Programie Działań Wykonawczych na lata 2009–2012 przy jednoczesnym rozwoju długoterminowych planów działania, dla budowy zaufania inwestorów.*
- Doskonalić współpracę pomiędzy wszystkimi odpowiednimi ministerstwami, agencjami, władzami lokalnymi i instytucjami finansowymi.*
- Kontynuować promocję dywersyfikacji źródeł i szlaków dostawy ropy i gazu do Polski.*
- Kontynuować wysiłki zmierzające do zwiększenia ilości połączeń elektroenergetycznych i gazowych z państwami sąsiednimi.*
- Kontynuować wdrażanie konkurencji w sektorach gazowym i energii elektrycznej zapewniając, aby regulator dysponował pełną niezależnością i środkami umożliwiającymi mu skuteczną realizację zadań.*
- Usprawnić system planowania w taki sposób, aby projekty energetyczne realizowane były we właściwym czasie.*
- Zapewnić, aby państwowe instytucje finansowe zapewniały finansowanie w zgodzie z priorytetami polityki energetycznej.*

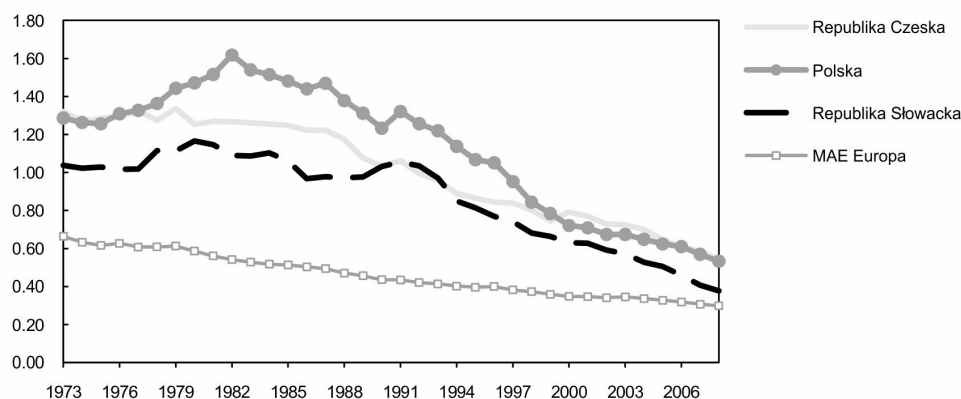
3. ZMIANY KLIMATU

TENDENCJE I PROGNOZY W ZAKRESIE EMISJI

INTENSYWNOŚĆ EMISJI CO₂

Chociaż intensywność emisji CO₂ w Polsce – stosunek emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii na jednostkę PKB – drastycznie spadła od 1991 r., to dalsze opieranie gospodarki Polski na węglu sprawia, że pozostaje ona gospodarką wysokoemisyjną w porównaniu ze średnią w europejskich krajach MAE (Wykres 6).

Wykres 6. Emisja CO₂ związana z zużyciem energii przypadająca na jednostkę PKB w Polsce oraz w innych wybranych państwach członkowskich MAE, 1973–2008

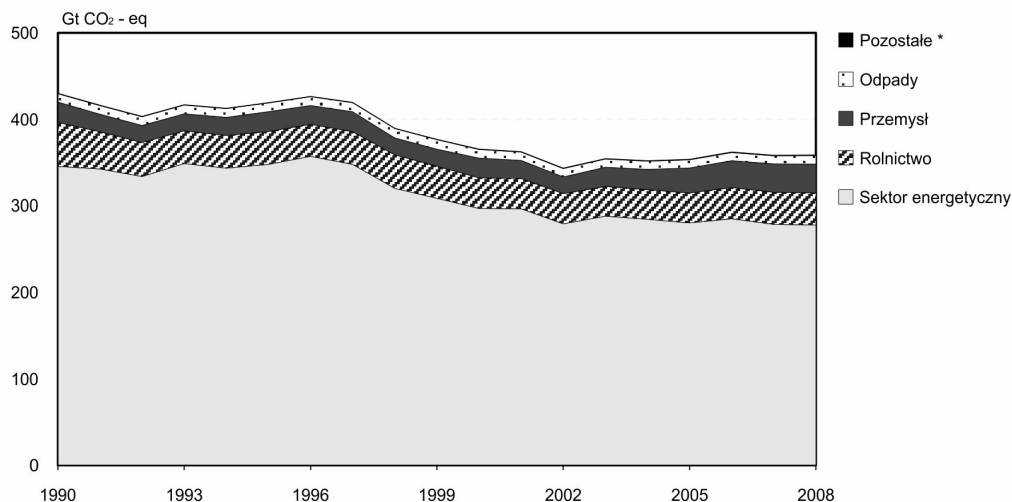


Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2009 i *National Accounts of OECD Countries*, OECD Paris, 2009.

EMISJE GAZÓW CIEPLARNIANYCH

Całkowite emisje gazów cieplarnianych w Polsce, poza sektorami użytkowania gruntów, zmian w użytkowaniu gruntów i leśnictwa (LULUCF), zmalały w latach 1988–2002. Jednakże pomiędzy latami 2002 i 2006, emisje gazów cieplarnianych zaczęły ponownie rosnąć. W 2008 r. emisje gazów cieplarnianych wyniosły 397 Mt ekwiwalentu CO₂, a emisje związane ze zużyciem energii sięgnęły ponad 80% całości. Więcej niż trzy czwarte emisji gazów cieplarnianych to emisje CO₂ pochodzące ze spalania paliw kopalnych (Wykres 7). Podkreśla to wagę sektora energetycznego w polskich wysiłkach zmierzających do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Wykres 7. Emisje gazów cieplarnianych w podziale na źródła, 1990–2008



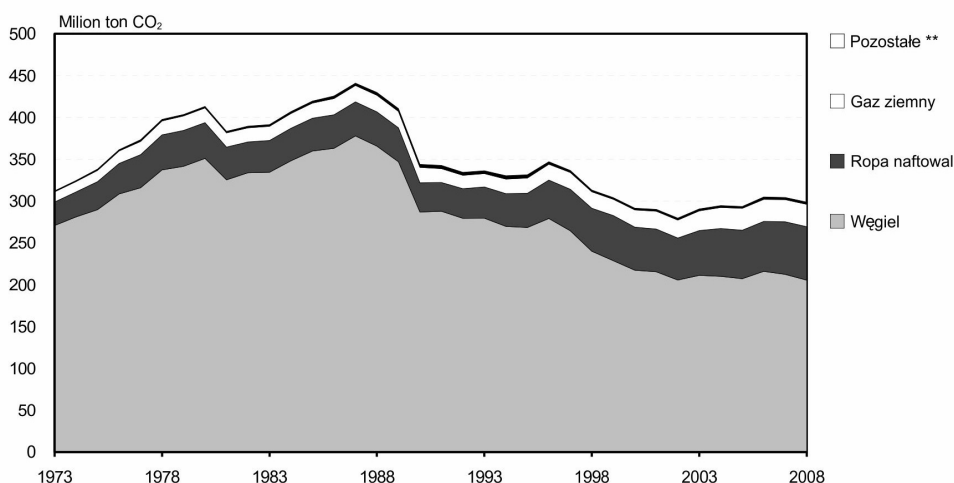
* Znaczenie marginalne.

Źródło: Poland's National Inventory Report submitted to the UNFCCC, 2010.

EMISJE CO₂ ZE SPALANIA PALIW

Historyczne emisje

W 2008 r. emisje CO₂ pochodzące ze spalania paliw reprezentowały 92% całości emisji CO₂ oraz ponad 80% całości emisji gazów cieplarnianych w Polsce. Emisje te utrzymywały się w podobnej tendencji, jak całkowita emisja gazów cieplarnianych; emisje spadały w latach 1988–2002 oraz rosły w latach 2002–2007 (Wykres 8 i Wykres 9). W ujęciu ogólnym, w latach 1988–2008 emisje CO₂ pochodzące ze spalania paliw zmniejszyły się o prawie 30%.

Wykres 8. Emisje CO₂ ze względu na rodzaje paliwa*, 1973–2008

* Oszacowano na podstawie IPCC Sectoral Approach.

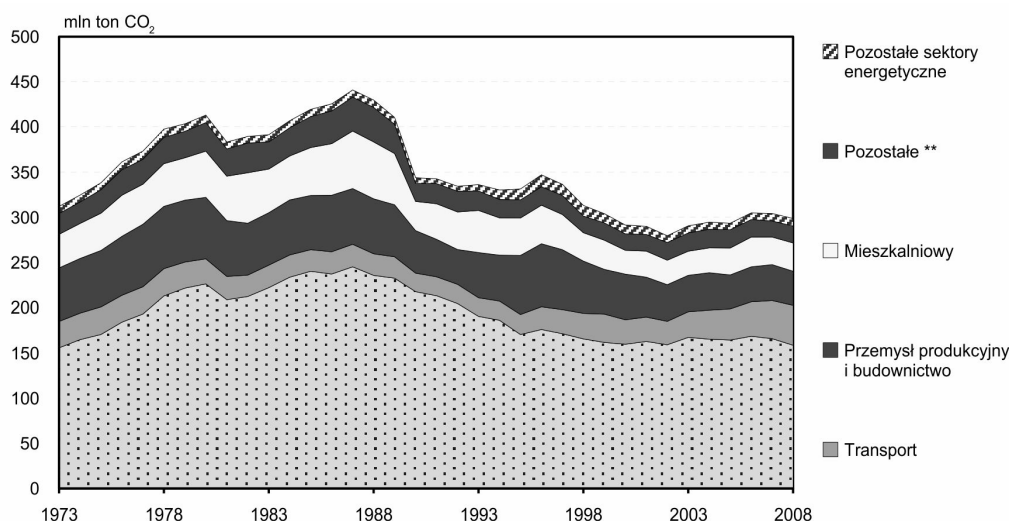
** Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje odpady przemysłowe i nieodnawialne odpady komunalne (znaczenie marginalne).

Źródło: CO₂ Emissions from Fuel Combustion, IEA/OECD, Paris, 2009.

Węgiel, na który przypada 70% całości emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii, pozostaje dominującym źródłem emisji CO₂. Jednak to ropa odnotowała największy wzrost udziału w emisji CO₂, stanowiąc 21% w 2008 r., w związku z gwałtownym wzrostem ilości floty lekkich samochodów użytkowych w ostatnich latach. Trzecim co do wielkości źródłem emisji CO₂ jest gaz, którego udział w emisjach ogółem również wzrósł w ostatnich kilku latach (Wykres 8).

W emisjach CO₂ pochodzących ze spalania paliw, w podziale na sektory, największy udział przypada na energię elektryczną i ciepło (Wykres 9). W 2008 r. sektor ten odpowiadał za 53% emisji, utrzymując udział na względnie stałym poziomie od 1988 r. Największy wzrost w ostatnich latach odnotował sektor transportowy, stanowiąc 15% całości emisji w 2008 r. Udział sektora produkcji wniósł 13% całości emisji w 2008 r.

Wykres 9. Emisje CO₂ według sektorów*, 1973–2008



* Oszacowane na podstawie IPCC Sectoral Approach.

** Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje emisje z sektora usług handlowych i publicznych, rolnictwa/leśnictwa i rybołówstwa.

Źródło: *CO₂ Emissions from Fuel Combustion*, IEA/OECD, Paris, 2009.

Prognozy emisji

Polski Piąty Raport Rządowy dla Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) zawiera prognozy emisji CO₂ do 2030 r. Zgodnie z tymi szacunkami emisje CO₂ związane ze zużyciem energii mają spaść z poziomu dzisiejszego do 266 Mt CO₂ w 2020 r. W okresie od 2020 r. do 2030 r. emisje mają wzrosnąć o ok. 7% do 286 Mt CO₂ (Tabela 1).

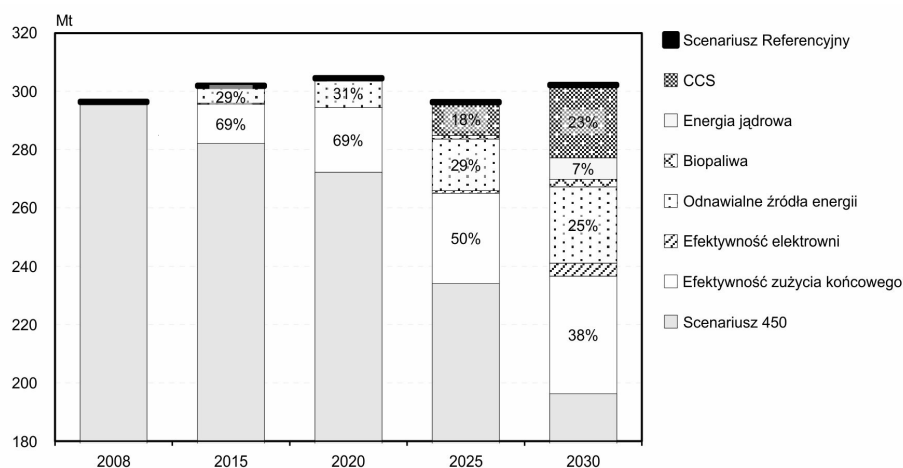
Tabela 1. Prognozowane emisje CO₂ związane z produkcją energii do 2030 r.

Kategoria źródła	Emisje dwutlenku węgla z podziałem na lata (Mt)				
	1988	2007	2015	2020	2030
Spalanie paliw	440,39	302,63	278,85	266,34	286,27
1. Przemysł energetyczny	268,29	181,99	157,36	141,18	149,71
2. Przemysł wytwórczy i budowlany	42,54	34,66	27,69	29,66	33,16
3. Transport	21,85	38,21	42,52	45,46	55,56
4. Pozostałe sektory	107,71	47,76	51,28	50,05	47,84
Lotne emisje z paliw	48,08	198,46	534,94	508,70	429,71
1. Paliwa stałe	2,17	1,57	1,31	1,34	1,48
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	45,91	196,89	533,62	507,35	428,23
Energia całkowita	440,44	302,82	279,38	266,85	286,70

Źródło: Poland's Fifth National Communication to the UNFCCC, February 2010.

POTENCJAŁ OBNIŻENIA EMISJI CO₂

W maju 2010 r. Biuro Głównego Ekonomisty MAE w swoim dokumencie roboczym¹² dokonało analizy scenariuszy rynku energii i emisji CO₂ dla Polski do 2030 r., które zostały bardziej szczegółowo omówione w Rozdziale 2.

Wykres 10. Obniżenie emisji CO₂ pochodzącej ze spalania paliw dla Polski według typów, 2008–2030

Źródło: Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland, IEA working paper, Paris, 2010.

Analiza ta obejmuje Scenariusz Referencyjny do 2030 r., jak też Scenariusz 450, odzwierciedlający starania na rzecz wprowadzenia globalnej emisji gazów cieplarnianych na ścieżkę stabilizacji 450 cząsteczek na milion ekwiwalentu CO₂. W Scenariuszu Referencyjnym polskie emisje CO₂ związane z zużyciem energii nieznacznie wzrastają

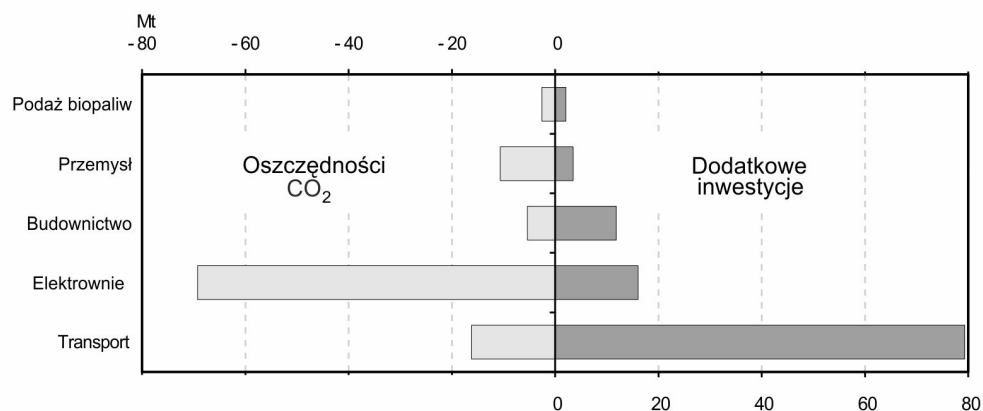
¹² Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland, IEA working paper, Paris, 2010.

w stosunku do poziomu z 2008 r. by osiągnąć 302 Mt CO₂ w 2030 r. W Scenariuszu 450, biorąc pod uwagę dodatkowe środki ograniczania emisji ponad te już wdrożone¹³, spadek emisji CO₂ związany ze zużyciem energii wyniesie 35% do 2030 r. w porównaniu do Scenariusza Referencyjnego, z emisjami na poziomie 196 Mt CO₂ w owym roku. Szacuje się, że największe możliwości ograniczenia emisji w Scenariuszu 450 do 2030 r. znajdują się w efektywności energetycznej zużycia końcowego, a następnie odpowiednio źródłom odnawialnym, wychwytywaniu i składowaniu CO₂ (CCS) oraz energii jądrowej (patrz Wykres 10).

POTRZEBY INWESTYCYJNE

Redukcja 106 Mt emisji CO₂ pochodzących ze spalania paliw do 2030 r. wskazana w Scenariuszu Referencyjnym wymaga dodatkowych skumulowanych inwestycji w łącznej wysokości 113 mld EUR (489 mld PLN) w latach 2010-2030; 70% lub 79 mld EUR (342 mld PLN) tych dodatkowych inwestycji jest wymagane w sektorze transportowym, głównie poprzez nabywanie pojazdów o bardziej efektywnym spalaniu i napędzie hybrydowym. Kolejne kwoty są potrzebne dla elektrowni (16 mld EUR lub 69 mld PLN) i sektora budynków (12 mld EUR lub 52 mld PLN), a pozostała inwestycje dodatkowe wymagane są dla przemysłu i sektora biopaliw.

Wykres 11. Łączny wzrost inwestycji i oszczędności CO₂ w poszczególnych sektorach w Scenariuszu 450 w odniesieniu do Scenariusza Referencyjnego, 2010–2030



Źródło: "Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland", IEA working paper, Paris, 2010.

Dwie trzecie tych inwestycji będzie potrzebnych w latach 2021–2030, kiedy nastąpi większość redukcji CO₂. Do 2030 r. roczny wzrost inwestycji osiągnie 1,2% spodziewanego PKB lub 8,9 mld EUR (38,5 mld PLN). Koszt dodatkowych inwestycji jest pokrywany przez zyski gospodarcze, z obszaru ochrony zdrowia i wynikające z bezpieczeństwa energetycznego. Istotnym jest fakt, że rachunki za energię dla przemysłu, budownictwa i transportu są niższe o 132 mld EUR (572 mld PLN) niż w Scenariuszu Referencyjnym, wpływając na znaczną redukcję wydatków na import ropy i gazu.

¹³ Strategie przyjęte w tym kontekście są spójne z przyjętymi do wdrożenia przez Unię Europejską w *World Energy Outlook 2009*.

ROLA SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Oba scenariusze MAE podkreślają wysokie potrzeby inwestycyjne polskiego sektora energii elektrycznej, który charakteryzuje się starzejącą się infrastrukturą. Jak to omówiono w Rozdziale 5, prawie połowa dzisiejszych jednostek produkcyjnych ma ponad 30 lat, starzeją się również sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Stanowi to średnio i długookresowe wyzwania w zakresie nowych potrzeb inwestycyjnych, ale także możliwości redukcji intensywności emisji CO₂ jednostek generacji energii elektrycznej. Inwestycje poczynione w sektorze wytwórczym energii elektrycznej dzisiaj zamkną możliwość kolejnych inwestycji na wiele lat, więc wybór technologii zdeterminuje koszty i zakres ograniczenia emisji CO₂ w długim okresie. W przypadku zastąpienia zamykanych kopalni węglowych nowymi, bardziej wydajnymi, intensywność emisji w pewien sposób się zmniejszy ze względu na poprawę efektywności, niemniej pozostanie na względnie wysokim poziomie. Jeżeli jednak nowe inwestycje zostaną przekierowane na technologie niskoemisyjne, takie jak energia jądrowa, źródła odnawialne oraz pewnym stopniu, gaz ziemny, to poziom emisji CO₂ w sektorze wytwórczym energii elektrycznej może ulec znacznemu zmniejszeniu.

CELE I ZADANIA

Polska jest sygnatariuszem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) oraz stroną Protokołu z Kioto. Ma swój indywidualny cel w zredukowaniu emisji gazów cieplarnianych do średniego poziomu 6% poniżej wartości z 1988 r. w latach 2008–2012. Polska nie jest stroną EU Burden-Sharing Agreement dotyczącego zobowiązania w pierwszym okresie w ramach Protokołu z Kioto. Jak wiele innych gospodarek przejściowych, Polska osiągnęła redukcje emisji przekraczając wyznaczony cel. W 2007 r., całkowita emisja gazów cieplarnianych, wyłączając LULUCF, wyniosła 30% poniżej poziomu roku bazowego. Dzięki temu Polska dysponuje nadmiarem Jednostek Przyznanej Emisji (AAU) na ok. 500 mln ton ekwiwalentu CO₂, co stanowi trzecią co do wielkości ilość, tuż po Rosji i Ukrainie. Oczekuje się, że Polska nadal będzie powyżej celu Protokołu z Kioto do 2012 r.

Jako kraj członkowski UE, Polska bierze udział w Europejskim Systemie Handlu Emisjami (EU ETS) i musi przestrzegać pakietu energetyczno-klimatycznego UE. Pakiet został przyjęty przez Parlament Europejski i Radę w grudniu 2008 r. i stał się obowiązującym prawem w czerwcu 2009 r. jako zintegrowane podejście do polityki energetyczno-klimatycznej, zmierzającej do jak najbardziej opłacalnych rozwiązań dla złagodzenia zmian klimatu i wzrostu bezpieczeństwa energetycznego UE. Pakiet energetyczno-klimatyczny wyznacza tzw. cele „20–20–20” dla całej UE zakładające: redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20% (lub nawet o 30% jeżeli inne rozwinięte kraje zobowiążą się do podobnych kroków w ramach nowego porozumienia międzynarodowych dotyczącego zmian klimatu), wzrost udziału źródeł odnawialnych w podaży energii o 20% oraz zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 r. Powyższe przekłada się na następujące cele Polski:

- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w sektorach nie objętych przez System Handlu Emisjami UE do 14% powyżej poziomu z 2005 r.;
- zredukowanie zużycia energii o 20% poniżej prognozowanego poziomu na 2020 r.;
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 15% w finalnym zużyciu energii ogółem.

Oprócz tego potrójnego celu, pakiet energetyczny i klimatyczny UE zakłada rewizję i wzmocnienie ram prawnych Systemu Handlu Emisjami UE, w celu promocji rozwoju bezpiecznego wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS).

STRATEGIE DZIAŁANIA I ŚRODKI

INSTYTUCJE

Ministerstwo Środowiska odpowiada za realizację zadań wynikających z UNFCCC i Protokołu z Kioto. Ministerstwo koordynuje działania z zakresu ochrony środowiska, włączając w to sprawy związane ze zmianami klimatycznymi i mechanizmami handlu emisjami. Odpowiedzialność ministerstwa obejmuje również takie aspekty środowiskowe jak jakość powietrza (patrz Ramka 1). Działający w strukturze Ministerstwa Środowiska, **Departament Zmian Klimatu i Ochrony Atmosfery** dokonuje ewaluacji polityk i programów klimatycznych, przygotowuje reguły handlu emisjami i Projekty Wspólnych Wdrożeń (Joint Implementation JI) oraz przygotowuje zasady alokacji zezwoleń na emisję. **Ministerstwo Gospodarki** wspiera Ministerstwo Środowiska w realizacji polityki klimatycznej i związanych z tym zadań wynikających z UNFCCC dla sektorów energii elektrycznej, ciepłownictwa i przemysłu. Ponadto **Ministerstwo Infrastruktury** odpowiada za polityki dotyczące klimatu i środowiska w obszarach powiązanych z sektorem transportowym i budowlanym.

Istnieje szereg agencji rządowych podlegających nadzorowi Ministerstwa Środowiska, które są bezpośrednio zaangażowane w rozwój i wdrażanie polityk klimatycznych. **Instytut Ochrony Środowiska** jest odpowiedzialny za zadania administracyjne i techniczne, wynikające z UNFCCC. Instytut ten nadzoruje działanie Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE) oraz Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) a także, poza innymi zadaniami, prowadzi krajowy rachunek inwentaryzacyjny emisji gazów cieplarnianych i krajowy rejestr jednostek Kioto.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) finansuje zadania związane z ochroną środowiska. Jest to jednostka operacyjna Systemu Zielonych Inwestycji (GIS) w Polsce. Rozdział 2 zawiera dalsze szczegóły dotyczące Funduszu oraz innych instytucji zaangażowanych w zmiany klimatyczne i politykę środowiskową.

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (PEP 2030) określa główne cele i środki zmniejszające wpływ na środowisko sektora elektroenergetyki, podniesienie efektywności energetycznej, wprowadzenie energii jądrowej oraz rozwój energii ze źródeł odnawialnych i biopaliw. Dla sektora elektroenergetyki dokument określa całociowy cel redukcji intensywności emisji CO₂ w produkcji energii elektrycznej z poziomu 2007 r. w wysokości 0,95 t CO₂/MWh do 0,70 t CO₂/MWh do 2030 r. Dla porównania, średnia intensywność emisji CO₂ w państwach UE/MAE wynosi 0,45 t CO₂/MWh. *PEP 2030* w dalszej części odnosi się do zobowiązań w nowej dyrektywie UE dotyczącej Systemu Handlu Emisjami i przedstawia listę różnych środków potrzebnych do spełnienia tych zobowiązań. Środki te zawierają sporządzenie planu redukcji CO₂ dla obiektów, którym przyznawane są bezpłatne pozwolenia emisyjne w latach 2014–2019, rozwijanie planów inwestycyjnych wspomagających redukcję emisji CO₂ w sektorze wytwarzania energii elektrycznej oraz użycie przychodu z aukcji

pozwoleń na emisje do wsparcia działań zmniejszających emisje gazów cieplarnianych. *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.* wyznacza także strategię rozpoczęcia wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS), obejmującą wprowadzanie standardów gotowości CCS w nowych elektrowniach, aktywny udział w inicjatywie KE zbudowania w Polsce dużych obiektów demonstracyjnych CCS oraz intensyfikację badań i rozwoju technologii CCS. Inne środki zawarte w *PEP 2030* obejmują promowanie wysokowydajnych zamkniętych cykli chłodzenia w elektrowniach oraz w elektrociepłowniach, jak też zwiększenie zużycia węgla odpadowego w przemyśle.

Ramka 1. Jakość powietrza

W 1988 r. zanieczyszczenie powietrza w Polsce było jednym z najwyższych w Europie. Znaczący postęp zanotowano w latach 1990–2007, z redukcją o 65% tlenków siarki (SO_x), o 65% tlenku węgla (CO) i o 31% tlenków azotu (NO_x). W zakresie cząstek stałych w okresie od 2000 do 2007 r. emisje spadły o 4% i 5% dla – odpowiednio – PM₁₀ i PM_{2,5}¹⁴.

W Polsce zagadnieniem jakości powietrza zajmuje się Ministerstwo Środowiska, które normuje poziom następujących substancji: benzenu, tlenków azotu, dwutlenku siarki, cząstek stałych i tlenku węgla. Polska średnia koncentracja tych substancji mieści się w standardach UE za wyjątkiem cząstek stałych PM₁₀. Na obszarach gdzie przekraczane są wartości graniczne rozwijane są programy ochrony powietrza.

W Polsce jest obecnie 69 wdrożonych programów ochrony powietrza. Zagadnieniami ochrony powietrza, które muszą zostać podjęte, jest spalanie substancji niekoonwencjonalnych w celach grzewczych na obszarach wiejskich oraz zanieczyszczenie powietrza przez górnictwo i przemysł węglowy.

ISTNIEJĄCE POLITYKI

Podejmując wysiłki dla spełnienia zobowiązań wynikających z ustawodawstwa UE, Polska wdrożyła szereg sektorowych i międzysektorowych polityk. Istniejące polityki energetyczne rządu mające bezpośredni lub pośredni wpływ na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych obejmują:

- systemy zbywalnych certyfikatów promujących energię odnawialną i kogenerację.
- długoterminowy program promocji biopaliw, zawierający zwolnienie z podatku akcyzowego, ulgi w podatku dochodowym CIT, wspieranie upraw roślin energetycznych, wsparcie inwestycyjne, obniżenie opłat ekologicznych i preferencyjne traktowanie pojazdów napędzanych biopaliwem;
- zwolnienie z podatku akcyzowego, obniżona opłata za podłączenie do sieci oraz obowiązek nabycia energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych;
- plan działań dla efektywności energetycznej wraz z systemem ewaluacji energetycznej budynków, fundusz termomodernizacyjny, program oszczędnego zużycia energii w sektorze publicznym, promocja przedsiębiorstw usług energetycznych (ESCO) i promocja zrównoważonych systemów transportowych;

¹⁴ European Community Emission Inventory Report 1990–2007 under the UNECE Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution (LRTAP), European Environment Agency, 2009. Europejska Agencja Środowiska (EEA) dla emisji cząstek stałych PM₁₀ i PM_{2,5} zgromadziła dane jedynie dla lat 2000–2007.

- bezpośrednie wsparcie inwestycyjne dla energii ze źródeł odnawialnych, wysokowydajnych obiektów kogeneracyjnych i efektywności energetycznej (przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej).

Polityki i środki wspierające odnawialne źródła energii oraz ich środki omawiane są w Rozdziale 9, a polityki efektywności energetycznej w Rozdziale 4.

Rząd pracuje obecnie także nad nową narodową strategią redukcji emisji gazów cieplarnianych, mającą zastąpić pochodzący z 2003 r. dokument w sprawie polityki klimatycznej (*Polityka Klimatyczna: Strategie Redukcji Emisji Gazów Cieplarnianych dla Polski do 2020 r.*) i uzupełnić ostatnią *PEP 2030*.

SYSTEM HANDLU EMISJAMI UE (EU ETS)

EU ETS ustanowiony w 2003 r. Dyrektywą 2003/87/EC jest obowiązkowym systemem ogranicz-i-handlu (cap-and-trade) obejmującym emisje CO₂ z instalacji w dziewięciu energochłonnych sektorach: instalacjach spalania, procesach rafineryjnych, piecach koksowych, rudach metali, stali, cementu, szkła, ceramicznym oraz celulozy i papieru. EU-ETS został zainicjowany w 2005 r., a pierwszy okres zobowiązań trwał do końca 2007 r. Druga faza obejmuje lata 2008–2012. Instalacje w ramach EU-ETS mogą spełnić swoje zobowiązania zarówno poprzez wprowadzanie środków redukcji emisji na własną rękę, poprzez nabywanie uprawnień emisyjnych od innych instalacji objętych systemem EU-ETS, lub poprzez nabywanie punktów kredytowych elastycznego mechanizmu Protokołu z Kioto (mechanizm wspólnych wdrożeń lub czystego rozwoju).

W ciągu ostatnich kilku lat Polska toczyła spór prawny z Komisją Europejską dotyczący Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (NAP), związanego ze zobowiązaniami drugiego okresu 2008–2012. Spór ten został rozstrzygnięty w kwietniu 2010 r., gdy Polska po anulowaniu przez Sąd Pierwszej Instancji pierwszej decyzji Unii Europejskiej w sprawie NAP, zgłosiła nowy NAP z ilością uprawnień zgodną z pierwotną decyzją KE. Na lata 2008–2012 Polska może rozdzielić 208,5 Mt CO₂ uprawnień rocznie dla ok. 900 instalacji znajdujących się w systemie EU-ETS. Te uprawnienia można zestawiać z emisjami z sektorów objętych EU-ETS w Polsce na poziomie ok. 204 Mt CO₂ i 191 Mt CO₂ odpowiednio w 2008 i 2009 r. Całkowite emisje Polski w sektorach objętych EU-ETS sięgają ok. 64% całości emisji CO₂ kraju.

Od 2013 r. zostaną wprowadzone nowe zasady systemu handlu emisjami EU-ETS. Przykładowo, wszystkie uprawnienia dla sektora energii elektrycznej będą musiały być wystawiane na aukcje, podczas gdy przemysł wytwórczy może wciąż otrzymywać część swoich pozwoleń za darmo na podstawie surowych progów obowiązujących w całej UE. Jednak niektóre kraje, w tym Polska, będą dysponować czasowymi zwolnieniami od obowiązku aukcyjnego w sektorze energii elektrycznej. Zakładając, że takie odstępstwo zostanie zaakceptowane, w 2013 r. Polska będzie mogła alokować do 70% uprawnień dla producentów energii za darmo. W latach 2014–2019 ilość darmowych uprawnień stopniowo będzie spadać, w zależności od decyzji rządu. Celem jest stopniowe podnoszenie ilości bezpłatnych uprawnień wystawianych na aukcjach, tak aby wprowadzić pełną aukcyjność w 2020 r., w celu zminimalizowania wzrostu cen energii elektrycznej związanego z kosztami CO₂ ujętymi w cenie energii elektrycznej. Ten przejściowy okres stwarza również możliwość weryfikacji użycia na szeroką skalę technologii handlowych CCS. Polska negocjuje obecnie z Komisją Europejską możliwość wprowadzenia krajowego systemu kryteriów, opartego na najefektywniejszych instalacjach dla danego paliwa, w celu określenia darmowego rozdziału uprawnień dla sektora elektroenergetycznego po 2013 r.

KRAJOWE ŚRODKI POZA SYSTEMEM EU-ETS

Ważnymi sektorami będącymi poza EU-ETS w zakresie łagodzenia potencjału emisji gazów cieplarnianych są budownictwo i transport. Istnieją pewne środki mogące poprawić efektywność energetyczną sektora budowlanego, włączając system oceny energetycznej budynków, fundusz termomodernizacyjny, promocję produktów energooszczędnych i rozwijanie systemów zarządzania energią i systemów audytu energetycznego dla przemysłu. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej finansuje także projekty z zakresu efektywności energetycznej w technologiach grzewczych (pompy ciepła) i modernizacji istniejących sieci przesyłu ciepła. Wybiegając w przyszłość, *PEP 2030* określa różne środki mające podnieść efektywność energetyczną budynków. Dodatkowo, projekt ustawy o efektywności energetycznej proponuje wprowadzenie systemu „białych certyfikatów” dla zachęcenia do realizacji inwestycji efektywnościowych. Jak pokazuje Wykres 10, istnieje znaczący potencjał dla poprawy efektywności energetycznej zużycia końcowego, przy czym poprawa tej efektywności w sektorze budowlanym przedstawia sporą część tego potencjału.

Sektor stawiający duże wyzwania to sektor transportowy. Udział właścicieli lekkich pojazdów użytkowych w Polsce wzrósł od nieco poniżej 200 pojazdów na tysiąc mieszkańców w 2003 r. do ponad 400 w 2009 r. W wyniku tego, sektor transportowy stanowił prawie trzy czwarte wzrostu całkowitej konsumpcji energii końcowej w ciągu ostatnich siedmiu lat oraz stał się drugim co do wielkości sektorem emisji CO₂ w 2008 r. Co więcej, obecnie 95% popytu na energię w transporcie w Polsce przypada na sektor transportu drogowego, w porównaniu z poziomem 70% w 1980 r. Bez żadnych dalszych środków politycznych, jest spodziewany wzrost popytu na energię w sektorze transportowym o przeszło 60% do 2030 r. w porównaniu z poziomem z 2008 r.¹⁵ Liczby te podkreślają wagę i wyzwania związane z redukcją emisji CO₂ w tym sektorze. Pomijając polityki promujące biopaliwa oraz promocję systemów zrównoważonego zarządzania transportem, istnieją jedynie ograniczone strategie podejmujące szybko rosnący poziom emisji w sektorze transportowym. Polska podlega nowym przepisom Komisji Europejskiej w zakresie standardów dotyczących nowych samochodów osobowych¹⁶, które ograniczają emisję CO₂ dla nowych pojazdów zarejestrowanych do 2020 r. *PEP 2030* określa środki dla dalszej promocji biopaliw, nie wskazuje jednak innych środków mogących podnieść efektywność i zredukować emisje w sektorze transportowym.

SYSTEM ZIELONYCH INWESTYCJI I PROJEKTY WSPÓLNYCH WDROŻEŃ

Jak już wyżej wskazano, Polska spodziewa się nadwyżki jednostek emisji (AAU) w ilości ok. 500 mln ton ekwiwalentu CO₂ w lata 2008-2012. Polska stworzyła ramy, znane jako System Zielonych Inwestycji (GIS), dla inwestowania przychodów ze sprzedaży jednostek emisji w działania ograniczające emisję gazów cieplarnianych. Przychody te uzupełniane są środkami z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, będącego także jednostką zarządzającą GIS. Wśród typów programów i projektów finansowanych poprzez GIS są działania wspierające efektywność energetyczną w różnych sektorach, projekty w zakresie substytucji paliw (fuel switching), rozwijające OZE i redukujące emisję metanu. Pierwszy kontrakt handlowy na sprzedaż jednostek emisji poprzez GIS na kwotę 25 mln EUR (108 mln PLN) został podpisany z Hiszpanią

¹⁵ MAE, 2010.

¹⁶ EC No 443/2009.

w listopadzie 2009 r. Późniejsze umowy zostały podpisane z firmami japońskimi na kwotę 42 mln EUR (182 mln PLN) i Irlandią na 15 mln EUR (65 mln PLN).

Do czerwca 2010 r., zatwierdzono 14 wspólnych projektów wdrożeniowych (JI) w Polsce, które przedstawiają łączną oczekiwaną redukcję emisji o ok. 11 Mt CO₂eq. Zależnie od rozwoju rynku jednostek emisji CO₂ w przyszłości oraz kategoriowości celów klimatycznych dla Polski po 2012 r., może być znaczący potencjał rozwoju projektów JI także w przyszłości. Projekty JI mogą być używane do gromadzenia funduszy wspierających wdrażanie programów ograniczających emisję gazów cieplarnianych.

WNIOSKI

Całkowita emisja gazów cieplarnianych Polski oraz innych zanieczyszczeń powietrza z sektora energetycznego zmniejszyła się od 1989 r., choć intensywność emisji na jednostkę produkcji pozostaje wysoka. W wyniku transformacji politycznej i gospodarczej mającej miejsce od 1990 r., krajowa emisja gazów cieplarnianych jest o wiele niższa, niż docelowa dla Polski według Protokołu z Kioto, dając państwu znaczący nadwyżkę zbywalnych uprawnień emisyjnych. Te redukcje emisji zostały osiągnięte w znacznym stopniu poprzez restrukturyzację przemysłu i podniesienie efektywności energetycznej. Rząd polski jest chwalony za reinwestowanie zysków pochodzących z realizacji projektów elastycznych mechanizmów Protokołu z Kioto w projekty Systemu Zielonych Inwestycji nakierowanych na dalsze redukcje emisji.

PEP 2030 nakreśla ambitne cele związane z efektywnością energetyczną i obniżeniem emisji gazów cieplarnianych. Polska przyjęła rozwiązania rynkowe (zbywalne certyfikaty), wprowadzające systemy zachęt dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i kogeneracji i rozwija podobne metody wsparcia w obszarze efektywności energetycznej. Istnieje także strategia zwiększenia produkcji i zużycia zarówno biopaliw jak i biomasy, jak też czynione są wysiłki w celu podniesienia efektywności energetycznej i ustanowienia standardów energetycznych dla budynków. Jednak *PEP 2030* wydaje się kłaść większy nacisk na bezpieczeństwo energetyczne niż na zrównoważenie środowiska i zmiany klimatyczne. Zaktualizowana wersja polityki klimatycznej z 2003 r., uwzględniająca ostatnie zobowiązania UE w zakresie energii i klimatu, pomogłaby włączyć politykę klimatyczną w szerszy obraz polityki energetycznej ujętej w *PEP 2030*. Integracja polityki klimatycznej i energetycznej ułatwia projektowanie całościowych polityk nakierowanych na osiągnięcie podwójnego celu bezpieczeństwa energetycznego i zrównoważonego środowiska oraz uniknięcie konfliktów i/lub nakładania się na siebie poszczególnych polityk. Co więcej, efektywne podjęcie zagadnień emisji GHG wymaga fundamentalnych zmian w systemie energetycznym, które mogą mieć miejsce tylko w sytuacji zintegrowanej polityki energetycznej i klimatycznej.

W polskim Piątym Raplocie Rządowym dla UNFCCC (*Fifth National Communication to the UNFCCC*) prognozuje się, że emisje CO₂ związane ze zużyciem energii spadną do 2020 r. nieznacznie z obecnego poziomu, międzywale potem między 2020 a 2030 r. wzrosną. Chociaż Polska może być w stanie stopniowo wprowadzić system aukcji dla sprzedaży uprawnień w trzeciej fazie EU-ETS między 2013 r. a 2020 r., to osiągnięcie docelowej emisji na 2020 r. w sektorach objętych EU-ETS, jak i poza nim, może okazać się niełatwym wyzwaniem. Całkowity cel UE na 2020 r. może również ulec zmianie i zatrzymać się na poziomie 30%; dyskutowane są także głębsze cięcia emisji w UE

w perspektywie do 2050 r. Jest zatem możliwe, że przewidziane trendy emisyjne będą w rozbieżności z możliwymi, przyszłymi zobowiązaniami dotyczącymi obniżenia emisji, w szczególności w dłuższej perspektywie, poza 2030 r.

Uzupełnienie tego obrazu stanowią starzejące się elektrownie i wynikające z tego faktu potrzeby inwestycyjne w najbliższej przyszłości. Zważywszy na to widać jasno, że decyzje inwestycyjne jakie zostaną podjęte w najbliższej dekadzie mogą wyznaczyć wyzwania emisyjne i koszty dla Polski na długi czas w przyszłości. Szczególnie dotyczy to sektora wytwarzania energii elektrycznej, gdzie ryzyko zamknięcia technologicznego jest największe. Jest zatem istotne aby zapewnić przedsiębiorstwom sektora energetycznego zachęty do długoterminowego inwestowania w niskoemisyjne moce wytwórcze. Jednym ze sposobów mogłoby być przetransponowanie celów i aspiracji określonych w *PEP 2030* jako obowiązujących wymogów, co będzie sygnałem dla sektora energii, że cele polityki energetycznej zostaną wdrożone.

Polska posiada znaczny potencjał efektywności energetycznej. Zważywszy na wielorakie korzyści efektywności energetycznej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, emisji gazów cieplarnianych i często niskie bądź ujemne koszty tych działań, uwolnienie potencjału efektywnościowego powinno stać się priorytetem. Bez czerpania korzyści z efektywności energetycznej koszty redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wzrosną. Punktem wyjścia mogłaby być identyfikacja głównych ekonomicznych i pozaekonomicznych przeszkód dla wdrożenia projektów z zakresu efektywności energetycznej. Opierając się na tym, cele i zaproponowane środki polityki energetycznej powinny być zaadaptowane do szczegółowych i wymiernych posunięć dla każdego z sektorów.

Jako że węgiel wydaje się pozostawać ważnym źródłem energii, Polska powinna kontynuować pozyskiwanie czystych technologii węglowych, jak wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS), dla realizacji przyszłych zobowiązań związanych z ograniczeniami emisji gazów cieplarnianych. Podczas gdy opłacalność ekonomiczna CCS jest niepewna na tym etapie, ważnym będzie kontynuowanie badań i prac pilotażowych w tym zakresie. Planowane projekty demonstracyjne wspierane przez UE stanowią ważny, pierwszy krok w tym kontekście. Ważna będzie także jak najszybsza transpozycja dyrektyw UE dotyczących CCS do polskiego systemu prawnego. Pomoże to zapewnić klarowność dla inwestorów sektora wytwarzania energii elektrycznej.

Polska ma określony cel na 2020 r. pozwalający na 14% wzrost emisji gazów cieplarnianych w sektorach poza EU-ETS. Cel ten może być trudny do osiągnięcia. Ostatnie tendencje i potencjalny wzrost emisji w sektorze transportowym czynią to szczególnie trudnym wyzwaniem. Dlatego dla każdego z tych sektorów jest wymagany szczegółowy plan działań i celów tymczasowych. Bez zajęcia się problemem rosnących emisji w sektorze transportowym, krajowi będzie bardzo trudno wykonać swoje zobowiązania wobec UE w sektorach nie objętych systemem EU-ETS.

Scenariusz Referencyjny i Scenariusz 450 Międzynarodowej Agencji Energetycznej prowadzą do jednego zasadniczego wniosku, że Polska, podobnie jak inne państwa musi podjąć kluczowe decyzje w sektorze energetycznym, w celu osiągnięcia globalnej, długoterminowej stabilizacji koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie 450 cząsteczek na milion ekwiwalentu CO₂, odpowiadającego globalnemu wzrostowi temperatury o ok. 2°C. Osiągnięcie tego celu będzie wymagać innowacyjnych polityk, właściwych ram prawnych, szybkiego rozwoju globalnego rynku emisji oraz zwiększonych inwestycji w badania, rozwój i demonstracje. Efektywność energetyczna jest kluczowym instrumentem redukcji emisji CO₂ przez Polskę, szczególnie w krótkim- i średnim okresie.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Wypracować zintegrowane podejście do polityk energetycznej i klimatycznej.*
- Uczynić z efektywności energetycznej ważny element całościowej polityki energetycznej i klimatycznej.*
- Uwzględnić długoterminowe implikacje decyzji inwestycyjnych podejmowanych w sektorze energetycznym w ciągu kilku następnych lat ze względu na fakt, że polskie zobowiązania w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych po 2020 r. staną się bardziej dotkliwe.*

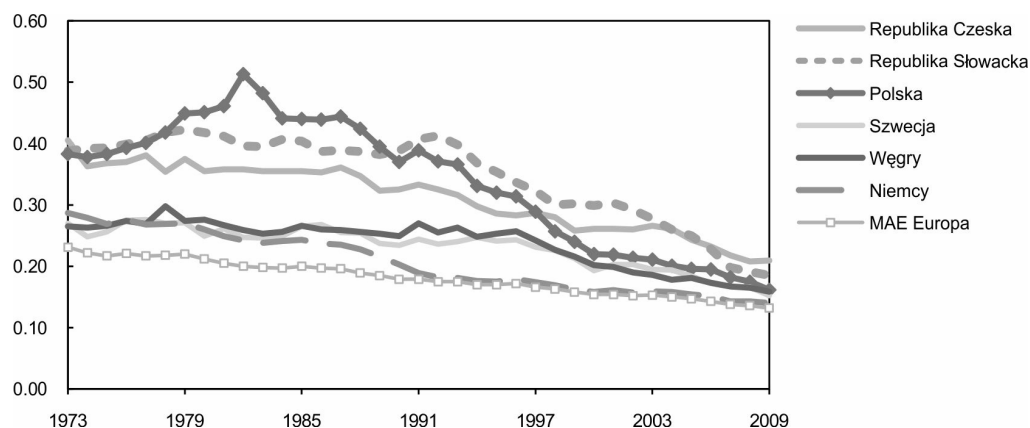
4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

ENERGOCHŁONNOŚĆ ENERGETYCZNA

Energochłonność polskiej gospodarki¹⁷ uległa znacznej poprawie od początku lat dziewięćdziesiątych, będąc wówczas dwukrotnie większą od średniej europejskich państw MAE. Wraz z odejściem Polski od gospodarki centralnie planowanej, energochłonność polepszyła się o 40% w latach 1990–2000. Po upływie ośmiu lat od 2000 r. tempo spadku energochłonności wynosiło średnio 3% rocznie, co oznaczało zwolnienie tempa o 5% w porównaniu z poprzednią dekadą, jednakże trend w kierunku zbieżności z poziomem energochłonności w Unii Europejskiej i OECD jest zachowany. W 2008 r. energochłonność w Polsce była o 30% wyższa niż średnia wśród europejskich państw MAE. Według wstępnych danych, w 2009 r. uległa ona znacznemu spadkowi do poziomu wyższego od średniej dla europejskich państw MAE o jedynie 22,5%.

Wykres 12. Energochłonność w Polsce i w wybranych państwach MAE, 1973–2008*

(toe na tysiąc USD w cenach i parytetach siły nabywczej z 2000 r.)



* Dane szacunkowe dla 2009 r.

Źródła: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 i *National Accounts of OECD Countries*, OECD Paris, 2010.

¹⁷ TPES (Całkowita Podaż Energii Pierwotnej) na jednostkę PKB (wyrażona w wartościach USD z 2008 r. przy rynkowym kursie wymiany)

RAMY POLITYCZNE

CELE I KIERUNKI DZIAŁANIA

Dyrektywa UE w sprawie efektywności zużycia końcowego energii i usług energetycznych (2006/32/EC) wyznacza cel wskaźnikowy dla Polski zakładający osiągnięcie 9% oszczędności energii¹⁸ do 2016 r. w sektorach nie objętych Europejskim Systemem Handlu Emisjami EU-ETS. W celu spełnienia wymogów dyrektywy, Ministerstwo Gospodarki przygotowało w 2007 r. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP). Ustala on przejściowy cel rządu 2% do osiągnięcia w 2010 r. oraz zakreśla istniejące i planowane środki stymulujące podniesienie poziomu efektywności.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (PEP 2030) wskazuje efektywność energetyczną jako priorytet określając dwa główne cele:

- osiągnięcie zero-energetycznego wzrostu gospodarczego, tj. wzrostu gospodarczego bez dodatkowego zapotrzebowania na energię pierwotną oraz
- redukcję energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15.

RAMY INSTYTUCJONALNE

Ministerstwo Gospodarki odpowiada całościowo za politykę efektywności energetycznej. **Ministerstwo Infrastruktury**, jak też władze lokalne i regionalne, jest odpowiedzialne za sektor transportowy i budowlany. **Ministerstwo Środowiska** zajmuje się polityką klimatyczną oraz gospodarką odpadami przemysłowymi i komunalnymi.

Istnieje pewna liczba instytucji zaangażowanych we wdrażanie polityk efektywności energetycznej, do których należy zaliczyć **Krajową Agencję Poszanowania Energii (KAPE)**, **Narodową Agencję Poszanowania Energii (NAPE)**, **polską Fundację na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii (FEWE)**, **Agencję Rynku Energii (ARE)** oraz **Polsko-Japońskie Centrum Efektywności Energetycznej (PJCEE)**.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i fundusze wojewódzkie udzielają pomocy finansowej dla projektów z dziedziny efektywności energetycznej.

KLUCZOWE KIERUNKI POLITYKI

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. określa efektywność energetyczną jako najwyższy priorytet. Aby osiągnąć główne cele polityki (zeroenergetyczny wzrost gospodarczy oraz redukcja energochłonności do poziomu UE-15), *PEP 2030* zarysowuje szczegółowe działania dla sektora energetycznego (patrz: sekcja Przemysł i Sektor Usług) i przewiduje zwiększenie efektywności wykorzystania energii przez odbiorców końcowych.

PEP 2030 zakłada stworzenie ram prawnych na rzecz efektywności energetycznej. Ministerstwo Gospodarki przygotowało wstępny projekt ustawy o efektywności energetycznej w 2008 r. Projekt ustawy został zatwierdzony przez Radę Ministrów w dniu 12 października 2009 r. a następnie przekazany do Sejmu RP celem podjęcia dalszych prac. W listopadzie 2010 r. w dalszym ciągu był rozpatrywany przez Sejm. Projekt definiuje krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, wskazuje działania zapewniające implementację dyrektyw efektywności energetycznej UE i dalsze

¹⁸ Oszczędność 9% rocznej średniej wielkości końcowego zużycia energii z okresu 2001–2005 do 2016 r. (tj. do 53,452 GWh) zapisana w Krajowym Planie Działań dotyczący efektywności energetycznej przyjętym przez Komitet Europejski Rady Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r., zaakceptowanym przez Komisję Europejską.

wspieranie procesu monitoringu, wdrażania oraz zgodności z wymogami efektywności energetycznej. Jednym z kluczowych środków zaleconych w projekcie ustawy jest system białych certyfikatów (patrz: sekcja Działania Cross-cutting).

PEP 2030 przewiduje wsparcie działań badawczo-rozwojowych w zakresie technologii ograniczających zużycie energii.

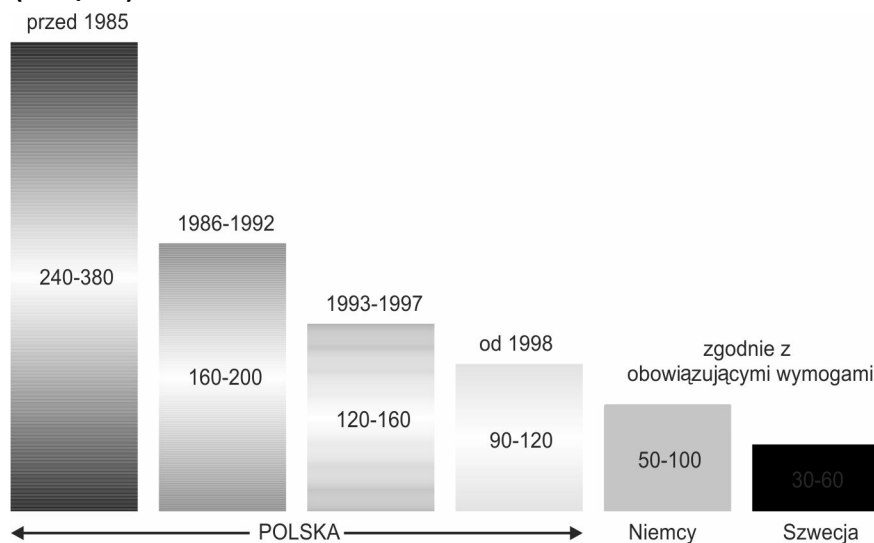
POLITYKI I PLANY DZIAŁAŃ W PODZIALE NA SEKTORY

Wykres 3 w Rozdziale 2 wskazuje, iż do głównych konsumentów energii należą sektory przemysłu, budownictwa i transportu. Polska opracowała odpowiednie polityki i plany działań dotyczące osiągnięcia celów w ww. sektorach oraz liczbę działań o charakterze cross-cutting (wdrażających plan i cele poboczne).

Trendy

Popyt na energię w sektorze budownictwa (obejmujący popyt sektora mieszkaniowego i usług) wyniósł 30 Mtoe w 2009 r., co sprawia, iż jest on największym końcowym użytkownikiem energii, którego udział w zużyciu wynosi ok. 45%. Popyt sektora budownictwa wyprzedził popyt sektora przemysłu we wczesnych latach osiemdziesiątych i osiągnął swój szczyt rzędu 40 Mtoe w 1987 r. Wówczas, w ciągu kolejnych lat odnotował spadek o 40% do poziomu 27 Mtoe w 2000 r., co było wynikiem wzrostu inwestycji w izolacje termiczne budynków oraz wprowadzenia wydajniejszych systemów grzewczych¹⁹. Od 2000 r. popyt wzrastał średnio o 1,3% rocznie w wyniku zwiększenia zapotrzebowania sektora budownictwa komercyjnego, na który przypadały dwie trzecie wzrostu. Skutkiem tego, do 2009 r., na budynki komercyjne przypadało ok. 30% całkowitego popytu sektora budowlanego.

Wykres 13. Średnie roczne zużycie energii w budownictwie mieszkaniowym (ciepłownictwie) w Polsce, Niemczech i Szwecji (kWh/m²)



Źródło: Ministerstwo Infrastruktury.

¹⁹ Główny Urząd Statystyczny, 2009.

Bilans energetyczny paliw używanych w budownictwie uległ zasadniczym zmianom w ciągu ostatnich dekad, głównie z uwagi na rezygnację z wykorzystania węgla, którego zużycie w latach 1990–2009 spadło o średnio 1%. Niemniej jednak w 2009 r. węgiel wciąż był dominującym paliwem w sektorze budownictwa, a jego udział sięgał 26% końcowego zużycia energii, głównie do podgrzewania wody i centralnego ogrzewania. Na gaz i sieci grzewcze przypadało po 16,5%, energii elektryczną 20%, ropę naftową i źródła odnawialne (głównie biomasa) 20%, a odpady 10%.

Największy udział zużycia energii w budownictwie ma obecnie ciepłownictwo i podgrzewanie wody: 57% i 25% w budownictwie mieszkaniowym oraz 52% i 9% w budownictwie użytkowym²⁰. Pomimo znacznego postępu dokonanego w ostatnich 20 latach, wciąż możliwe jest usprawnienie efektywności energetycznej: budynki nadal charakteryzują się wysokim wskaźnikiem utraty ciepła z uwagi na słabą izolację termiczną, niską wydajność źródeł ciepła, niedobór mierników ciepła w mieszkaniach, co pociąga za sobą brak czynników zachęcających do oszczędzania ciepła. Średnie zużycie energii w polskim budownictwie w ciągu ostatnich lat jest znacznie niższe niż w poprzedzających okresach, wciąż jednak wyższe niż w niektórych państwach Europy Zachodniej, takich jak Niemcy, czy Szwecja (Wykres 13).

Polityki i środki ich wdrażania

Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (2002/91/EC) wyznacza wymogi efektywności energetycznej, które powinny być uwzględnione w przepisach budowlanych, łącznie z minimalnymi standardami jakości i certyfikatami energetycznymi. W celu rozszerzenia zakresu i wzmocnienia oddziaływania dyrektywy z 2002 r. UE przyjęła zmienioną dyrektywę, która weszła w życie w dniu 8 lipca 2010 r. Nowa dyrektywa budowlana 2010/31/EC będzie wdrażana stopniowo, przy czym pierwszym terminem transpozycji jest dzień 9 lipca 2012 r. a ostatnim dzień 9 lipca 2013 r. Nowe budynki będą musiały powstawać na zasadzie „zeroenergetycznej” do końca 2020 r., co oznacza zaspokojenie popytu na energię przy użyciu źródeł dostępnych na miejscu. Z kolei nowe budynki użytkowe będą musiały spełniać te wymogi do końca 2018 r. Państwa członkowskie, w tym Polska, powinny określić plany narodowe zakładające wzrost ilości budynków zeroenergetycznych do dnia 30 czerwca 2011 r.

Polska wprowadziła nowe, bardziej rygorystyczne przepisy budowlane w 2008 r. Od stycznia 2009 r. nowopowstałe budynki muszą spełniać wymogi techniczne, zgodnie z którymi instalacje podgrzewania wody, wnętrza, chłodzenia i wentylacji powinny być zaprojektowane i zainstalowane w sposób zapewniający racjonalnie niski poziom zużycia ciepła i energii elektrycznej. Niemniej jednak, nowe budynki stanowią jedynie mały udział w całym sektorze, zatem ich wpływ na podniesienie poziomu efektywności energetycznej jest nadal ograniczony. Zgodnie z prawem, przepisy budowlane muszą również być stosowane w odniesieniu do budynków podlegających generalnym remontom, jednakże nie zawsze ma to odzwierciedlenie w praktyce. Według Programu Działań Wykonawczych na lata 2009–2012 do Polityki Energetycznej Polski do 2030 r., minimalne standardy dotyczące efektywności energetycznej w budownictwie mają być podniesione w latach 2010–2011.

Co więcej, w celu zgodności z dyrektywą UE, do stycznia 2009 r. wszystkie nowopowstałe budynki, budynki podlegające generalnym remontom, sprzedawane bądź wynajmowane

²⁰ Ministerstwo Infrastruktury.

muszą posiadać certyfikat energetyczny. Jednakże certyfikaty energetyczne budynków nie okazały się być decydującym czynnikiem w podejmowaniu decyzji odnośnie nabywania bądź wynajmowania mieszkań. Jakość i rzetelność informacji, które zawierają certyfikaty powinny zostać ulepszone oraz należy zwiększyć świadomość społeczną ich wykorzystywania.

Finansowe wsparcie inwestycji stało się kluczowym elementem stymulującym efektywność energetyczną budynków już istniejących. Fundusz Termomodernizacyjny ustanowiony został w 1998 r. Ustawą o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Prawo określa zasady wsparcia finansowego dla właścicieli lub administratorów budynków, zgodnie z którym przysługuje im premia na spłatę wykorzystanej kwoty kredytu zaciągniętego na przedsięwzięcie termomodernizacyjne wynosząca co najmniej 20%. W latach 1999–2009 dzięki funduszowi zrealizowano ponad 16 000 inwestycji o łącznej wartości ponad 920 mln PLN (212 mln EUR).

TRANSPORT

Trendy

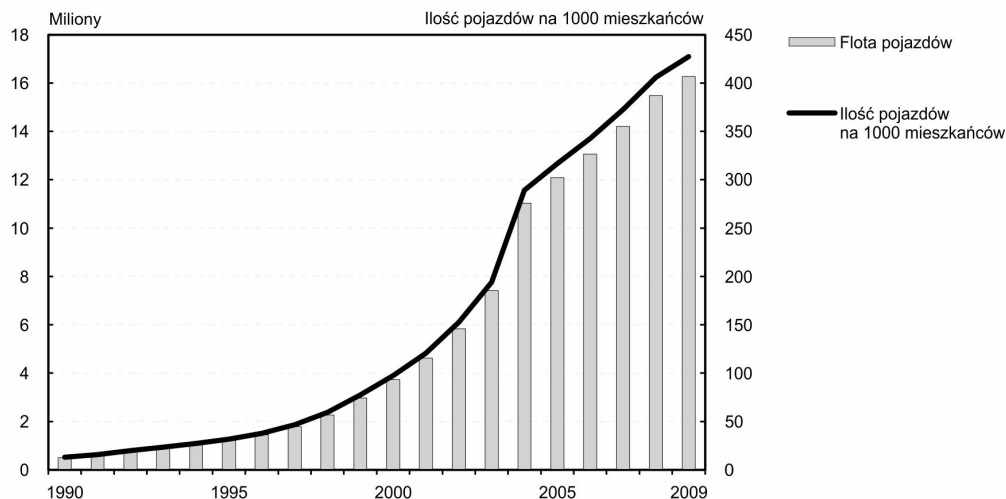
W ciągu kilku ostatnich lat waga sektora transportowego dla polskiej polityki energetycznej znacznie wzrosła. W 2008 r. przy poziomie popytu rządu 16 Mtoe, prawie jedna czwarta całkowitego zużycia energii przypadała na sektor transportowy. Od 2002 r. popyt uległ niemal podwojeniu w wyniku średniego wzrostu rządu 9% rocznie. Na sektor transportowy przypadały prawie trzy czwarte wzrostu końcowego zużycia energii w latach 2002–2009, co napędzane było głównie poprzez wzrost drogowego transportu pasażerskiego i towarowego. W wyniku tego, po raz pierwszy w historii, popyt w transporcie wyprzedził popyt w przemyśle stając się drugim najważniejszym sektorem w całkowitym zużyciu energii w 2008 r.

Wykres 14 ukazuje silny wzrost ilości pojazdów lekkiego transportu pasażerskiego, w szczególności od 2004 r. Wskaźnik własności pojazdów pasażerskich w Polsce w ciągu sześciu lat wzrósł od poniżej 200 pojazdów na tysiąc osób do ok. 430 w 2009 r. Wraz ze zwiększeniem dochodu *per capita*, wzrost ilości pojazdów był spowodowany importem tanich, używanych samochodów. Emisje CO₂, lokalne zanieczyszczenia powietrza oraz bezpieczeństwo energetyczne to obszary, na które negatywnie wpływać może wiek sprowadzanych samochodów oraz w konsekwencji ich wydajność.

W obecnej chwili 95% popytu na energię polskiego sektora transportowego pochodzi z transportu drogowego w porównaniu do 70% w 1980 r. W wyniku przestawienia transportu szynowego na drogowy, na kolej przypada dziś jedynie 3% (mniej niż 0,5 Mtoe) całkowitego popytu na energię w sektorze w 2008 r., czyli ok. dziesięć razy mniej niż w 1980 r. Pozostały popyt na energię w sektorze transportowym konsumowany jest w ramach przesyłu rurociągami, gdyż Polska importuje i jest krajem tranzytowym dla rosyjskiego gazu ziemnego i ropy naftowej, dystrybuując je również wewnątrz kraju. W ostatnich latach (przed kryzysem finansowym) nastąpił znaczący wzrost w transporcie powietrznym: od przystąpienia Polski do Unii Europejskiej w 2004 r., popyt na przeloty międzynarodowe uległ niemal podwojeniu ze względu na

migrację zarobkową i cele turystyczne. Wskaźnik żeglugi morskiej i śródlądowej ustabilizował się na bardzo niskim poziomie, z zaobserwowanym nieznacznym wzrostem w ostatnich kilku latach. Udział transportu publicznego w transporcie lokalnym w większości miast uległ zmniejszeniu.

Wykres 14. Polski lekki transport pasażerski – wskaźnik własności



Źródło: CEPIK, 2010.

Transport drogowy, na który przypada lwią część zapotrzebowania na energię w sektorze był pokrywany przez ropę naftową i biopaliwa na poziomie kolejno 93% i 2,8% całkowitego popytu na energię w transporcie 2009 r. Pozostały popyt zaspokajany jest głównie gazem ziemnym, używanym w sieciach rurociągowych oraz energią elektryczną do napędu lokomotyw.

Polityki i środki realizacji

Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) przyjęty w 2007 r. zawiera środki działania na rzecz sektora transportowego, na które składają się głównie programy finansowane ze środków UE.

W celu podniesienia poziomu efektywności energetycznej w sektorze transportowym, działania podejmowane przez Ministerstwo Infrastruktury skupiają się na: *i)* wdrożeniu systemów zarządzania ruchem drogowym i infrastrukturą transportową oraz *ii)* promocji zrównoważonego systemu transportowego oraz wydajnych metod użytkowania paliw.

Systemy zarządzania ruchem drogowym i infrastruktura transportowa wprowadzane są poprzez następujące środki:

- wspieranie inteligentnych systemów transportowych (140 mln EUR lub 600 mln PLN), w tym działania w następujących obszarach: zarządzanie ruchem drogowym, gromadzenie opłat drogą elektroniczną, zarządzanie flotą pojazdów, zarządzanie kryzysowe, zarządzanie danymi, logistyką, bezpieczeństwem na drogach oraz informacją dla podróżnych;
- podniesienie poziomu wykorzystania transportu kolejowego, zawierające kroki na rzecz wsparcia finansowego z funduszy publicznych w ramach Programu

Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 (4,9 mld EUR lub 21 mld PLN) dla projektów modernizacyjnych i rozszerzających infrastrukturę kolejową;

- promocję transportu międzymodalnego, w tym wsparcie ze środków publicznych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 (111,26 mln EUR lub 482 mln PLN) dla projektów budowy i rozszerzenia infrastruktury wokół kolei lub terminali morskich, czy centrów logistycznych.

Promocja zrównoważonego systemu transportowego (przejście w kierunku modelu mniej zanieczyszczającego środowisko) i wydajne zużycie paliwa jest wdrażane przez następujące działania:

- przygotowanie planów zrównoważonego transportu miejskiego;
- oferowanie alternatywnych środków transportu, integracja transportu publicznego z opcjami typu *park & ride* (układem parkingów na obrzeżach miasta);
- podnoszenie poziomu bezpieczeństwa pieszych i rowerzystów;
- szkolenia kierowców z zakresie jazdy proekologicznej;
- stymulowanie akcji *carpooling* (wzajemnego podwożenia) i stylu życia mniej opartego na transporcie samochodowym;
- promocja kontroli stanu ciśnienia w oponach.

Inne metody używane w Polsce dla stymulowania wyboru środka transportu:

- opodatkowanie paliw (szczegóły w Rozdziale 2: Ogólna Polityka Energetyczna);
- opodatkowanie pojazdów w chwili nabycia;
- obowiązkowe standardy dla pojazdów;
- limity prędkości;
- Informacje/szkolenia.

PRZEMYSŁ I PRZEDSIĘBIORSTWA

Trendy

Od wczesnych lat osiemdziesiątych, przemysł pozostawał największym sektorem o całkowitym zużyciu energii rzędu 40%, zanim został wyprzedzony przez popyt w ramach sektora budownictwa. Poza pewnymi przejściowymi stadiami wzrostu w latach 1998 i 1996, popyt na energię w sektorze przemysłu ulegał spadkowi osiągając historyczne minimum rzędu 18,8 Mtoe w 2002 r. Zmniejszenie popytu na energię było wynikiem spadku produkcji, modernizacji zakładów produkcyjnych oraz stopniowej liberalizacji cen energii.

W 2008 r. 24% całkowitego popytu w sektorze związane było z przemysłem chemicznym i petrochemicznym, 17% z sektorem materiałów niemetalicznych (takich jak cement, szkło i ceramika), 14% z produkcją stali i żeliwa, 8% z produkcją papierniczą i drukarstwem a 37% z innymi sektorami. Polski przemysł przeszedł fundamentalną transformację w zakresie poziomu produktywności, zrównoważenia podsektorowego, procesów prywatyzacyjnych, zamiany zastosowanych paliw (*fuel switching*) i pozbycia się

spuścizny w postaci energochłonnego sprzętu. Tytułem przykładu, wyeliminowana została mokra metoda produkcji w energochłonnym i przestarzałym przemyśle cementowym. Jednakowo, w sektorze hutniczym i odlewniczym, zakłady w których stosowało się nieekonomiczne i energochłonne metody otwartego pieca (proces martenowski) zostały zamknięte do 2002 r.

Bilans paliwowy w przemyśle również ulegał znacznej zmianie podążając za transformacją w sektorze. Popyt na węgiel sięgnął najwyższego poziomu rzędu 12,5 Mtoe w 1996 r. i od tego momentu zmniejszył się o 70% do wielkości 3,7 Mtoe w 2009 r. W rezultacie udział węgla w całkowitym popycie na energię w przemyśle zmniejszył się z 47% w 1996 r. do 20% w 2009 r., a w 2005 r. węgiel stał się drugim w kolejności paliwem wykorzystywanym w przemyśle, ustępując miejsca gazowi ziemnemu.

Na energię elektryczną przypadało 18% całkowitego popytu w przemyśle w 2009 r. przy poziomie 15% w 1996 r.

Udział gazu ziemnego powiększył się od 15% w 1996 r. do 24% w 2009 r. Podczas gdy popyt na energię ciepłą rzędu 1,4 Mtoe w 2009 r. osiągnął 7,6% udział, jej zużycie drastycznie spadło we wczesnych latach dziewięćdziesiątych ze względu na zamianę zastosowanych paliw i od 1996 r. pozostaje na relatywnie niskim poziomie. W okresie gdy konsumpcja ropy naftowej w przemyśle znacznie się zmniejszała ze względu na wzrost notowań surowca, wykorzystanie biomasy i odpadów wzrastało osiągając 1,4 Mtoe w 2009 r.

Polityki i środki realizacji

System Handlu Emisjami UE (EU ETS), omawiany w Rozdziale 3, wywiera pośredni lecz silny wpływ na efektywność energetyczną w przemyśle ciężkim oraz w sektorach elektroenergetyki i ciepłownictwie.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. skupia się głównie na podniesieniu poziomu efektywności energetycznej sektora energetycznego. Wymienia przy tym następujące cele:

- zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych;
- osiągnięcie dwukrotnego wzrostu do 2020 r. produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.;
- zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji, poprzez m.in. modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej;
- Zwiększenie stosunku rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną do maksymalnego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, co pozwala zmniejszyć całkowite koszty zaspokojenia popytu na energię elektryczną.

Dla celu realizacji spójności z Dyrektywą 2004/8/EC w sprawie wspierania kogeneracji, do polskiego Prawa Energetycznego wniesiono poprawki wprowadzające system certyfikatów pochodzenia energii wyprodukowanej poprzez kogenerację (tzw. czerwone

i żółte certyfikaty). *PEP 2030* planuje dalszą stymulację kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia biorąc pod uwagę kogenerację ze źródeł do 1 MW oraz odpowiednią politykę samorządową (więcej szczegółów w Rozdziale 5: Energia elektryczna, Ciepłownictwo i Energia Jądrowa).

Szereg projektów podnoszących wydajność energetyczną w przemyśle było wdrażanych za pomocą wsparcia finansowego z UE i wielostronnych organizacji funduszowych (np. GEF/UNDP). W 2004 r. stworzono Polsko-Japońskie Centrum Efektywności Energetycznej (PJCEE) dla promowania energooszczędnych technologii, świadczenia usług konsultacyjnych sektorowi przemysłu i organizacji szkoleń. PJCEE przeprowadzał, między innymi, audyty energetyczne zakładów przemysłowych oraz rozpowszechniał informacje dotyczące efektywności energetycznej.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przeprowadza wiele działań na rzecz sektora przemysłowego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, szczególnie w osi priorytetowej: „Dostosowywanie przedsiębiorstw do wymogów ochrony środowiska”. W celu realizacji poniższych działań przeznaczono w ramach Programu 90 mln EUR (390 mln PLN), co ma przyczynić się do oszczędności równych 173 000 MWh/rocznie:

- racjonalizacja wykorzystania naturalnych zasobów oraz gospodarki odpadami w przedsiębiorstwach;
- wspieranie przedsiębiorstw we wdrażaniu najlepszych dostępnych technologii (BAT).

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej planuje również wdrożyć program „Efektywne wykorzystanie energii w przedsiębiorstwie produkcyjnym”. Program będzie posiadał dwa kierunki:

- współfinansowanie audytów energetycznych w przedsiębiorstwach przemysłowych (dotacje). Z budżetem sięgającym 0,1 mld PLN (23 mln EUR), fundusz planuje sfinansować setkę złożonych audytów energetycznych w zakładach przemysłowych o minimalnym średnim zużyciu energii 50 000 MWh/rocznie;
- współfinansowanie projektów inwestycyjnych prowadzących do podniesienia wydajności energetycznej w zakładach przemysłowych („miękkie” pożyczki). Z budżetem 1,4 mld PLN (323 mln EUR), fundusz planuje zmodernizować 150 instalacji przemysłowych.

Projekt ustawy o efektywności energetycznej przewiduje środki stymulujące oszczędności energetyczne w firmach z obszaru usług energetycznych (ESCO).

URZĄDZENIA I PRODUKTY ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ

Polska, zgodnie z dyrektywami UE, musi wprowadzić wymóg stosowania etykiet na produktach, informujących potencjalnych konsumentów o ich zużyciu energii. Dyrektywa 92/75/EEC z 22 września 1992 r. wprowadza obowiązkowe etykiety na urządzenia typu lampy, piecyki, lodówki, zamrażarki, pralki, suszarki bębnowe i zmywarki. Nowa Dyrektywa 2010/30/EU z 19 maja 2010 r. rozszerza spektrum obowiązkowego stosowania etykiet do „produktów związanych z energetyką”, mających „znaczący bezpośredni lub pośredni wpływ na zużycie energii lub, w stosownych przypadkach,

zużycie podstawowych zasobów w czasie ich użytkowania”²¹. Zmieniona dyrektywa regulująca obowiązek stosowania etykiet, będzie musiała być wdrożona do prawa krajowego do 20 lipca 2011 r. Komisja Europejska dokona jej przeglądu do 31 grudnia 2014 r. Urządzenia i produkty związane z energetyką podlegają klasyfikacji od A do G, przy czym A oznacza najwyższy poziom efektywności energetycznej. Ponadto, zostaną dodane trzy klasy dodatkowe, A+, A++ i A+++ reprezentujące jeszcze wyższy poziom efektywności w porównaniu do klasy A.

Wdrożenie Dyrektywy UE Ecodesign 2009/125/EC²², będzie wymagało od Polski zastosowania minimalnych standardów efektywności energetycznej dla nowo produkowanych i sprzedawanych urządzeń elektrycznych. Standardy te określane są przez przepisy UE oparte na Dyrektywie Ecodesign. Od jesieni 2008 r., Komisja Europejska stopniowo proponuje takie standardy dla różnych grup produktowych. Dyrektywa Eco-Design podniesie efektywność energetyczną dla wszystkich nowych produktów spoza sektora transportowego.

Oprócz stymulowanych przez UE środków opisanych powyżej, Program Działań Wykonawczych dla *PEP 2030* wymaga od Ministerstwa Gospodarki analizy, i o ile to możliwe, wprowadzenia systemu zachęt dla użytkowników końcowych do kupowania produktów wydajnych energetycznie w latach 2011–2012.

Ministerstwo Gospodarki nabyło 54 500 energooszczędnych żarówek (CFLS) w celu przekazania ich gminom. Według Ministerstwa Gospodarki, żarówka energooszczędna stanowi jedynie 2,5% udział w źródle oświetlenia w gospodarstwach domowych w Polsce, co jest wskaźnikiem najniższym w Unii Europejskiej. Jeśli tylko jedna tradycyjna żarówka zostanie wymieniona na energooszczędną, możliwe będzie zaoszczędzenie 26 PLN rocznie (6 EUR) rocznie oraz redukcja emisji CO₂ o 62 kg. Wymiana żarówek w 13 milionach polskich gospodarstwach domowych (średnio 5 źródeł oświetlenia) skutkować będzie oszczędnościami rzędu 4 TWh, co stanowi więcej niż 3,5% polskiej rocznej konsumpcji energii²³.

DZIAŁANIA CROSS-CUTTING

Zarządzanie stroną popytową

Program Działań Wykonawczych *PEP 2030* kładzie nacisk na zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM). W celu zachęcenia konsumentów energii elektrycznej do oszczędzania energii, szczególnie w godzinach szczytu, Ministerstwo Gospodarki, Urząd Regulacji Energii i inne odpowiednie instytucje powinny:

- Nałożyć na operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej obowiązek wdrożenia architektury nowego modelu rynku energii elektrycznej, w tym wprowadzenie rynku dnia bieżącego (2010 r.);

²¹ Nie odnosi się to do produktów używanych, ani środków transportowych.

²² Dyrektywa 2009/125/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 21 października 2009 r. ustalająca ramy ustaleń wymogów ecodesign dla produktów związanych z energetyką wraz ze zmieniającymi ją Dyrektywami 92/42/EEC, 96/57/EC, 2000/55/EC i 2005/32/EC.

²³ Ministerstwo Gospodarki, 2009.

- Stopniowo wprowadzać obowiązek stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii (od 2011 r.);
- Stwarzać możliwości zastosowania systemu bodźców do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej poprzez taryfy dystrybucyjne (2011 r.); oraz
- Wprowadzenie standardu cyfrowej łączności zapewniającego stworzenie warunków do budowy jednolitego, ogólnokrajowego systemu łączności radiowej dla potrzeb energetyki, gwarantującego realizację funkcji łączności głosowej i transmisji danych zarówno w stanach normalnych, jak i w sytuacjach kryzysowych (2011 r.).

Program Działań Wykonawczych *PEP 2030* zakłada również, że przedsiębiorstwa handlowe i dystrybucyjne będą stosowały techniki zarządzania popytem na bieżąco.

Lokalne plany energetyczne

Polskie Prawo Energetyczne z 1997 r. wymaga od społeczności lokalnych rozwijania lokalnych planów energetycznych określających najmniej kosztowne formy świadczenia usług energetycznych dla gospodarstw domowych, włączając w to dostawy ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych, jak też stosowanie technik zarządzania popytem dla zredukowania konsumpcji energii. Obowiązek nie został prawidłowo wprowadzony, gdyż kilka tylko gmin posiada tego typu plany. Poprawki do Prawa Energetycznego, wprowadzone w marcu 2010 r. określają, że plany takie muszą być sporządzone na okres 15 lat i aktualizowane co najmniej raz na 3 lata.

Białe certyfikaty: propozycja legislacyjna

Projekt ustawy o efektywności energetycznej wprowadza system białych certyfikatów, których planowanym zadaniem jest stymulacja efektywności energetycznej całej gospodarki. System ten nakłada na dostawców prądu, gazu i ciepła obowiązek oszczędności energii we własnych przedsiębiorstwach, jak też u użytkowników końcowych. System zawiera szczegółową listę środków mających prowadzić do bardziej wydajnego zużycia energii przez producentów dla ich własnych celów (10%), redukcji strat w dystrybucji i przesyłce energii (10%) oraz oszczędności energii przez użytkowników końcowych (80%). Instytucje administrujące białymi certyfikatami to m.in.: Ministerstwo Gospodarki, URE oraz TGE SA.

Proponuje się organizację przetargów na oszczędności energetyczne oraz wydawanie białych certyfikatów zwycięzcom tych przetargów. By przystąpić do procedury przetargowej, wymagane będzie minimum oszczędności na poziomie 10 toe. W celu zredukowania kosztów transakcyjnych i administracyjnych udostępniono katalog środków pomagających osiągnąć konkretne, wymierne wyniki. Audyt oszczędności energetycznych jest obowiązkowy. W przypadku niedotrzymania obowiązku, dostawca energii poniesie karę pieniężną.

Świadomość społeczna

Od 2007 r. Ministerstwo Gospodarki prowadzi ogólnokrajową kampanię informacyjną łącznie z dystrybucją broszur i instrukcji promujących produkty efektywne energetycznie, celem rozpowszechniania racjonalnych i efektywnych kosztowo metod użycia energii. Program Działań Wykonawczych do *PEP 2030* przewiduje dalsze kroki w tym obszarze w latach 2009–2012.

Wsparcie inwestycji

Dzięki Programom Operacyjnym z lat 2007–2013 („Infrastruktura i Środowisko” oraz regionalne programy operacyjne), zarezerwowano fundusze na projekty wspierania efektywności energetycznej, w szczególności najlepszych dostępnych technologii w przemyśle, wysokowydajnej kogenerację, redukcji strat w sieci przesyłowej oraz termomodernizacji budownictwa. Zgodnie z *PEP 2030* planowana jest kontynuacja inwestycji w zakresie oszczędności energetycznych poprzez pożyczki preferencyjne i dotacje z funduszy europejskich i środków własnych.

Efektywność energetyczna w sektorze publicznym

W zgodzie z dyrektywami Komisji Europejskiej, sektor publiczny powinien grać rolę przodująca w zakresie stosowania oszczędności energetycznych. Plan Prac *PEP 2030* dokonuje spisu środków zmierzających do osiągnięcia tego celu, w tym:

- wprowadzenie obowiązku dla jednostek sektora publicznego do dokonywania oszczędności energii i informowania opinii publicznej o realizowanych środkach wzrostu efektywności energetycznej; monitorowanie stanu wykonywania tego obowiązku;
- promocję rozwiązań energooszczędnych w gminach;
- rozpowszechnianie najlepszych dostępnych praktyk w zakresie wzorcowej roli jednostek sektora publicznego z innych krajów UE
- dostosowanie budynku głównego Ministerstwa Gospodarki do pełnienia wzorcowej roli w zakresie efektywności energetycznej.

Projekt ustawy o efektywności energetycznej postulował wyznaczenie celu oszczędnościowego sektora publicznego na 1%, lecz w listopadzie 2010 r. propozycja została usunięta z projektu ustawy. Brak wyznaczenia takiego celu utrudni sektorowi publicznemu pełnienie wiodącej roli w zakresie podniesienia poziomu efektywności energetycznej.

WNIOSKI

W ciągu ostatniej dekady energochłonność w Polsce zmalała o 30%. Pozostaje ona jednakże znacznie wyższa w stosunku do średniej europejskich członków MAE. Nie ulega wątpliwości, iż wciąż istnieją potencjalne obszary poszukiwania oszczędności, co może z kolei przyczynić się do wzrostu poziomu bezpieczeństwa energetycznego poprzez redukcję emisji i wzrost konkurencyjności sektora. Ponadto, legislacja UE nakłada na Polskę obowiązek osiągnięcia poziomu oszczędności energii rzędu 9% całkowitego zużycia energii do 2016 r.

Podczas gdy zmiany strukturalne w polskiej gospodarce wniosły duży wkład w zmniejszenie poziomu energochłonności, kroki poczynione przez rząd również miały w tym obszarze istotne znaczenie. W szczególności należy podkreślić rolę inicjatyw podnoszących efektywność energetyczną w budownictwie (np. bardziej rygorystyczne przepisy budowlane). Jest to niezwykle ważne, zwłaszcza że 46% całkowitego zużycia energii w Polsce przypada na ten sektor, głównie na cele grzewcze. W celu uchwycenia potencjału efektywności energetycznej w budownictwie, egzekwowanie obligatoryjnych minimalnych standardów efektywności powinno zostać wzmocnione a system certyfikatów energetycznych usprawniony.

Również warte odnotowania są środki podnoszące wydajność energetyczną urządzeń oraz mające stymulować wzrost poziomu kogeneracji (w tym system certyfikatów). Co więcej, Polska dysponuje pewną grupą funduszy państwowych oraz zidentyfikowała szanse zabezpieczenia finansowania w ramach wykorzystania funduszy europejskich celem wspierania procesu implementacji. Inicjatywy te powinny być stale i konsekwentnie kontynuowane.

Rząd RP dostrzegł istotność podejmowania dalszego podnoszenia poziomu efektywności energetycznej będącej kluczowym elementem strategii bezpieczeństwa energetycznego. *PEP 2030* zawiera dwa najistotniejsze cele w tym obszarze, czyli redukcję nominalnej energochłonności do poziomu średniej UE-15 do 2030 r. oraz osiągnięcie zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego. Tego typu przejrzyste ambicje polityczne są godne odnotowania. Patrząc w przyszłość, istotne jest by silnym sygnałem politycznym towarzyszyły mierzalne cele, kierunki działania oraz przejrzyste plany realizacji (co miało już miejsce w pewnych przypadkach). Tytułem przykładu, *PEP 2030* wskazuje środki na rzecz dalszej poprawy poziomu efektywności w budownictwie (szczególnie w istniejących budynkach).

Pozostają jednakże pewne obszary, w których brak jest dostatecznej ilości informacji, co uniemożliwia zdobycie zaufania inwestorów oraz dostarczenie im realnych podstaw do szacowania prawdopodobnego poziomu efektywności. Planowana ustawa o efektywności energetycznej przedstawi znacznie więcej szczegółów w tym zakresie (włączając w to flagowy projekt horyzontalny, czyli system „białych certyfikatów”). Uchwalenie ustawy uległo niestety opóźnieniu. Przy założeniu właściwej implementacji, białe certyfikaty mogą stać się efektywnym sposobem stymulacji oszczędności w energetyce. W związku z powyższym, oczekuje się od Polski kontynuacji tej inicjatywy. Co prawda wszelkie opóźnienia dotyczące uchwalenia ustawy wywołują ryzyko osłabienia wiarygodności obranych celów, niemniej jednak daje to szansę opracowania prawdziwie skutecznego prawodawstwa.

Sektorem wymagającym poświęcenia nieco większej uwagi jest transport, w którym konsumpcja paliw wzrastała w średnim tempie 4,7% rocznie w latach 1998–2008. Pomimo wyraźnego planowania pewnych rozwiązań, istnieje niewiele jasno wyznaczonych celów bądź ram czasowych w tym zakresie. Ograniczenie konsumpcji energii w sektorze transportowym stanowi szczególnie wyzwanie dla wszystkich państw członkowskich MAE. Rząd polski powinien zintensyfikować wysiłki w tym kierunku, zapewniając efektywną współpracę pomiędzy różnymi organami rządowymi odpowiedzialnymi za rozmaite aspekty polityki energetycznej i transportowej.

W przemyśle i w sektorze przedsiębiorstw został poczyniony znaczny postęp (tytułem przykładu należy wskazać wysiłki promujące kogenerację), jednak w tym zakresie konieczne jest podejmowanie kolejnych kroków. Należy w dalszym ciągu opracowywać priorytety dla sektora badawczo – rozwojowego, na przykład rozwój systemu inteligentnego opomiarowania wspierającego cele związane z zarządzaniem popytem.

Wdrożenie tak szerokiej gamy środków stanowi z pewnością duże wyzwanie. *PEP 2030* identyfikuje jednostki odpowiedzialne za realizację poszczególnych działań, a czyniąc to, wyznacza standardową liczbę partnerów zaangażowanych w osiągnięcie odpowiedniego poziomu efektywności energetycznej. Rząd powinien wyposażyć właściwe instytucje w niezbędne zasoby oraz zagwarantować obecność odpowiednich struktur zarządzających. Należy przeprowadzić audyt bieżących zasobów w rządzie. Władze regionalne i lokalne będą odgrywać w tym procesie również żywotną rolę (np.

w tworzeniu lokalnych planów energetycznych), należy zatem jasno określić ich wkład oraz zapewnić aktywną partycypację (np. poprzez obowiązki statutowe). Jest ważne, aby zarówno rząd, jak i władze regionalne odgrywały wiodącą rolę w podnoszeniu poziomu efektywności energetycznej stanowiąc przykład do naśladowania dla pozostałych uczestników procesu.

PEP 2030 słusznie zaznacza potrzebę dokonywania regularnych ocen i przeglądów, co jest szczególnie ważne w odniesieniu do wydajności energetycznej, zważywszy na bieżący brak danych (szczególnie ilościowych) dotyczących efektywności zrealizowanych polityk. Biorąc pod uwagę powyższe, dużo istotniejsze znaczenie będą mieć środki bardziej mierzalne, wsparte dokładnym oglądem sytuacji co do oczekiwanych kroków i ram czasowych ich zastosowania. Ważnym będzie także rozwój rzetelnej metodologii w obszarach, w których nie została ona jeszcze opracowana. Reasumując, środki te powinny pomóc w przekazywaniu informacji i aktualizowaniu *PEP 2030* oraz zabezpieczeniu wartości pieniądza w czasie.

W celu wzmocnienia efektywności energetycznej MAE nakłania rząd do kontynuacji prac nad spójnością strategii krajowych i UE w kształcie zalecanym w ramach rekomendacji polityk efektywności energetycznej MAE przedłożonych państwom Grupy G8. Ministrowie ds. energii państw MAE zaaprobowali wstępne 16 działań w tym zakresie w 2007 r. Od tego czasu opracowano dziewięć nowych rekomendacji (Ramka 2). Polska poczyniła postęp we wdrażaniu niektórych z tych zaleceń, niemniej jednak w swoim opracowaniu z 2009 r. MAE wytknęło pewne braki w procesie ich wdrażania w sektorze budownictwa i transportu²⁴. Przykładowo, w sektorze budownictwa, Polska powinna zadbać o rozwój polityk wspierających domy pasywne energetycznie i zeroenergetyczne budownictwo, jak też oszklenie efektywne energetycznie.

W kwestii urządzeń, raczej brak jest obszarów nieuregulowanych prawodawstwem UE. Pomimo istnienia obowiązkowych standardów wydajności energetycznej, podobnie jak w przypadku programu etykietowania sprzętu gospodarstwa domowego, ich rygorystyczność nie zawsze jest zachowana. Postęp w zakresie przeglądu i rozwoju standardów testowania i protokołów pomiarowych z pewnością pomoże w osiągnięciu celów związanych w efektywnością energetyczną.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Wzmocnić wysiłki w kierunku wzmocnienia efektywności energetycznej, zapewniając sprawne i terminowe wdrażanie już zarysowanych działań.*
- Rozwijać całościowe podejście do zjawiska efektywności energetycznej, biorąc pod uwagę potencjalny wkład wszystkich sektorów, w szczególności budownictwa i transportu.*
- Zapewnić sprawną współpracę pomiędzy ministerstwami, agencjami i władzami lokalnymi zaangażowanymi we wdrożenie.*
- Usprawnić monitoring i system oceniania sprawności działań wdrażających efektywność energetyczną.*

²⁴ IEA, 2009.

Ramka 2. Zalecenia dotyczące efektywności energetycznej MAE

MAE przygotowała zestaw zaleceń dotyczących efektywności energetycznej obejmujących 25 pól działania w siedmiu priorytetowych obszarach: aktywności międzysektorowej, budownictwie, urządzeniach, oświetleniu, transporcie i zakładach energetycznych. Pola działań określone są poniżej.

1. MAE zaleca podjęcie działań na rzecz podniesienia *wydajności energetycznej we wszystkich sektorach*. W szczególności MAE wzywa do działania w zakresie:

- Realizacji środków podnoszących inwestycje w dziedzinie efektywności energetycznej.
- Stworzenia celów i strategii efektywności energetycznej na etapie krajowym.
- Kontroli zgodności, monitoringu, intensyfikacji i szacowania środków osiągnięcia efektywności energetycznej.
- Wskaźników efektywności energetycznej.
- Monitoringu i raportowania postępów wobec zaleceń MAE dotyczących efektywności energetycznej.

2. Na *sektor budownictwa* przypada ok. 40% energii używanej w większości państw. Celem zaoszczędzenia znacznej części energii, MAE zaleca działania w zakresie:

- Prawa budowlanego dotyczącego nowych budynków.
- Domów pasywnych energetycznie i budynków zeroenergetycznych.
- pakietów strategii promujących wydajność energetyczną w istniejących budynkach.
- Tworzenia systemów certyfikacji budynków.
- usprawnień efektywności energetycznej w stolarce okiennej.

3. *Urządzenia i wyposażenie* charakteryzują się jednym z najszybciej rosnących obłożeń energetycznych w większości krajów. MAE zaleca działania w zakresie:

- Obowiązkowych wymogów dotyczących wydajności energetycznej umieszczanych na etykietach.
- Trybów niskonapięciowych, włączając w to wartość postojową, dla urządzeń elektronicznych i wyposażenia sieciowego.
- Dostosowania telewizorów i dekoderek.
- Protokołów testowych wydajności i pomiarowych.

4. Oszczędzanie energii przez zastosowanie *wydajnych technologii oświetleniowych* jest wysoce efektywne. MAE zaleca działania w zakresie:

- Oświetlenia zgodnie z najlepszymi dostępnymi praktykami i eliminowanie tradycyjnych żarówek.
- Zapewnienia najbardziej oszczędnego oświetlenia w budynkach niemieszkalnych i wycofywanie niewydajnego oświetlenia opartego na paliwach.

5. Około 60% światowej konsumpcji ropy jest wykorzystywana w sektorze transportowym. By osiągnąć znaczne oszczędności w tym sektorze, MAE zaleca działania w zakresie:

- Paliwooszczędnych opon.

- Obowiązkowych standardów w zakresie wydajności paliwowej pojazdów niskotonażowych.
- Oszczędności paliwowych pojazdów wysokotonażowych.
- *Eco-driving*'u.

6. W celu podniesienia efektywności energetycznej w *przemysle*, potrzebne są działania w zakresie:

- Zbierania danych dotyczących efektywności energetycznej w przemyśle.
- Wydajności energetycznej silników elektrycznych.
- Pomocy w rozwijaniu zarządzania energią.
- Pakietów promocji efektywności energetycznej w małych i średnich przedsiębiorstwach.

7. *Zakłady energetyczne* mogą grać ważną rolę w promowaniu efektywności energetycznej. Potrzebne są działania promujące:

- Systemy końcowego zużycia energii w zakładach.

Wdrażanie zaleceń wydajności energetycznej MAE może doprowadzić do ogromnych oszczędności energii i emisji CO₂. MAE ocenia, że jeżeli natychmiast wdrożonoby te działania globalnie, oszczędność sięgnęłaby ok. 8,2 Gt CO₂/rok do 2030 r. Równoznaczne jest to jednej piątej energii globalnej i emisji CO₂ związanej z jej produkcją w 2030 r., według Scenariusza Referencyjnego MAE, gdzie nie wdraża się, ani nie adoptuje żadnych nowych polityk. Wzięte razem, środki te wyznaczają ambitną trasę do ulepszenia efektywności energetycznej na skalę globalną.

MAE opublikował swoją ocenę realizacji strategii przez wszystkie państwa członkowskie, w tym Polskę, w 2009 r. (dostępne na www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=368).

CZĘŚĆ II
ANALIZA SEKTOROWA

ROZDZIAŁ 5. ENERGIA ELEKTRYCZNA, CIEPŁOWNICTWO I ENERGIA JĄDROWA

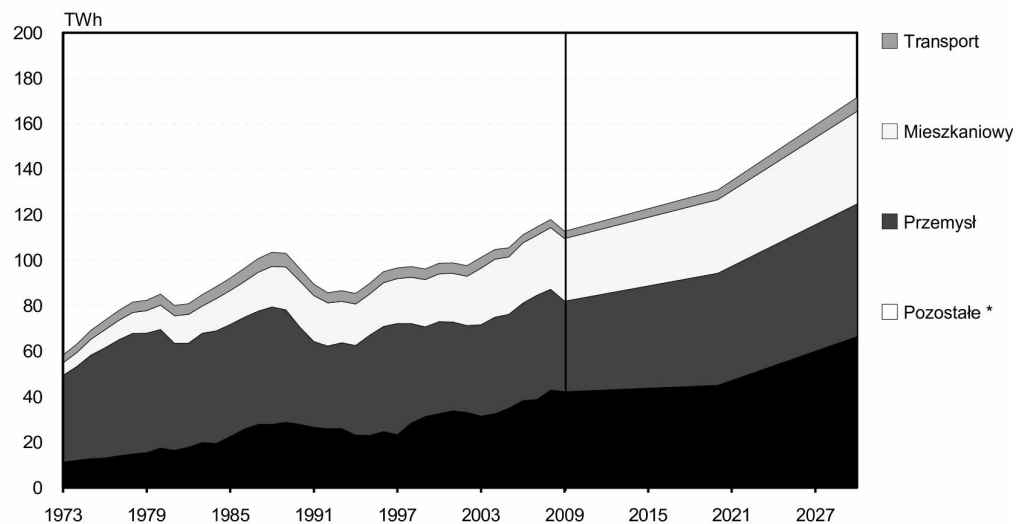
POPYT I PODAŻ W SEKTORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

POPYT

Popyt na energię elektryczną zwiększał się w Polsce od połowy lat dziewięćdziesiątych podążając stopniowo za trendem wzrostu gospodarczego. W latach 2000–2009 wzrost wyniósł średnio 2,2% rocznie a w tym samym czasie popyt w sektorze usług ukształtował się na poziomie 5,1% rocznie gwałtownie narastając. W obecnej chwili na sektor usług przypada ponad jedna trzecia polskiego popytu na energię elektryczną.

Popyt na energię elektryczną w gospodarstwach domowych również wzrósł relatywnie szybko wraz z przyrostem dochodów obywateli pozwalającym konsumentom nabywać więcej urządzeń elektrycznych. W tym samym czasie polscy konsumenci mieli dostęp do bardziej wydajnych produktów, które nieco wyhamowały całkowity wzrost popytu. Popyt na energię elektryczną w gospodarstwach domowych rósł średnio o 3,2% rocznie od 2000 r. i w 2009 r. osiągnął poziom mniejszy niż czwarta część całkowitego popytu na tę energię.

Wykres 15. Konsumpcja energii w podziale na sektory, 1973–2030



* Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje sektory: handlowy, usług publicznych, rolniczy, rybołówstwa i inne niewyszczególnione.

Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2010–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle uległo zwiększeniu w latach 2000–2008 w niewielkim stopniu rzędu 1,1% rocznie, co było rezultatem przestawienia z przemysłu ciężkiego na sektor usług i wprowadzenia bardziej wydajnych procesów produkcyjnych. W 2009 r. popyt uległ spadkowi o 10% w wyniku kryzysu ekonomicznego. Energia elektryczna zastąpiła tym zakresie w znacznym stopniu węgiel i ropę naftową powodując w rezultacie wzrost jej udziału w zapotrzebowaniu na energię w przemyśle z 16% w 2000 r. do 18% w 2009 r.

Popyt na energię elektryczną *per capita* osiągnął wartość ok. 3733 kWh w 2009 r., znacznie niższą niż średnia w europejskich krajach OECD, gdzie wskaźnik ten wynosił 6287 kWh.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wyższe w okresie zimowym, a niższe wiosną i latem. Maksymalne zapotrzebowanie osiągnęło szczytowy poziom rzędu 25 120 MW w styczniu 2008 r. i 24 593 MW w 2009 r. Najniższe zapotrzebowanie rzędu 10 703 MW zanotowano 17 sierpnia 2008 r.

PODAŻ

W 2009 r. produkcja energii elektrycznej w Polsce sięgnęła poziomu 151 TWh. Od 2000 r. wzrastała ona jedynie w niewielkim stopniu rzędu 1% rocznie, mniejszym niż połowa tempa popytu na energię elektryczną. Kraj zwiększył import energii elektrycznej, który uległ niemal potrójnemu wzrostowi w latach 2000–2009 (pomimo tego Polska pozostaje nadal eksporterem energii elektrycznej). Ponadto, w tym samym okresie, Polska zdołała zredukować straty sieciowe z 10% do 8%, niemniej jednak wskaźnik ten pozostaje na poziomie wyższym niż wśród państw OECD (6%). Zużycie energii elektrycznej w elektrowniach zostało również zredukowane zarówno w wartościach bezwzględnych oraz jako udział w całkowitej wielkości wygenerowanej energii elektrycznej. Udział ten pozostaje pomimo tego na bardzo wysokim poziomie 15%, podwójnie przewyższając średnią w OECD.

Całkowita zainstalowana moc sięgała 35,6 GW w 2009 r., z czego 31,6 GW pochodziło ze spalania węgla (patrz: Aneks C – szczegółowa lista elektrowni opalanych węglem brunatnym). Pozostałe moce przypadły na elektrownie wodne (2,3 GW), gazowe (0,9 GW), biomasę (0,6 GW), ropę naftową (0,5 GW) i farmy wiatrowe (0,4 GW) (Tabela 2). Około 10 GW elektrowni węglowych produkuje energię elektryczną i ciepło. Polska jest jednym z niewielu państw świata wykorzystującym w tak intensywnym stopniu kogenerację energii elektrycznej i ciepła (CHP).

Tabela 2. Dostępne moce wytwórcze w 2008 r. i 2009 r.

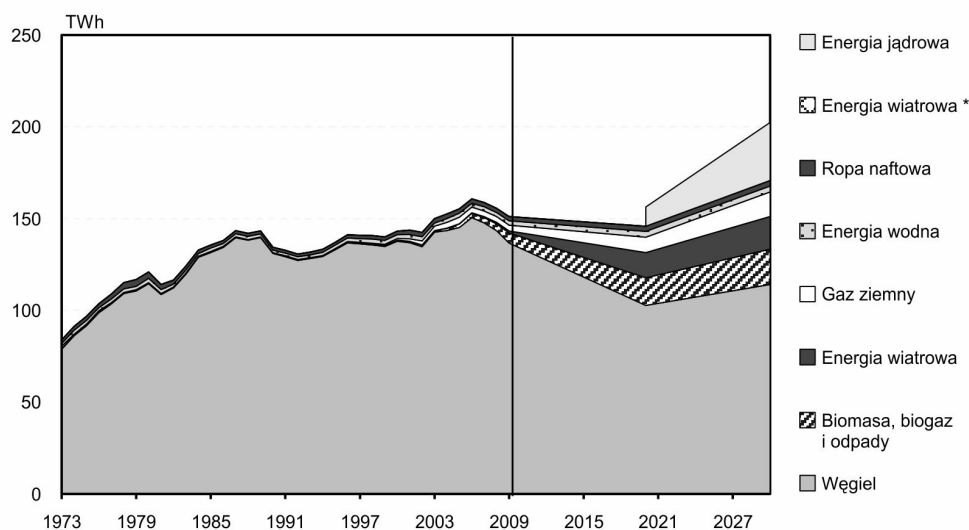
Wyszczególnienie	Grudzień		Indeks dynamiczny (w %)
	2008	2009	
	(w MW)		
Elektrownie *	33 022,8	33 075,2	100,2
węgiel kamienny	20 828,8	20 920,6	100,4
węgiel brunatny	9 053,0	9 013,0	99,6
gaz ziemny	874,3	874,3	100,0
energia wodna:	2 260,5	2 261,0	100,0
szczytowo-pompowe **	1 406,0	1 406,0	100,0
elektrownie wodne	854,5	855,0	100,1
Producenci energii elektrycznej na własne potrzeby	1 644,5	1 691,8	102,9
węgiel kamienny	1 551,3	1 573,3	101,4
gaz ziemny	60,5	83,9	138,6
biogaz	1,2	1,2	100,0
biomasa	31,5	33,4	106,0
energia wodna	0,0	0,0	0,0
Pozostałe, elektrownie niezależne	678,8	870,9	128,3
energia wodna	78,3	80,9	103,4
energia wiatrowa	544,2	720,4	132,4
biogaz	45,6	54,6	119,9
biomasa	10,6	14,8	139,9
Łącznie	35 346,0	35 637,8	100,8

* Elektrownie i niezależne ciepłownie.

** Elektrownie szczytowo-pompowe obejmują następujące jednostki: Żar, Żarnowiec, Żydowo.

Źródło: Agencja Rynku Energii.

Wykres 16. Wytwarzanie energii elektrycznej ze względu na źródła, 1973–2030



* Znaczenie marginalne.

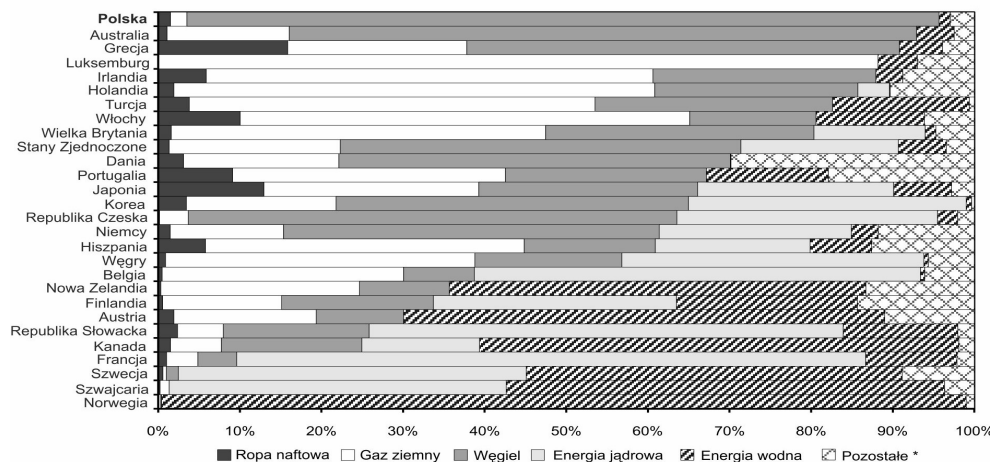
Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2010–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

Produkcja energii elektrycznej w Polsce jest zdominowana przez węgiel: zgodnie z danymi za 2009 r., 90% energii elektrycznej pochodziło z elektrowni węglowych. Produkcja energii elektrycznej przez elektrownie opalane gazem ziemnym sięga 2%, wzrastając znacznie w ostatniej dekadzie i osiągając poziom ponad 3 TWh w 2009 r. W ostatnich latach miał miejsce względnie szybki przyrost udziału biomasy, której wskaźnik generacji energii elektrycznej wyniósł niemal 5,5 TWh w 2009 r. Wykorzystanie elektrowni wodnych jest marginalne ze względu na ograniczony potencjał w tym zakresie. Elektrownie wiatrowe zaczynają wkraczać na polski rynek energii elektrycznej z udziałem rządu jedynie 0,7% w 2009 r., istnieje jednakże możliwość dalszego potencjału wzrostowego. Produkcja energii elektrycznej na bazie ropy naftowej powoli lecz systematycznie spadała od 2004 r. z powodu wzrostu notowań surowca.

Rząd zamierza zmniejszyć udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej wprowadzając plan rozwoju energii jądrowej oraz uwzględniając rosnącą rolę źródeł odnawialnych (Wykres 16). Spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej już się rozpoczął, jednakże przebiega w powolnym tempie. W 1990 r., 97% produkcji energii elektrycznej pochodziło ze spalania węgla. Udział ten spadł do 96% w 2000 r. i 90% w 2009 r. W ostatnich latach poczyniono postęp w zmniejszeniu uzależnienia od węgla, co odzwierciedla wysiłki zmierzające do dostosowania się do wymogów Systemu Handlu Emisjami Unii Europejskiej (EU ETS) i celu UE zakładającego wzrost udziału energii wiatrowej i źródeł odnawialnych. Rozdział 6 i Aneks C dostarczają większej ilości informacji o elektrowniach węglowych.

Wykres 17. Wytwarzanie energii elektrycznej ze względu na źródła wśród państw MAE, 2008



* Wyrażenie Pozostałe obejmuje energię geotermalną, słoneczną, wiatrową i towarzyszącą produkcję ciepłą.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010.

Wydajność elektrowni

Rekonstrukcja elektrowni i modernizacja kotłów dokonana w ciągu ostatnich dwudziestu lat znacznie podniosła wydajność i zmniejszyła oddziaływanie elektrowni na środowisko (lista elektrowni węglowych znajduje się w Aneksie C). W 2007 r. średnia wydajność w polskiej elektrowni węglowej, wliczając w to elektrociepłownie, wyniosła 41%²⁵. Liczba

²⁵ Przy niższym poziomie zużycia paliwa, na podstawie produkcji energii brutto. Kalkulacja przy użyciu metodologii z Dyrektywy UE 2004/8/EC o promocji kogeneracji opartej na popycie na energię ciepłą na wewnętrznym rynku energetycznym (*Oficjalny Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej*, OJ L 52, 21 stycznia 2004, pp. 50-60). Zharmonizowane wartości efektywności różnych źródeł produkcji energii elektrycznej i ciepła zostały ujęte w tabelę w Decyzji Komisji 2007/74/EC (OJ L 32, 6 lutego 2007, s. 183-188), z dalszą instrukcją szczegółową w Decyzji Komisji 2008/952/EC (OJ L 338, 17 grudnia 2008, s. 55-61).

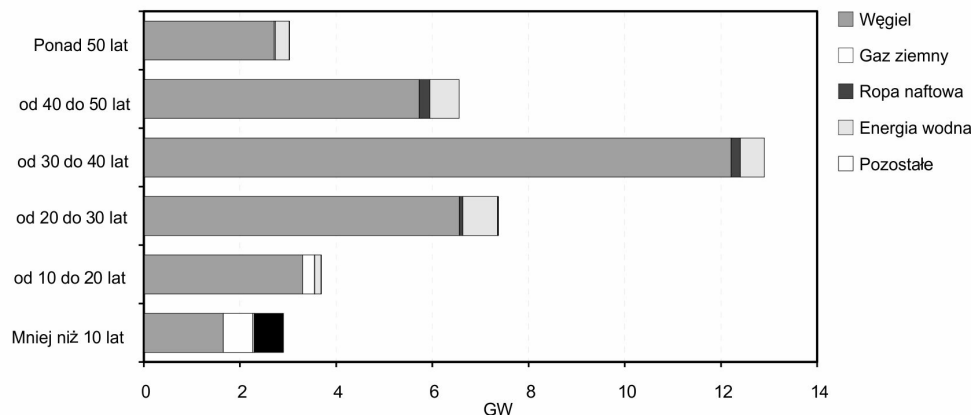
ta jest wyższa niż średnia wydajność rzędu 37% wśród krajów OECD. Powód tak wysokiej efektywności to powszechność użycia kogeneracji energii elektrycznej i ciepła w Polsce²⁶. Średni wiek elektrowni węglowych w Polsce to 30 lat (na podstawie mocy wytwórczych) co sugeruje, że dalsze usprawnienia efektywności mogą być dokonywane poprzez renowację najstarszych zakładów. Jednakże, jeśli oznaczać miałyby to zamianę małych elektrociepłowni CHP na większe elektrownie (bez CHP), wówczas całkowita efektywność energetyczna może spaść.

POTRZEBY INWESTYCYJNE

Prawie połowa dzisiejszych mocy wytwórczych jest starsza niż 30 lat, co podkreśla potrzebę podjęcia fundamentalnych inwestycji w okresach krótko- i średnioterminowym dla zapewnienia zaspokojenia popytu na ciepło i energię elektryczną (Wykres 18). Sieci elektryczne stawiają podobne wyzwania inwestycyjne: prawie 80% z 400 kV linii i 99% linii 220 kV jest starsza niż 20 lat. Uszkodzenia sieci mające miejsce w 2009 r. wywołane skrajnie niekorzystnymi warunkami pogodowymi podkreślają konieczność doinwestowania w zakresie utrzymania i modernizacji sieci.

W Scenariuszu Referencyjnym MAE²⁷, całkowity poziom inwestycji w polskim sektorze elektroenergetycznym w okresie 2010-2030 sięga 195 mld EUR (844 mld PLN). Ponad dwie trzecie tej kwoty – 134 mld EUR (580 mld PLN) – jest potrzebne do stworzenia 92 GW nowych mocy wytwórczych. Pozostałe 61 mld EUR (264 mld PLN) jest wymagane w sektorze dystrybucji (75%) i przesyłu (25%). Koszty przesyłu zawierają również koszty związane z podłączeniem elektrowni wiatrowych do sieci. Całkowita wartość inwestycji jest szacowana na 1,3% PKB w skali rocznej.

Wykres 18. Rozkład wieku polskich elektrowni, 2009



Źródło pierwotne: Platts, World Electric Power Plants Database, dane dostępne na <http://www.platts.com>, 1 kwartał 2010.

Źródło: *Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland*, IEA working paper, Paris, 2010.

²⁶ Przy założeniu, że ciepło jest w Polsce użytkowane wydajnie, co nie ma miejsca w praktyce.

²⁷ Patrz Rozdziały 2 i 3 dla szczegółowej analizy scenariuszy MAE.

W Scenariuszu 450 MAE, poziom inwestycji jedynie w elektrownie wynosi ok. 141 mld EUR (610 mld PLN) w latach 2010–2030²⁸, co jest kwotą o 16 mld EUR większą niż w Scenariuszu Referencyjnym, głównie z uwagi na fakt, iż inwestycje są przeznaczane na bardziej intensywne kapitałowo technologie. Większość inwestycji jest przekazywanych na rzecz źródeł odnawialnych (116 mld EUR, ponad 80% całości). Inwestycje w energię nuklearną sięgają 8 mld EUR (35 mld PLN, 6% całości) a technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) 9 mld EUR (39 mld PLN lub 6% całości). Pozostałe środki inwestycyjne przeznaczone będą głównie na rzecz elektrowni węglowych i gazowych bez technologii CCS. Wynikiem nagromadzonego doświadczenia, koszt nowych technologii w założeniach ma spadać, w szczególności koszt źródeł odnawialnych a w mniejszym stopniu technologii CCS.

Wysokie potrzeby inwestycyjne uwydatnione przez oba scenariusze będą wymagały przejrzystych ram politycznych stwarzających stosowne sygnały dla inwestorów.

PRIORYTETY POLITYKI

Sektor energii elektrycznej napotyka wiele wyzwań związanych z kwestiami środowiskowymi, głównie ze względu na szerokie wykorzystywanie węgla i związanej z tym emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń lokalnych (patrz Rozdziały 3 i 6).

W celu sprostania wyzwaniom związanym ze zmianami klimatu i wymogami UE w tym zakresie, kluczowym celem rządu w sektorze elektroenergetyki jest zmniejszenie uzależnienia od węgla poprzez rozwój energii jądrowej (patrz sekcja Program Energii Jądrowej poniżej) oraz podniesienie udziału wykorzystania źródeł odnawialnych (Rozdział 9). Zgodnie z wykresem 16, rząd oczekuje, iż sektor jądrowy wygeneruje prawie 16% mocy w 2030 r., przy czym udział węgla kamiennego i brunatnego spadnie z poziomu 90% w 2009 r. do 57% w 2030 r. W tym samym czasie, Polska odegra wiodącą rolę w rozwijaniu CCS. Tematy związane z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla zostały szczegółowo omówione w Rozdziale 6 dotyczącym węgla.

Pozostałe cele polityki dotyczą:

- stymulacji bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
- minimalizacji oddziaływania na środowisko przemysłu elektroenergetycznego; oraz
- rozwijania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

Rząd planuje podnieść bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej poprzez następujące działania: *i)* budowanie nowych mocy wytwórczych; *ii)* rozwój i modernizację sieci przesyłowej i dystrybucyjnej; *iii)* rozwój połączeń transgranicznych, *iv)* efektywność i *v)* inteligentne sieci.

PROGRAM ENERGII JĄDROWEJ

Polska obecnie nie posiada żadnych mocy wytwórczych pochodzących z wykorzystania energii jądrowej, jednakże jednym z wyznaczonych przez *PEP 2030* celów priorytetowych jest zróżnicowanie źródeł wytwarzania energii poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej. Od sierpnia 2010 r. rząd planował rozpoczęcie działań związanych z realizacją

²⁸ Wyłączając inwestycje w panele słoneczne na budynkach.

projektu pierwszej elektrowni atomowej mającej powstać do końca 2022 r. Działanie to jest spójne ze scenariuszem referencyjnym MAE dla Polski, który przewiduje uruchomienie pierwszej elektrowni nuklearnej na 2025 r.²⁹.

Ponadto, plan rządu obejmuje osiągnięcie poziomu przynajmniej 4 500 MWe mocy wytwórczych uzyskiwanych z energii jądrowej do 2030 r. Dokładna moc i liczba elektrowni zależą będzie od wybranej technologii konstrukcji reaktora (rozważanych jest kilka opcji). Zgodnie z prognozami rządu, wykorzystana energia jądrowej dostarczy ok. 7% energii elektrycznej do 2022 r. wzrastając do 16% w 2030 r.

Ramka 3. Tło programu energetyki jądrowej

Polska nie jest nowicjuszem w zakresie energii jądrowej. Konstrukcja czterech bloków energetycznych w oparciu o radziecką technologię w Żarnowcu (podobnych do budowanych w krajach Europy Wschodniej), nieopodal Gdyni i w sąsiedztwie Morza Bałtyckiego rozpoczęła się w 1984 r. Sprzeciw wobec powstania elektrowni wzrósł gwałtownie po katastrofie w Czarnobylu w 1986 r. a jej budowa została wstrzymana w 1990 r. po upadku rządu komunistycznego w Polsce. Żarnowiec pomimo tego jest obecnie kandydatem na lokalizację budowy nowej elektrowni jądrowej (choć rozważa się także inne miejsca budowy elektrowni).

Polska posiada również instytut naukowo-badawczy wraz z jądrowym reaktorem badawczym, eksploatowanym przez Instytut Energii Atomowej (Polatom) w Otwocku-Świerku, 30 km na południowy wschód od Warszawy. Działania naukowe w dziedzinie energii jądrowej są prowadzone przez różne instytucje w całym kraju.

Dwa inne projekty jądrowe w sąsiednich krajach mogłyby potencjalnie dostarczać część swojej produkcji do Polski, jednakże nie są zawarte żadne wiążące porozumienia z krajami ościennymi w zakresie polskiego uczestnictwa w tych projektach, a w obecnej chwili istnieje małe prawdopodobieństwo aby mogły one wpłynąć na rozwój krajowego programu nuklearnego.

Po zamknięciu elektrowni jądrowej w Ignalino wybudowanej w oparciu o sowiecką technologię, Litwa planuje budowę nowej elektrowni w Wisaginie najprawdopodobniej we współpracy z państwami ościennymi. Zgodnie z najnowszymi ustaleniami trzy państwa bałtyckie i Polska będą brać udział w projekcie o docelowej mocy 3 400 MW_e. Niemniej jednak eksport energii elektrycznej do Polski wymagać będzie zbudowania nowego łącza przesyłowego, a Polska argumentuje, iż będzie to opłacalne przy założeniu udziału rządu 1 000 MW_e w mocy elektrowni Wisaginie. Do chwili obecnej nie osiągnięto porozumienia w sprawie.

W międzyczasie Rosja poinformowała o rozpoczęciu prac budowlanych w zakresie uruchomienia elektrowni jądrowej w Kaliningradzie o mocy 2 400 MW_e. Zagraniczni inwestorzy i dostawcy zostali zaproszeni do udziału w projekcie, który wyraźnie uzależniony zostanie od rynku eksportu. Dotyczyć on będzie krajów Bałtyckich i Białorusi połączonych z Kaliningradem liniami przesyłowymi, ale również potencjalnie Polski, jednakże eksport energii elektrycznej w tym ostatnim kierunku wymagać będzie powstania nowego łącza przesyłowego.

²⁹ IEA, 2010.

Celem implementacji polityki jądrowej powołano Pełnomocnika Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej w randze Podsekretarza Stanu nadzorującego prace Departamentu Energetyki Jądrowej w Ministerstwie Gospodarki. Przygotowano program działań dotyczący okresu do momentu uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej. Pierwsza część tych działań została włączona do *PEP 2030* jako część Programu Działań Wykonawczych na lata 2009–2012. Zawiera ona:

- stworzenie niezbędnych ram prawnych i instytucjonalnych,;
- przygotowanie Państwowej Agencji Atomistyki do pełnienia roli regulatora energetyki jądrowej;
- organizację publicznych konsultacji i przeprowadzenie kampanii edukacyjnych,
- szkolenie personelu;
- analizy lokalizacyjne dla elektrowni jądrowych;
- analizy lokalizacyjne dla składowiska odpadów promieniotwórczych;
- zwiększanie zakresu badań i rozwoju;
- przygotowanie udziału polskiego przemysłu w programie energetyki jądrowej;
- przygotowanie planów dostosowania sieci przesyłowej;
- rozpoznawanie zasobów uranu na terytorium Polski.

Pakiet legislacyjny regulujący wdrożenie programu (między innymi Ustawa Prawo Atomowe) w wielu aspektach, miał zostać przesłany do Sejmu do końca 2010 r., zakładając planowane wejście w życie do czerwca 2011 r. Ustanowi on w szczególności „Agencję Energetyki Jądrowej” podległą Ministerstwu Gospodarki, której zadaniem będzie realizacja programu. Zostaną również utworzone inne, nowe instytucje zajmujące się gospodarką odpadami radioaktywnymi. Ministerstwo jest pewne wsparcia udzielanego przez wszystkie stronnictwa w Sejmie RP dla programu jądrowego.

Ponadto, Ministerstwo Gospodarki przygotowuje uszczegółowiony dokument polityczny – Program Polskiej Energetyki Jądrowej, której projekt został opublikowany i przesłany do pozostałych ministerstw w ramach konsultacji międzyresortowych w sierpniu 2010 r. Wyznacza ona pięć stadiów programowych:

1. Przyjęcie Programu Polskiej Energetyki Jądrowej przez Radę Ministrów do końca 2010 r. oraz wejście w życie przepisów prawnych do czerwca 2011 r.
2. Ustalenie lokalizacji i zawarcie kontraktu na budowę pierwszej elektrowni jądrowej do końca 2013 r.
3. Wykonanie projektu technicznego i uzyskanie wymaganych prawem uzgodnień do końca 2015 r.
4. Pozwolenie na budowę i budowa pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej, rozpoczęcie budowy kolejnych bloków/elektrowni jądrowych do końca 2022 r.
5. Budowa kolejnych bloków elektrowni jądrowej po 2023 r. Oczekuje się, iż do 2030 r. wybudowane zostaną co najmniej dwa bloki.

Rząd planuje podjęcie publicznej kampanii informacyjną wyjaśniającej zasady programu jądrowego, a także zamierza zorganizować debatę na tematy związane z energetyką jądrową.

Polska jest zainteresowana przejściem technologii jądrowych od Francji, Japonii, Korei Południowej i Stanów Zjednoczonych oraz podpisała lub negocjuje warunki współpracy z tymi krajami. Ostateczny wybór technologii zostanie dokonany przez konsorcjum budujące elektrownię, lecz rząd już dokonał specyfikacji projektów – Generacja III lub III+ – spełniających wymogi certyfikacji w UE. W powyższej kwestii, rząd zasięgał porad Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA) prosząc o organizację z jej strony misji Przeglądu Międzynarodowej Infrastruktury Nuklearnej (INIR). Wstępna wizyta związana z przeglądem IAEA miała miejsce w kwietniu 2010 r. Polska złożyła również wnioszek o członkostwo w Agencji Energii Jądrowej OECD.

Rząd desygnował PGE, największe polskie przedsiębiorstwo, jako wiodącego inwestora dla projektu budowy elektrowni atomowej. PGE ze swej strony poinformowała o planach realizacji dwóch elektrowni jądrowych o mocy wytwórczej rzędu 3 000 MWe każda. Przewiduje się, że PGE zachowa większościowy udział rzędu 51% w elektrowni, podczas gdy jeden lub większa ilość partnerów (zgodnie z oczekiwaniami spółki zagraniczne) uzyska pozostałą część udziałów.

STRUKTURA PRZEMYSŁOWA I RAMY PRAWNE

STRUKTURA RYNKU

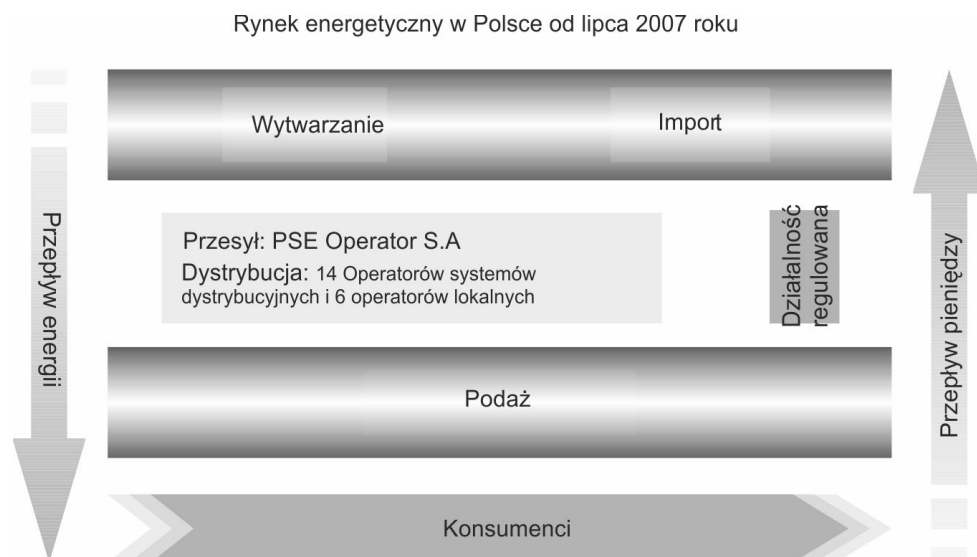
Polski rynek energii elektrycznej stopniowo otwierał się na konkurencję od 1998 r. aż do całkowitego otwarcia z dniem 1 lipca 2007 r., zgodnie z dyrektywami UE. Wszyscy konsumenci mają w obecnej chwili możliwość wyboru dostawcy. Polska implementowała regulacje UE dotyczące liberalizacji rynku i bezpieczeństwa dostaw relatywnie szybko w porównaniu do innych krajów w których procesy transformacyjne miały miejsce wcześniej. Liberalizacja wciąż trwa i oczekuje się jej dalszej kontynuacji w Polsce.

Do 2007 r. produkcja energii elektrycznej realizowana była przez państwową firmę Polskie Sieci Energetyczne SA (PSE) oraz grupę niezależnych prywatnych producentów. Firmy te sprzedawały energię elektryczną do PSE na podstawie długoterminowych umów. Praktyka ta została zaprzestana w 2008 r. w ramach procesu liberalizacji polskiego rynku energii elektrycznej oraz podziału PSE. System rekompensat został wprowadzony dla złagodzenia skutków rozwiązania długoterminowych umów na dostawę od prywatnych producentów (PPAs). Niemniej jednak eliminacja długoterminowych umów nie przyniosła wszystkich spodziewanych rezultatów w zakresie zwiększenia konkurencji na rynku hurtowym i płynności rynkowej (patrz sekcja Rynek Hurtowy).

Bieżąca struktura rynku energii elektrycznej jest pokazana na wykresie 19. Istnieje ponad 100 spółek posiadających licencję na produkcję energii elektrycznej i ok. 310 firm z licencją na dostawy energii do odbiorców końcowych, choć wielu z nich nie jest aktywnych. Określone działania – przesył i dystrybucja – zostały prawnie oddzielone od konkurencyjnych segmentów rynku – wytwarzania i handlu/dostaw do odbiorców końcowych. Polska sieć przesyłowa jest obsługiwana przez spółkę Skarbu Państwa PSE Operator S.A. będącą pod nadzorem Ministerstwa Gospodarki. Polska ma czternastu operatorów systemowych przesyłowych (DSO) oddzielonych na podstawie przepisów prawa od poprzednich firm dystrybucyjnych, podobnie jak sześć tak zwanych lokalnych operatorów dystrybucyjnych nie podlegających procedurze oddzielenia (*unbundling'u*).

Czterech kluczowych graczy – Polska Grupa Energetyczna (PGE), Tauron Polska Energia, Energa i Enea – zostało stworzonych w 2007 r. w procesie restrukturyzacji i konsolidacji zgodnie z rządowym „Programem dla Sektora Elektrycznego” przyjętym w 2006 r. Są to grupy zintegrowane pionowo pod kątem branż wytwórstwa, dystrybucji i dostaw.

Wykres 19. Struktura rynku energetycznego od 2007 r.



Źródło: Dane przekazane przez państwo.

Grupy te oraz dwie zagraniczne firmy (Vattenfall i RWE) są właścicielami polskiego systemu dystrybucji w sześciu wydzielonych regionach geograficznych (Mapa 2). Zważywszy, że większość z DSO działa w ramach zintegrowanych pionowo grup będących w posiadaniu jednostek wytwórczych i dostawczych, proces osiągnięcia rzeczywistej i całkowitej niezależności był procesem powolnym, jednakże formalne i prawne wymogi niezależności DSO zostały spełnione. Gałąź odpowiedzialna za dostawy w każdej z grup sprzedaje większość energii do klientów podłączonych do sieci dystrybucyjnej tej grupy. Urząd Regulacji Energetyki podkreśla jednakże ważny postęp osiągnięty przez DSO w 2009 r. opierający się na jednakowych warunkach według jakich traktowani są wszyscy użytkownicy w systemie i na oferowaniu równego dostępu do sieci dystrybucyjnych dla stron trzecich. Konkurencja poza ramami stref działania każdego z DSO stopniowo wzrasta, aczkolwiek w wolnym tempie ze względu na zbliżone oferty potencjalnych konkurentów.

Urząd Regulacji Energii, udziela i cofa licencje oraz przydziela taryfy przesyłowe i dystrybucyjne dla gospodarstw rolnych (patrz Rozdział 2 – więcej szczegółów dotyczących URE).

Mapa 2. Strefy poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego



Granice, nazwy i oznaczenia ujęte w mapkach załączonych do niniejszej publikacji nie są oficjalnym stanowiskiem MAE.

Źródło: Dane przekazane przez państwo.

RYNEK HURTOWY

Segment wytwórczy i hurtowy rynek energii elektrycznej ma charakter skoncentrowany. Na trzech głównych wytwórców – PGE, Tauron i Enea – przypadała ponad połowa zainstalowanej mocy oraz ponad 75% obrotów na rynku hurtowym w 2009 r. Samo PGE osiągnęło poziom 36% wytworzonej mocy i prawie połowę obrotów rynku hurtowego.

W 2009 r., ponad 90% całkowitej wygenerowanej w Polsce energii elektrycznej zostało sprzedanych do firm handlowych na podstawie umów dwustronnych. Co więcej, ponad 58% całości sprzedaży hurtowej miało miejsce w ramach grup pionowo zintegrowanych. Dominacja umów dwustronnych i koncentracja handlu w ramach grup kapitałowych ma wpływ na zaniżenie płynności rynku hurtowego i powoduje brak przejrzystości polityki cenowej.

Pozostała energia elektryczna jest sprzedawana rynku bilansującym (9,1 TWh lub 6,6% produkcji) i w mniejszym stopniu na rynkach *spot* (Towarowa Giełda Energii lub Internetowa Platforma Obrotu Energią Elektryczną). Obrót na polskiej Towarowej Giełdzie Energii (TGE SA) sięgnął poziomu 3 TWh, jedynie 2 % konsumpcji energii elektrycznej w 2009 r., niemniej jednak oznacza to wzrost o 45% w porównaniu do poprzedniego roku. Kolejne 4,36 TWh, czyli 2,93% krajowej konsumpcji energii elektrycznej zostało sprzedane poprzez Internetową Platformę Obrotu Energią Elektryczną (IPPT), rynek zorganizowany przez jednego z uczestników rynku energii elektrycznej.

Od sierpnia 2010 r., wszyscy producenci podlegają prawnemu obowiązkowi sprzedaży 15% energii elektrycznej poprzez giełdę energii, w ramach przetargów, zawierania umów z odbiorcami końcowymi przy wykorzystaniu platformach handlowych na przejrzystych i nie dyskryminacyjnych zasadach. Krok ten ma na celu zwiększenie płynność rynku hurtowego.

RYNEK DETALICZNY

Na kształt popyt polskiego rynku detalicznych odbiorców energii elektrycznej składa się 16 mln odbiorców końcowych, z czego 85% stanowią gospodarstwa domowe. Poziom sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych obejmuje ok. 24% całości sprzedawanej energii elektrycznej.

Istnieje 310 przedsiębiorstw dysponujących zezwoleniem na sprzedaż energii. Dwudziestu dostawców posiada związki kapitałowe z DSO. W 2009 r. najwyższy udział w sprzedaży energii elektrycznej został osiągnięty przez 14 dostawców ustanowionych na bazie poprzednich systemowych operatorów dystrybucyjnych. Są oni stałymi dostawcami dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na przełączenie na innego dostawcę. Tabela 3 pokazuje udziały w sprzedaży energii elektrycznej pięciu wiodących dostawców.

Tabela 3. **Struktura sprzedaży głównych dostawców (status z końca 2009 r.)**

Dostawcy	Udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych (w %)		
	≥ 2 GWh	50 MWh —2 GWh	≤ 50 MWh
ENERGA – Obrót SA	9,2	20,2	18,3
ENEA SA	12,5	18,1	12,4
ENION Energia Sp. z o.o.	11,9	9,9	14,2
EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.	10,7	11,1	9,7
RWE Polska SA	5,3	8,6	5,0
Vattenfall Sales Poland SA	4,9	5,9	6,5

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Od momentu otwarcia rynku na klientów zewnętrznych w 2004 r. oraz na wszystkich konsumentów w 2007 r., stopa przełączeń klientów wzrosła, pozostając jednak wciąż na niskim poziomie. Ponad 1060 lokalnych klientów (w strefie danego dostawcy) zmieniło dostawcę. W 2008 r. liczba ta wynosiła 905, w 2007 r. 541. Udział przełączeń zewnętrznych klientów (mierzony poprzez konsumpcję energetyczną) był o wiele wyższy niż u klientów domowych (Tabela 4). Wzrastająca liczba firm zmieniających dostawców w 2009 r. w porównaniu do lat poprzednich wywołana była dekonjunkcją w gospodarce skłaniającą firmy do poszukiwania atrakcyjniejszych ofert.

W 2008 r. uproszczono i skrócono procedurę administracyjną przełączenia dostawcy. Pomimo tego usprawnienia wciąż pozostawały bariery o innym charakterze. Nadal brak jest wystarczającej ilości ofert konkurencyjnych, co tłumaczy niskie zainteresowanie konsumentów. Wśród odbiorców mieszkaniowych tłumaczone jest to regulacją taryf dla gospodarstw domowych, które pozostają na bardzo zbliżonym poziomie niezależnie od

dostawcy. Według URE, do pozostałych barier dla wolnego przełączania należy zaliczyć „długotrwały proces podpisywania umów o świadczenie usług dystrybucyjnych i niesprawiedliwe modyfikacje dotyczące świadczenia usług po skorzystaniu przez konsumenta z prawa do przełączenia dostawcy”. Ponadto, brak jest wiedzy na temat możliwości i procedur przełączenia, szczególnie pośród gospodarstw domowych co dodatkowo hamuje rozwój konkurencji. Silna i niezależna regulator jest w stanie zabezpieczyć konkurencję na rynku (patrz Rozdział 2 opisujący Urząd Regulacji Energetyki). URE rozpoczął kampanię edukacyjną, umieszczając na swej stronie internetowej odpowiednie informacje oraz uruchamiając centrum informacyjne poświęcone tematyce przełączeń dostawców.

Tabela 4. **Udział konsumentów, którzy dokonali przełączenia dostawcy, 2006–2009**

Rok	Udział konsumentów, którzy dokonali przełączenia dostawcy, według konsumpcji energii (%)			Ilość renegocjowanych umów*
	Wielcy konsumenci przemysłowi	Średni przemysłowi i handlowi konsumenci	Mali odbiorcy firmowi i indywidualni	
2006	15,84	0,012	0	47
2007	16,95	0,128	0,001	44
2008	15,95	0,309	0,005	Brak danych
2009	22,39	1,150	0,03	Brak danych

* renegocjacja umowy oznacza modyfikację warunków umowy z poprzednim dostawcą.

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

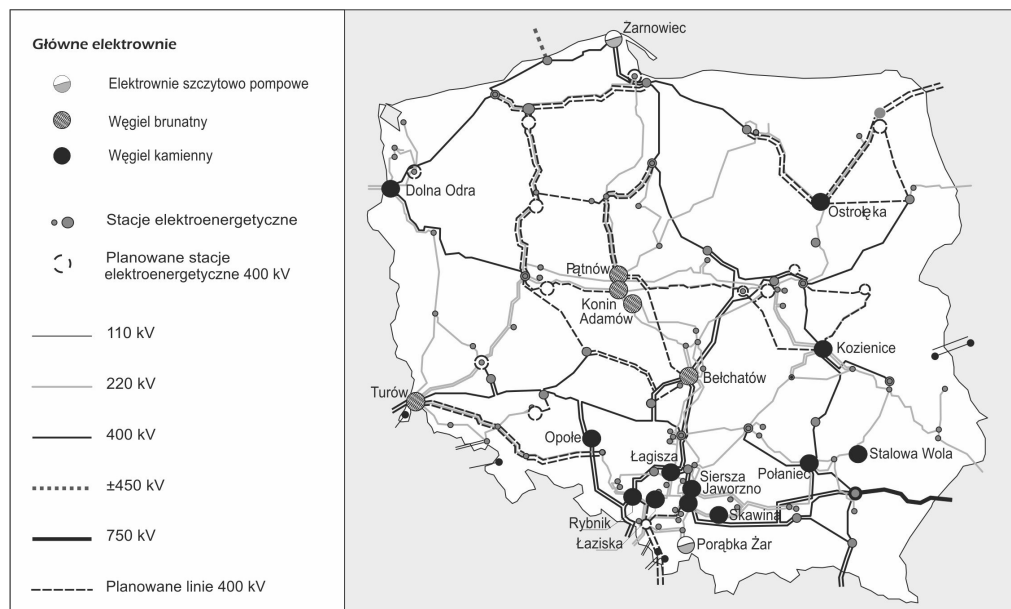
SIECI ELEKTRYCZNE

Polska sieć elektryczna składa się z 45 700 km linii wysokiego napięcia, 300 500 km linii średniego napięcia i 423 900 km linii niskiego napięcia (Mapa 3). Jak wcześniej wspomniano, infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna starzeje się i wymaga modernizacji. Sieci dystrybucyjne w obszarach wiejskich są dość przestarzałe, a straty energii w trakcie dystrybucji sięgają ok. 9% dostaw, co oznacza w przybliżeniu poziom o jedną trzecią wyższy niż średnia wśród europejskich państw OECD.

Brak zdolności w zakresie dystrybucji ma miejsce przede wszystkim na północy kraju. Ograniczono budowę nowych linii dystrybucyjnych i przesyłowych, co hamuje proces rozwoju nowych źródeł energii, szczególnie odnawialnych. Na północy Polski ilość instalacji opartych na źródłach odnawialnych podłączonych do sieci znacznie przewyższa jej wydolność dystrybucyjną. Brak działań w tym obszarze skutkuje spadkiem inwestycji w niskoemisyjną produkcję energii i spowolni postęp w zakresie polskich źródeł odnawialnych.

Operator sieci przesyłowych (TSO), PSE, jest odpowiedzialny za utrzymanie i rozwój infrastruktury przesyłowej oraz połączeń transgranicznych, jak też za bezpieczeństwo operacyjne sieci. Operatorzy systemu dystrybucyjnego (DSO) odpowiedzialni są za utrzymanie i rozwój sieci dystrybucyjnych. Obie grupy operatorów mają prawny obowiązek przygotowywania planów rozwojowych (na 15 lat dla TSO i 3 lata dla DSO). W planach tych muszą wyrazić preferowane lokalizacje nowych mocy wytwórczych, jak też i koszty ich przyłączenia. TSO i DSO koordynują rozwój sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych.

Mapa 3. Infrastruktura elektryczna



Granice, nazwy i oznaczenia ujęte w mapach załączonych do niniejszej publikacji nie są oficjalnym stanowiskiem MAE.

Źródło: MAE.

SIEĆ POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH I HANDEL

Polska sieć przesyłowa jest połączona z siecią szwedzką, niemiecką, czeską, słowacką, ukraińską i białoruską, z czego dwa ostatnie połączenia nie są wykorzystywane. Budowa 400 kV linii na Litwę, nowej linii do Niemiec oraz wzmocnienie sieci w punktach połączeń z Republiką Czeską i Słowacką mają planowo podnieść wydajność systemu. Planowany most elektryczny pomiędzy Polską i Litwą ma być ważnym elementem tzw. Pierścienia Bałtyckiego, na który składać się będą systemy elektryczne krajów basenu Morza Bałtyckiego. Nadano mu rangę priorytetu w ramach transeuropejskiej sieci energetycznej (TEN-E). Wdrożenie projektu poprawi poziom bezpieczeństwa energetycznego nie tylko Polski i Litwy, ale również całego regionu. Polska zapewniła fundusze na rozwój sieci i połączeń międzypaństwowych z Unii Europejskiej (Program Operacyjny „Infrastruktura i Środowisko”), będą jednakże potrzebne znaczne dodatkowe nakłady inwestycyjne dla realizacji zaplanowanych celów wymiany przynajmniej 15% używanej energii elektrycznej w Polsce do 2015 r., 20% do 2020 r., 25% do 2030 r., wyznaczonych w *PEP 2030*.

Ze względu na ograniczoną przepustowość połączeń z krajami sąsiednimi, transgraniczny obrót energią jest relatywnie niski. Ponadto, przepływy pętlowe w dostawach energii ze źródeł wiatrowych z północy Niemiec stwarzają coraz większe problemy dla polskiej sieci. Dostępność możliwości importowania i eksportowania energii jest administrowana przez operatora PSE SA w ramach rocznych, miesięcznych, czy dziennych aukcji. Żadne moce przesyłowe nie były oferowane na aukcjach rocznych. Było to spowodowane znacznym Marginesem Bezpieczeństwa Przesyłu (TRM) wynikającym, między innymi ze znacznych skoków przesyłu z Niemiec (ang. *loop flows*). Brak jest szczegółowych przepisów mogących regulować podobne problemy w przesyłach międzynarodowych.

ELASTYCZNOŚĆ SYSTEMU

Stymulowanie ogólnej elastyczności systemów elektroenergetycznych staje się koniecznością, szczególnie biorąc pod uwagę planowany udział energii jądrowej i rosnący procent uczestnictwa źródeł odnawialnych. Tematy związane z podłączeniem źródeł odnawialnych do sieci omówione są w Rozdziale 9 dotyczącym źródeł odnawialnych. Zarządzanie Stroną Popytową (DSM) jest oszczędnym sposobem redukcji obciążenia szczytowego (patrz Rozdział 4 o Efektywności energetycznej dla bardziej szczegółowych danych o DSM). Inteligentne sieci i mierniki energii mogą odegrać ważną rolę w zarządzaniu popytem i uelastycznieniu systemu. URE aktywnie promuje inteligentne mierniki energii celem dostarczenia konsumentom informacji o ich bieżącej konsumpcji energii w czasie prawie rzeczywistym. Formy wykorzystujące elastyczne tryby produkcji (takie jak elektrownie gazowe) oraz technologie magazynowania energii elektrycznej, takie jak pompy wodne, czy Magazynowanie Energii z Pomocą Sprężonego Powietrza (CAES) to kolejne ważne narzędzia, których użycie warto rozważyć wraz ze wzmocnieniem łączności z krajami sąsiednimi. Bieżąca i potencjalna rola gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej omawiana jest w Rozdziale 7.

PRYWATYZACJA

Ministerstwo Skarbu jest odpowiedzialne za prywatyzację własności państwowej, w tym również spółek sektora energetycznego. W latach dziewięćdziesiątych i na początku XXI wieku dokonano wielu inwestycji. W 2006 r. Polska zawiesiła proces prywatyzacyjny sektora elektroenergetycznego, tworząc tzw. „krajowych liderów” – zintegrowanych pionowo: PGE, Tauron, Enea i Energa. Enea trafiła na Warszawską Giełdę (WSE) w listopadzie 2008 r., (Grupa PGE obecna jest na giełdzie od listopada 2009 r. a Grupa Tauron od czerwca 2010 r.).

W lipcu 2009 r. rząd przedstawił przyspieszony program prywatyzacyjny sektora w celu uzyskania dodatkowych wpływów do budżetu państwa na tle rosnącego deficytu. Rząd planuje utrzymać pakiet kontrolny w PGE i sprywatyzować – częściowo lub całkowicie – większość firm sektora elektrycznego w latach 2010–2011. W październiku 2010 r., Ministerstwo Skarbu utrzymywało bezpośrednio 85% udziałów Grupy PGE, 36,17% udziałów Grupy Tauron, 60,43% udziałów w Enea i 85,45% udziałów w Energa. Spodziewana jest kontynuacja procesów prywatyzacyjnych.

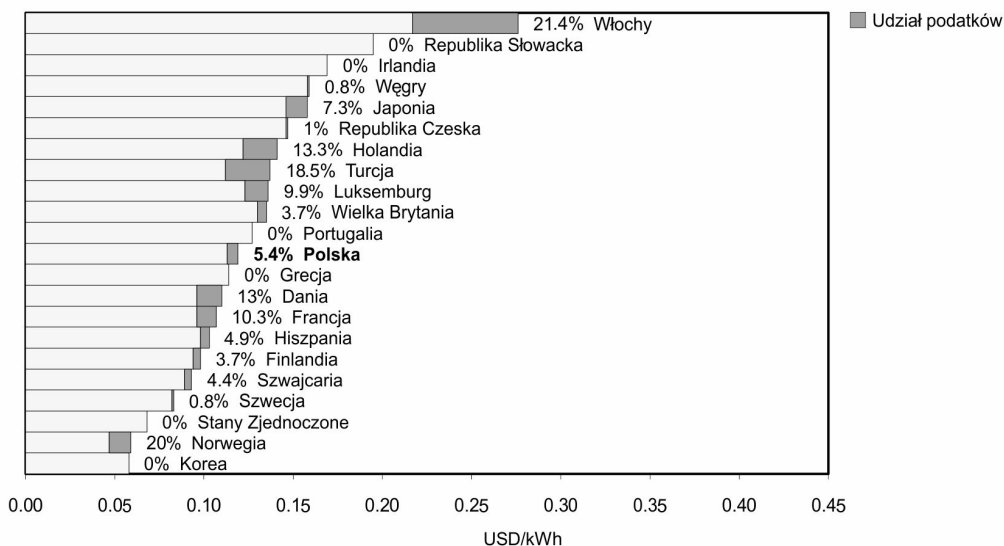
We wrześniu 2010 r. Ministerstwo Skarbu Państwa zgodziło się sprzedać PGE 84,19% udziałów spółki Energa za kwotę 7,53 mld PLN (1,74 mld EUR). By umożliwić tę transakcję, rząd polski wniósł poprawki do *PEP 2030*. Rząd argumentuje konieczność fuzji potrzebą stworzenia firmy będącej w stanie poradzić sobie z finansowaniem i kwestiami technologicznymi związanymi z budowaniem elektrowni jądrowych w Polsce, dodatkowo argumentując, iż całkowita wartość obu spółek nie ulegnie zmianom. Do końca października 2010 r. polski Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumenta (UOKiK) nie zaakceptował transakcji.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych nie są regulowane za wyjątkiem taryf dla gospodarstw domowych (oraz innych drobnych użytkowników, takich jak rolnicy), które nadal są zatwierdzane przez URE. Wykres 20 przedstawia polskie ceny energii elektrycznej dla przemysłu i gospodarstw domowych w porównaniu z innymi państwami MAE.

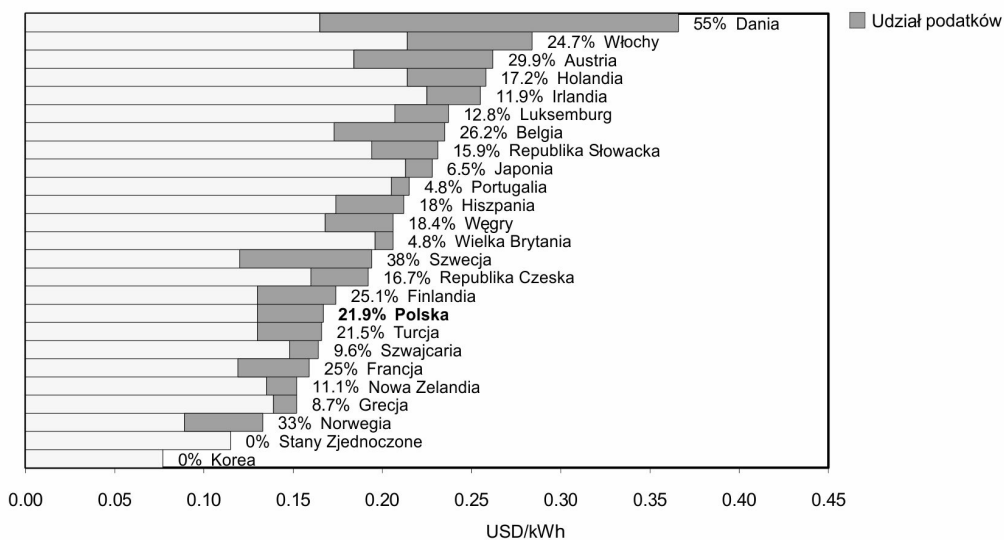
Wykres 20. Ceny energii elektrycznej w państwach MAE, 2009

Sektor przemysłowy



Uwaga: Brak dostępnych danych dotyczących opodatkowania w Korei i Stanach Zjednoczonych. Dane niedostępne dla Australii, Austrii, Belgii, Kanady, Niemiec i Nowej Zelandii.

Sektor gospodarstw domowych



Uwaga: Brak dostępnych danych dotyczących opodatkowania w Korei i Stanach Zjednoczonych. Dane niedostępne dla Australii, Kanady i Niemiec.

Źródło: *Energy Prices and Taxes*, IEA/OECD Paris, 2010.

SIECI CIEPŁOWNICZE

Ze względu na relatywnie chłodny klimat, znaczny udział procent polskiego całkowitego zużycia energii przeznaczany jest na cele grzewcze. Według ostatnich sondaży przeprowadzonych w 2002 r. na ogrzewanie i gorącą wodę przypada największy udział w zużyciu energii w gospodarstwach domowych (kolejno 71% i 15%). Ważną cechą Polski jest wysokie znaczenie przyznawane sieciom ciepłowniczym, podobnie jak w większości

państw byłego bloku wschodniego. Polska dysponuje 19 000 km linii ciepłowniczych, będących w posiadaniu ponad 460 licencjonowanych przedsiębiorców. Zainstalowana moc grzewcza w 2008 r. dochodziła do 60 000 MWth³⁰. Według badań z 2002 r., 40% gospodarstw domowych jest ogrzewanych w ramach sieci, 21% poprzez kotłownie, 36% poprzez indywidualne ogrzewanie oraz 3% z innych źródeł³¹. Według ostatnich opinii ekspertów, ogrzewanie sieciowe zajmuje 50-60% ogrzewania w mieszkalnictwie i do 75%–80% w obszarach miejskich³².

Ze względu na naturę lokalną ogrzewania poprzez sieci, nie istnieje rynek ogólnokrajowy dla tego rodzaju usług grzewczych. Występują znaczne różnice pomiędzy lokalnymi rynkami usług grzewczych w zakresie własności infrastruktury i usług operatorskich, ilości podłączonych klientów i ich zagęszczenia, dostępności różnych źródeł ciepła, presji konkurencyjnej w związku z innymi formami ogrzewania (indywidualne bojler gazowe) i innych czynników. W większości przypadków przedsiębiorstwa obsługujące sieci ciepłownicze są zintegrowane pionowo oraz dysponują licencjami dla różnych działań – wytwarzania ciepła, przesyłu i/lub dostaw. Głównym paliwem używanym do generacji ciepła jest węgiel (76% w 2008 r.) jednak jego udział stopniowo się zmniejszał w ciągu ostatnich lat, podczas gdy udział biomasy w tym samym czasie wzrastał.

Urząd Regulacji Energetyki (URE) ma dziewięć regionalnych biur, których głównym zajęciem jest przyznawanie licencji na produkcję ciepła, przesył, dystrybucję i lokalną taryfikację sprzedaży ciepła. URE zatwierdza taryfy lokalne sprzedaży ciepła według metodologii naliczania marży, zgodnie z którą taryfa pokrywa wszystkie uzasadnione koszty. System ten nie dostarcza wielu pomocnych środków dla redukcji kosztów i podniesienia wydajności dla firm grzewczych. *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.* określa regulacje reform taryf ciepła silnie osadzając je w rynku.

Lokalne społeczności (gminy) są zobowiązane przepisami prawa do tworzenia lokalnych planów energetycznych, określających najtańsze możliwe opcje realizacji usług energetycznych dla gospodarstw domowych, włączając w to ciepło, energię elektryczną i gaz (patrz Rozdział 4 opisujący efektywność energetyczną). Wymaga się też od nich zwracania specjalnej uwagi na kogenerację oraz wykorzystanie ciepła ze spalania odpadów. Obowiązek ten nie został właściwie wdrożony, gdyż niewiele spośród gmin stworzyło takie plany.

Polska poczyniła wiele kroków na rzecz modernizacji swoich lokalnych sieci ciepłowniczych, dotyczących instalacji mierników ciepła i usprawnienia obsługi klienta, niemniej jednak wciąż pozostaje wiele wyzwań, którym należy sprostać. Emisje CO₂ pochodzące z sektora ciepłowniczego osiągają dość wysoki poziom ze względu na przeważające wykorzystanie węgla. W wielu gminach sieci dystrybucji ciepła są wciąż dość niskiej jakości a straty ciepła wysokie. Rząd planuje zredukować emisje gazów cieplarnianych w sieciach ciepłowniczych dzięki użyciu kogeneracji ciepła i energii elektrycznej (CHP).

KOGENERACJA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej (CHP) jest technologią względnie dobrze rozwiniętą w Polsce. Ponad 15% całości produkowanej energii elektrycznej i ponad 60% ciepła pochodzi z kogeneracji³³. Zgonie z opinią rządu oraz sektora przemysłu, istnieje

³⁰ Dla instalacji o całości mocy zainstalowanej poniżej 5 MW nie jest wymagana licencja.

³¹ Główny Urząd Statystyczny, 2003.

³² Patrz dla przykładu, Choromanski, P., *Current State of Heating and Cooling Market in Poland*, 2009, RES-H Policy.

³³ Według URE. Eksperti przemysłowi ustalają udział ciepła produkowanego w kogeneracji na poziomie 55–65%.

potencjał dla dalszego rozwijania użycia kogeneracji w Polsce. Nieefektywne kotły dostarczające ponad jedną trzecią ciepła w sieciach ciepłowniczych mogą być w wielu przypadkach zastąpione wydajniejszymi systemami kogeneracyjnymi.

Polska wspiera kogenerację postępując zgodnie z Dyrektywą UE o CHP. Istnieje wymóg prawny dla dostawców energii, aby pewna część energii elektrycznej dostarczanej na rynek pochodziła z kogeneracji (przynajmniej 13,7% w 2005 r. i 16% w 2010 r.). Dostawcy powinni przedstawić wymaganą ilość certyfikatów pochodzenia CHP (tzw. „czerwono/brązowych certyfikatów”) do Urzędu Regulacji Energetyki, lub uiścić opłatę zastępczą. Mogą oni otrzymać certyfikaty pochodzenia, produkując własną kogenerację lub kupując je na rynku certyfikatów. System ten jest zbliżony do systemu zbywalnych „zielonych” certyfikatów dotyczących energii odnawialnej, szerzej omawianych w Rozdziale 9. Dodatkowo, dostawcy ciepła mają obowiązek nabywania go ze źródeł kogeneracyjnych w ilości nie przekraczającej poziomu popytu konsumentów podłączonych do sieci. Istniejące mechanizmy okazały się niezbyt wydajne i nie pomogły w stymulacji znaczących inwestycji w nowe jednostki kogeneracyjne. Od 2009 r., URE nałożył obowiązek na producentów ciepła dotyczący publikowania informacji o kosztach produkowanego ciepła poprzez CHP i bez użycia tej technologii. Działanie to ma posłużyć dodatkowemu zachęceniu do szerszego wykorzystania kogeneracji jako tańszej metody produkcji ciepła.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. wyznacza cel podwojenia produkcji energii elektrycznej drogą wysokowydajnej kogeneracji do 2020 r. W celu implementacji tych ambitnych celów, rząd przyjął Program Rozwoju Kogeneracji w Polsce do 2030 r. Program ten ma na celu określenie potencjału i rozwinięcie nowych mechanizmów wsparcia CHP.

WNIOSKI

ENERGIA ELEKTRYCZNA

Polska w ostatnich latach poczyniła znaczny postęp w kwestii liberalizacji rynku elektrycznego. Przyjęła wszystkie przepisy europejskie odnoszące się do tego rynku i dostaw energii. Liberalizacja jest jednakże procesem ciągłym i tak jak w przypadku innych państw pozostaje dużo do zrobienia zanim wyłoni się w pełni konkurencyjny, wolny rynek.

Sektor produkcji i hurtowy pozostają nadal w stadium silnej koncentracji. Większość wygenerowanej energii elektrycznej (90%) jest sprzedawana na podstawie umów dwustronnych, udział energii sprzedawanej na rynku *spot* jest nadal niski, pomimo wzrostu zaobserwowanego w 2009 r. Dominacja umów dwustronnych i koncentracja handlu w ramach grup kapitałowych wpływa na obniżenie płynności na rynku hurtowym oraz brak przejrzystości w ustalaniu cen. Otwarty i w pełni funkcjonujący rynek hurtowy jest kluczem do prawdziwej konkurencyjności. Nowe regulacje wymagające od producentów oferowania 15% ich energii elektrycznej na giełdzie energetycznej lub na rynku regulowanym ma zwiększyć poziom konkurencji na etapie hurtowym. By usunąć jednak bariery prawdziwej konkurencji w hurcie potrzebne będzie podjęcie większych wysiłków.

Należy podkreślić wdrożenie przez Polskę separacji systemowego operatora przesyłowego (TSO). Sieć przesyłowa jest obsługiwana i należy do operatora PSE, będącego spółką skarbu państwa, jednakże polscy operatorzy sieci dystrybucyjnych (DSO), mimo prawnego oddzielenia, są wciąż częścią pionowo zintegrowanych grup, do których należy produkcja i na które przypada 83% sprzedaży energii elektrycznej. Operatorzy DSO poczynili znaczny postęp w zakresie zapewnienia osobom trzecim dostępu do sieci. Mimo to, obecna struktura własnościowa może ograniczać ich pełną niezależność ze względu na potencjalne konflikty interesów dotyczące celów ich grup kapitałowych, dlatego jest potrzebny stały monitoring rynku dla zapewnienia równego traktowania wszystkich jego uczestników.

Pomimo całkowitego otwarcia rynku energii elektrycznej w Polsce dla konkurencji detalicznej od 1 lipca 2007 r. zgodnie z Dyrektywami UE, przełączanie konsumentów jest nadal ograniczone. Dzieje się tak przede wszystkim z braku alternatywnych, atrakcyjnych ofert dla konsumentów z rynku mieszkaniowego, co tłumaczy się do pewnego stopnia regulowanymi taryfami, ustanowionymi na podobnym poziomie. Może to zostać częściowo usprawnione poprzez podniesienie płynności rynku hurtowego. Mimo to, rząd i regulatorzy rynku powinni działać w sposób zapewniający warunki uczestnictwa dla wszystkich graczy na warunkach całkowitej konkurencji. Ponadto, podnoszenie poziomu świadomości społecznej i ułatwianie dostępu do informacji zachęci konsumentów do zmieniania dostawców. Docelowo, silny i niezależny regulator to klucz do osiągnięcia prawdziwie konkurencyjnego rynku.

Ministerstwo Skarbu Państwa planuje sprywatyzować – częściowo lub całkowicie – pewną liczbę spółek sektora energetycznego, utrzymując swój pakiet kontrolny w PGE. Prywatyzacja sama w sobie niekoniecznie podniesie konkurencję, może jednak wnieść więcej znamion wolnej konkurencji, jeżeli wprowadzana będzie z takim zamierzeniem. Mimo to, polski plan prywatyzacyjny nie wydaje się w pełni odzwierciedlać priorytetów zakreślonych w *PEP 2030*. W szczególności dotyczy to pionowo zintegrowanych grup majątkowych, takich jak operatorzy DSO. Gdyby ich własność została wyodrębniona przed prywatyzacją, proces ten znacznie przyspieszyłby podniesienie poziomu konkurencyjności.

Inny obszar wymagający poświęcenia przez rząd uwagi to całościowa efektywność systemu elektroenergetycznego w Polsce. Infrastruktura elektryczna jest coraz bardziej przestarzała i pilnie potrzebuje inwestycji w modernizację i/lub wymianę sieci. Poprawa efektywności może prowadzić do obniżenia kosztów i cen energii elektrycznej. Sieci przesyłowe i dystrybucyjne powinny zostać rozwinięte i zmodernizowane w celu redukcji strat. Wyższym priorytetem powinno zostać opatrzone podniesienie elastyczności systemów energetycznych, w szczególności biorąc pod uwagę planowaną budowę elektrowni jądrowej i rosnący udział energii ze źródeł odnawialnych. Elastyczność można stymulować również poprzez sterowanie popytem, elastyczne jednostki generacyjne (takie jak elektrownie gazowe), międzysystemowe przyłączenia i magazynowanie. Rola potencjału gazu ziemnego dla maksymalizacji bezpieczeństwa systemu nie może być niedoceniana.

Międzysystemowe przyłączenia są istotne dla efektywnego i konkurencyjnego rynku, gwarantując bezpieczeństwo dostaw. Pozytywnym czynnikiem jest fakt koncentracji rządu na ww. przyłączeniach w *PEP 2030* oraz wyznaczenie celu wymiany z innymi krajami przynajmniej 25% energii elektrycznej do 2030 r. By ten cel osiągnąć, potrzebne jednak będą znaczne, dodatkowe inwestycje.

CIEPŁOWNICTWO

Polska posiada jedną z największych sieci ciepłowniczych w Europie. Ogrzewanie w sieciach ciepłowniczych daje unikalną możliwość dalszego rozwijania kogeneracji CHP, jak też używania ciepła z różnych źródeł, takich jak spalanie odpadów przemysłowych czy wykorzystanie spalarni śmieci.

Jedynie ok. 60% ciepła w sieciach pochodzi z kogeneracji CHP. Istnieje zatem potencjał wymiany jednostek ciepłowniczych produkujących jedynie ciepło na nowoczesne i wydajne kogeneracyjne jednostki. By całkowicie wykorzystać korzyści środowiskowe i wynikające ze wzrostu efektywności energetycznej związane z kogeneracją, cały system musi być bardziej efektywny. Ogólnie, jednostki ciepłownicze są przestarzałe i nieefektywne. Sieci dystrybucji ciepła są również wiekowe, co podnosi straty ciepła. Nie tylko podkopuje to ogólną efektywność kogeneracji, ale również winduje ceny ciepła i obniża jakość usług, zmniejszając tym samym atrakcyjność sieci ciepłowniczych w oczach konsumentów ostatecznych. Rząd poczynił już kroki w kierunku modernizacji sieci ciepłowniczych w Polsce, wciąż jednak można zrobić tu więcej w tym zakresie. Plan rządu wprowadzenia przepisów poprawiających taryfy ciepłownicze budzi optymizm i z pewnością powinien zostać wprowadzony w celu wprowadzenia efektywniejszych opcji realizacji dostaw ciepła.

Ogólnie rzecz biorąc, rząd powinien silniej promować ogrzewanie w zakresie spraw będących częścią bieżąco realizowanych strategii, pamiętając, że jest to ważny element całościowego zużycia energii. Biorąc pod uwagę warunki klimatyczne Polski, pewny tani i przyjazny dla środowiska system ciepłowniczy stanowi ważny czynnik dobrobytu społeczeństwa i rozwoju kraju.

Podczas gdy sieci ciepłownicze wraz z kogeneracyjną metodą wytwarzania ciepła mogą być wysoce sensownymi rozwiązaniami pod względem ekonomicznym i ekologicznym w środowiskach miejskich, inne rozwiązania mogą mieć lepsze zastosowanie w obszarach o mniejszym zasiedleniu. Obowiązek gmin kreowania własnych lokalnych planów energetycznych może stanowić ważny krok ku zapewnieniu optymalnego ogrzewania, dostosowanego do warunków lokalnych.

PROGRAM JĄDROWY

Zgodnie z treścią *PEP 2030*, głównym celem polityki energetycznej jest zróżnicowanie źródeł energii elektrycznej poprzez wdrożenie energii jądrowej. Zróżnicowanie to będzie mile widziane, podnosząc bezpieczeństwo dostaw i pozwalając na obniżenie emisji CO₂.

Wydaje się, iż rząd posiada rzetelny plan dotyczący energii jądrowej, włączając w to tworzenie instytucji i ram prawnych oraz składowanie odpadów radioaktywnych. Polityczna wola oraz dostateczne zasoby będą w stanie wesprzeć działania zawarte w Programie Działań Wykonawczych, przez co Polska będzie mogła kontynuować rozwój realizacji programu nuklearnego. Trzeba jednak pamiętać, że uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej do 2022 r. będzie wymagało aktualnego wdrożenia wszystkich kroków wyodrębnionych w programie. Dokonanie wszystkich koniecznych czynności wymagać będzie znacznych zasobów – finansowych i ludzkich – w ciągu kilku kolejnych lat. Szczególnie ważne będzie proces zwiększania kompetencji, edukacja i szkolenia dla kadry inżynierskiej i technicznej. Współpraca międzynarodowa i doświadczenia innych państw mogą przynieść pożytek, który zaowocuje skutecznym wdrożeniu programu.

Rząd wyznaczył PGE, największy zakład w kraju, na czołowego inwestora planowanej elektrowni jądrowej. PGE będzie musiał zastosować kryteria ekonomiczne w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, podobnie zresztą jak inne zaangażowane instytucje finansowe i inwestorzy. Elektrownia jądrowa to znaczna inwestycja, gwarantująca swój zwrot poprzez produkcję energii w obciążeniu podszczytowym. Niejasnym pozostaje, czy dzisiejszy rynek hurtowy wesprze inwestycje handlowe w elektrownie jądrowe.

Utrzymywanie politycznego i publicznego wsparcia jest konieczne dla skutecznego wdrożenia programu jądrowego, zarówno w wymiarze ogólnokrajowym, jak też lokalnym. Planowana kampania informacyjna i debaty publiczne będą mile widzianymi środkami oddziaływania, ważnymi w utrzymywaniu konsensusu wokół tematu programu jądrowego wśród partii politycznych i pozyskiwaniu wsparcia społecznego dla jego wdrożenia.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

Energia elektryczna

- Kontynuować wysiłki na rzecz podnoszenia konkurencyjności rynku energii elektrycznej.*
- Stworzyć przejrzystą, dobrze funkcjonującą i płynną strukturę rynku hurtowego.*
- Wprowadzić rozdział własnościowy operatorów systemu dystrybucyjnego (DSO)*
- Określić i przeciwdziałać barierom dla konkurencji detalicznej.*
- Usunąć taryfy regulowane dla gospodarstw domowych wraz ze wzrostem poziomu konkurencji.*
- Zapewnić wsparcie prywatyzacji dla wzrostu konkurencji na rynku energii elektrycznej.*
- Podnieść poziom integracji z krajami sąsiednimi poprzez zwiększenie przepustowości połączeń międzysystemowych i redukcję przeszkód w handlu międzynarodowym, np. loop flows.*

Ciepłownictwo

- Objąć wyższym priorytetem kwestie ciepłownictwa w polityce energetycznej.*
- Kontynuować wysiłki zachęcające do modernizacji systemu dostaw ciepła oraz wybrać najefektywniejsze rozwiązania.*
- Upewnić się, by system wsparcia kogeneracji brał pod uwagę całościową efektywność systemów ciepłowniczych i dostaw energii elektrycznej do odbiorców ostatecznych.*

Program jądrowy

- Kontynuować w trybie pilnym przygotowania do wdrożenia programu jądrowego, zapewniając odpowiednie zasoby ludzkie i finansowe oraz potrzebne zaplecze ustawowe.*
- Przeprowadzić ogólnokrajową debatę dla podniesienia świadomości społecznej co do roli, jaką odgrywać ma energia jądrowa w ogólnej strategii kraju.*
- Konsultować się z potencjalnymi inwestorami, rozważając opcje dla finansowania proponowanych elektrowni jądrowych oraz co do możliwej pewności opłacalności inwestycji wobec wdrażanych operacji rynkowych.*

6. WĘGIEL

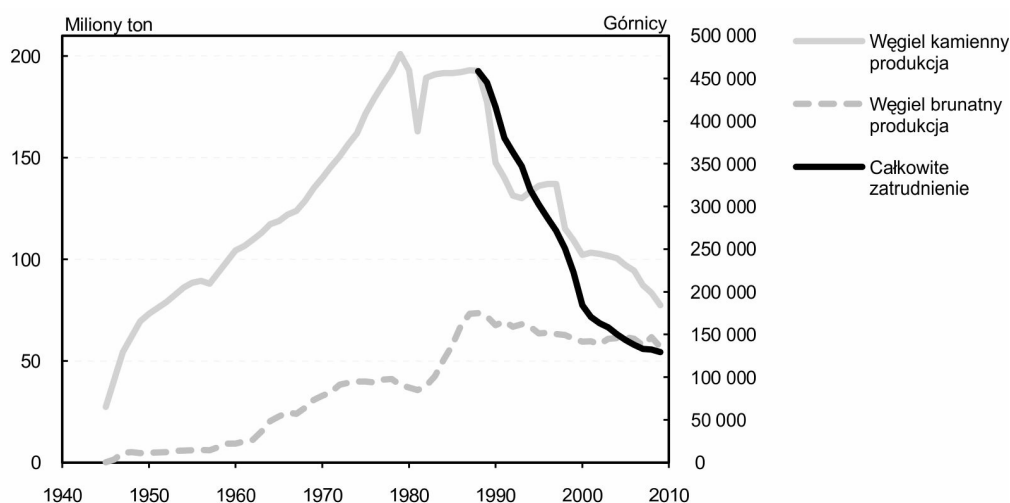
POPYT, PODAŻ I HANDEL

PRODUKCJA

Krajowa produkcja zaspokaja większość zapotrzebowania na węgiel kamienny i całkowity popyt na węgiel brunatny. Produkcja węgla kamiennego uległa znacznemu obniżeniu od szczytu produkcji w 1979 r. na poziomie 201 mln ton (Wykres 21). W 2009 r. produkcja wyniosła 77,4 mln ton (spadek w porównaniu z 2008 r. z poziomu 83,4 mln ton) i odzwierciedla nie tylko spadek zapotrzebowania na węgiel, ale często również niewielką opłacalność wydobycia węgla z kopalni głębinowych. Mimo to, Polska wciąż pozostaje dziewiątym największym światowym producentem węgla kamiennego. Poziom produkcji sięga 62% całości produkcji węgla w UE (jedynymi poza Polską producentami węgla kamiennego w Unii Europejskiej są Republika Czeska, Niemcy, Hiszpania, Rumunia i Wielka Brytania).

Od lat pięćdziesiątych liczba i wydajność instalacji oczyszczania węgla w Polsce uległa zwiększeniu. Większość węgla jest obecnie oczyszczona w celu zredukowania ilości popiołu i siarki przed dostarczeniem na rynek, nadając mu jakość zbliżoną do gatunków węgla w obrocie międzynarodowym.

Wykres 21. **Produkcja węgla kamiennego i brunatnego w Polsce oraz całkowita liczba osób zatrudnionych w sektorze górniczym, 1945–2009**



Źródła: Produkcja węgla kamiennego 1945-1957: NCB (1958); produkcja węgla brunatnego 1945-1959: Kasztelewicz (2006); dane dotyczące produkcji i eksportu 1960-2009: baza danych MAE (World Coal Statistics.ivt dostępne na <http://data.iea.org>) i Ministerstwo Gospodarki; dane w zakresie zatrudnienia: Piekorz (2004); Roczny Przegląd Górniczy (2000-2007); Kasztelewicz (2006) i Ministerstwo Gospodarki.

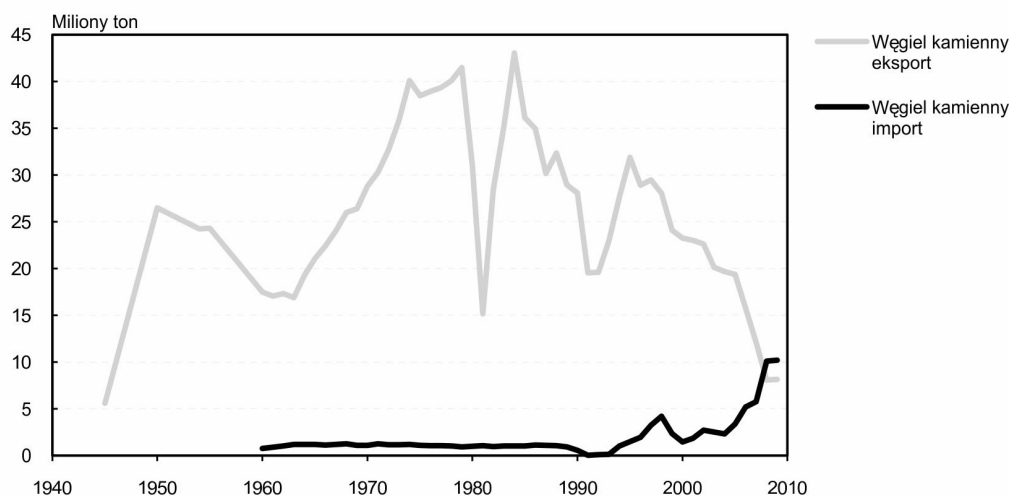
W ciągu dwóch ostatnich dekad produkcja węgla brunatnego pozostawała na porównywalnym poziomie i wynosiła 60 mln ton rocznie. Polska jest trzecim co do wielkości producentem węgla brunatnego w UE, po Niemczech i Grecji. W 2009 r. wydobyto 57.1 mln ton węgla brunatnego. Od 2008 r. spadek produkcji o 4,3% odzwierciedla wpływ światowego kryzysu finansowego na zapotrzebowanie na energię elektryczną pozyskiwaną z polskich elektrowni opalanych węglem brunatnym.

IMPORT I EKSPORT

W drugiej połowie lat siedemdziesiątych Polska eksportowała ok. 40 mln ton węgla kamiennego rocznie. Eksport na krótko ponownie sięgnął szczytu w 1984 r. z wielkością 43 mln ton po czym spadł (Wykres 22). Przez wiele lat import węgla nie odgrywał istotnej roli, a jego wielkość wynosiła ok. 1 mln ton rocznie. Jednakże od 1995 r. jest zauważalny wzrost importu. W latach 1999-2001 zostały wprowadzone kwoty eksportowe celem ograniczenia importu węgla energetycznego z Rosji i Republiki Czeskiej. Mimo niewielkiego wsparcia, wprowadzone kwoty pozwoliły w pewnym stopniu ochronić krajowych producentów węgla. Ostatnio import z Rosji, Republiki Czeskiej i Ukrainy wzrósł ze względu na ich konkurencyjność w porównaniu z krajową produkcją. Polska importuje również niewielkie ilości węgla ze Stanów Zjednoczonych, Kazachstanu, Kolumbii, Chin i Republiki Południowej Afryki.

W 2007 r. rząd Polski wyrażał obawy, że podaż krajowego węgla może przewyższyć popyt wewnętrzny, co doprowadziłoby do obniżenia cen w przypadku braku możliwości wyeksportowania nadmiaru produkcji. Rzeczywistość okazała się być inna. W 2008 r. Polska po raz pierwszy stała się importerem netto węgla kamiennego. Krajowa produkcja była niewystarczająca, aby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie. Import z Rosji sięgnął 70% całości importu węgla w 2009 r.

Wykres 22. Import i eksport węgla kamiennego Polski, 1950–2009



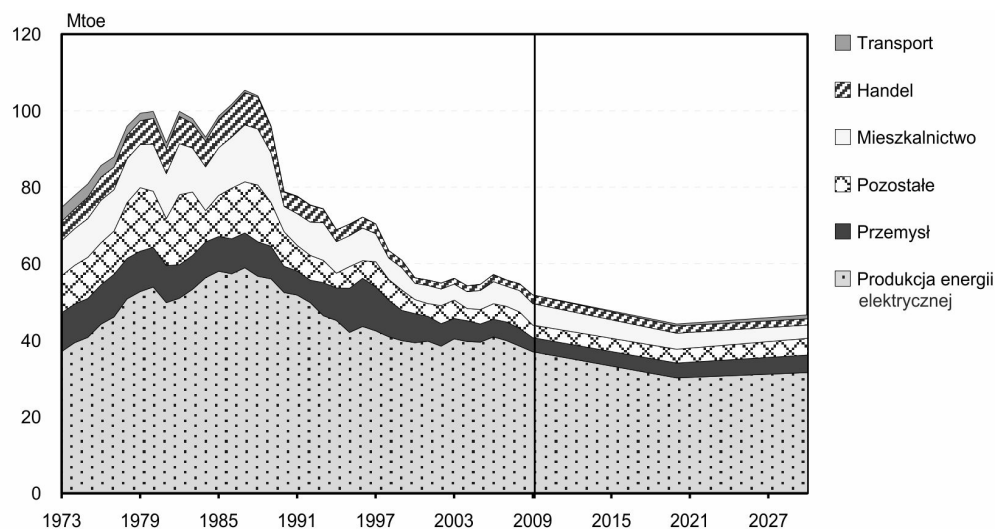
Źródła: Eksport węgla kamiennego 1945–1955: NCB (1958); bazy danych MAE (World Coal Statistics dostępne na <http://data.iea.org>) i Ministerstwo Gospodarki.

POPYT

Ponad 70% całości podaży węgla (kamiennego i brunatnego) jest używane do produkcji energii elektrycznej. W przypadku węgla brunatnego ponad 99% tego surowca jest używane w zakładach dostarczających energię elektryczną oraz ciepło. Sektor przemysłowy zużywa 8%, a sektor mieszkaniowy 9% węgla (Wykres 23). Spośród konsumentów przemysłowych do największych należy zaliczyć koksownie; sektor hutniczy i metalurgiczny; chemiczny i petrochemiczny; obróbki niemetali; żywnościowy, tytoniowy i produkcji napojów oraz sektor rolniczy.

Aneks C wyszczególnia największe elektrownie w Polsce opalane węglem, których całkowite moce wynoszą 30 GW. Istnieje wiele mniejszych jednostek, nie uwzględnionych w aneksie o dodatkowych mocach ok. 3 GW. Aneks C wymienia również elektrownie węglowe (19,5 GW) będące w budowie lub które zostały ostatnio ogłoszone, głównie duże jednostki do 1 000 MW. Nie wszystkie z planowanych elektrowni zostaną zbudowane, w szczególności uwzględniając ostatni kryzys finansowy, a także nowy System Handlu Emisjami UE (EU-ETS), który wejdzie w życie w 2013 r. wprowadzający aukcyjną zbywalność uprawnień do emisji CO₂.

Wykres 23. Podaż węgla w podziale na sektory*, 1973–2030



* TPES w podziale na sektory konsumenckie. Inne zawierają inne sektory konsumpcji energii. Inne zawierają konsumpcję sektorów energetycznego i transformacyjnego. Przemysł zawiera też użycie nieenergetyczne. Handel zawiera też mieszkalnictwo, handel, usługi publiczne, rolnictwo/leśnictwo, rybołówstwo i inne rodzaje konsumpcji.

Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2010–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

Popyt na energię uległ znacznemu obniżeniu we wczesnych latach dziewięćdziesiątych ze względu na spadek produkcji przemysłowej, jednakże wzrósł w miarę rozwoju gospodarczego kraju. Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej w 2004 r. wymusiło konieczność wprowadzenia bardziej rygorystycznych kontroli emisji w odniesieniu do dużych elektrowni węglowych, co ma do dziś wpływ na rozwój czystych technologii węglowych – pełne przyjęcie i wdrożenie Dyrektywy LCP (2001/80/EC) jest wymagane do 2017 r., wraz z dokładnymi datami ustalonymi dla poszczególnych urządzeń i emitentów

zanieczyszczeń. Prywatyzacja polskiego przetwórstwa stali umożliwiła przeprowadzenie dużych programów modernizacyjnych w tym sektorze, co przyczyniło się do obniżenia popytu na węgiel koksujący.

ZASOBY I REZERWY

Zasoby węgla w Polsce są bardzo duże, największe w Europie oraz przytłaczające wobec niewielkich zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Złóża węgla kamiennego zlokalizowane są w trzech zagłębiach (Mapa 4): Górnośląskie Zagłębie Węglowe (GZW); Dolnośląskie Zagłębie Węglowe (DZW) i Lubelskie Zagłębie Węglowe (LZW). Rezerwy węgla kamiennego szacowane są na 12,65 mld ton, z kolejnymi 164,66 mld ton zasobów³⁴. Szacowane rezerwy węgla brunatnego sięgają 3,79 mld ton oraz dodatkowo 219,65 mld ton zasobów³⁵. Uwzględniając wielkość zasobów na jednego mieszkańca, rezerwy węgla w Polsce stanowią połowę tych w Stanach Zjednoczonych, gdzie znajdują się największe światowe rezerwy. Ze względu na długą eksploatację, rezerwy węglowe w Polsce mogły wystarczyć na dwieście lat wydobycia przy bieżącej wielkości produkcji. Jednakże, rezerwy węgla, które są ekonomicznie wydobywane – w istniejących kopalniach – są znacznie mniejsze niż sugerują dane statystyczne.

Na koniec 2008 r. rezerwy węgla kamiennego sięgały wielkości 4,17 mld ton, co stanowiło ilość wystarczającą na ok. 32 lata wydobycia (Tabela 5). Mimo tego, dalsza eksploatacja wielu z tych kopalń może być nieopłacalna i jest bardzo prawdopodobne, że produkcja węgla kamiennego spadnie z 77,4 mln ton w 2009 r. do 40 mln ton w 2030 r. i do mniej niż 30 mln ton w 2050 r., z perspektywą zatapiania nowych szybów poza zagłębiem lubelskim. Uwzględniając indywidualne plany rozwojowe kopalń oraz będący w toku proces restrukturyzacji przemysłu, według szacunków Ministerstwa Gospodarki, rezerwy węgla kamiennego mogą spaść do 2,83 mld ton do końca 2015 r. Rezerwy węgla brunatnego w regionach górniczych to obecnie 1,53 mld ton, jednakże produkcja może gwałtownie ulec obniżeniu przed 2030 r. Jeżeli nowe kopalnie nie zostaną oddane do użytku, rezerwy węgla mogą wystarczyć na 25 lat, uwzględniając obecny poziom rocznej produkcji sięgający ok. 60 mln ton (Tabela 6). Mimo tego, sprzeciw społeczny może mieć wpływ na postawę władz lokalnych, które mogą nie chcieć udzielać pozwoleń na nowe kopalnie odkrywkowe, pomimo wyraźnego zapotrzebowania na węgiel brunatny, jeżeli uda się uniknąć braków w dostawach od 2015 r.

W Polsce istnieje powszechne przekonanie, że krajowy węgiel stanowi bezpieczne źródło paliwa na przyszłość. Jednakże, oszacowane rezerwy węgla kamiennego, które są pod względem ekonomicznym opłacalne w wydobyciu, w działających kopalniach i złoża węgla brunatnego będące obecnie w eksploatacji wskazują, że Polska może znaleźć się w sytuacji niedoboru węgla w następnej dekadzie. Określenie działań zaradczych w chwili obecnej, pomogłoby ściślej określić dostępność złóż węgla. Pomogłoby to uniknąć przyszłych nieporozumień na tle zagospodarowania przestrzennego oraz skłoniłoby gremia przemysłowe do tworzenia projektów pozwalających już dziś uzyskać odpowiednie licencje i pozwolenia.

³⁴ Źródło: BGR, 2009. Raporty Państwowego Instytutu Geologicznego wskazują na rezerwy ekonomiczne w wielkości 43.2 mld ton, z których 17.0 mld ton jest zmierzonych, a pozostałe 24.5 mld ton to rezerwy nieopłacalne w wydobyciu (PGI, 2009).

³⁵ Źródło: *ibid.* Raporty Państwowego Instytutu Geologicznego wskazują na rezerwy węgla brunatnego w wielkości 40.15 mld ton, wliczając następujące złoża: Bełchatów (2.44 mld ton), Konin (1.05), Legnica (14.43), Łódź (0.77), Północno-Zachodnie (0.94), Radom (0.10), Zachodnie (6.12), Wielkopolska (14.23) oraz inne złoża (0.04) (PGI, 2009). Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego podaje, że potwierdzone wydobywalne rezerwy węgla brunatnego wynoszą 14 mld ton.

Mapa 4. Infrastruktura węgla kamiennego i brunatnego



Granice, nazwy i oznaczenia ujęte w mapach załączonych do niniejszej publikacji nie są oficjalnym stanowiskiem MAE.

Źródła: Walker (2000), PPWB: Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego (PPWB) i analizy MAE.

INFRASTRUKTURA PRZEMYSŁOWA

Od 1989 r., gdy rozpoczęła się transformacja gospodarcza Polski, wydajność przemysłu węgla znacznie się podniosła. Zrealizowano inwestycje mające na celu zmodernizować zakłady produkcyjne i podjęto zagadnienie nadmiernego zatrudnienia. Ponad 330 000 etatów zostało zlikwidowanych w trakcie restrukturyzacji, a społeczne skutki zostały opanowane przez rząd. Dziś ok. 115 000 osób jest zatrudnionych bezpośrednio w sektorze górniczym. Pozostali są zatrudnieni w dobrze rozwiniętym w Polsce sektorze produkującym wyposażenie dla górnictwa.

PRZEMYSŁ WĘGLA KAMIENNEGO

Polski przemysł węgla kamiennego przeszedł istotne zmiany od lat dziewięćdziesiątych (Ramka 4). Dziś, przemysł ten obejmuje 27 kopalni i jest zdominowany przez trzy przedsiębiorstwa państwowe, działające na Górnym Śląsku – Kompania Węglowa S.A., Katowicki Holding Węglowy S.A. i Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. Poza tymi trzema grupami kapitałowymi, Południowy Koncern Węglowy S.A., również firma państwowa, obsługuje kopalnię węgla energetycznego niedaleko elektrowni Jaworzno, którą zaopatruje. Na Dolnym Śląsku nie działają już kopalnie, natomiast w Zagłębiu Lubelskim funkcjonuje jedna kopalnia, będąca własnością firmy Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. Państwo zmniejszyło swój większościowy udział w spółce w marcu 2010 r., w drugiej ofercie publicznej, będącej kontynuacją sukcesu pierwszej publicznej oferty z czerwca 2009 r. Druga prywatna firma, KWK „Siltech” Sp. z o.o., wydobywa węgiel energetyczny w Bytomiu niedaleko Katowic, produkując ok. 100 000 ton rocznie.

Węgllokoks S.A. jest państwową firmą handlową zajmującą się eksportem węgla od 1952 r. Mimo, że od 1990 r. poszczególne kompanie węglowe mogły prowadzić działalność eksportową samodzielnie, Węgllokoks S.A. nadal odgrywa dominującą rolę na rynku eksportowym tego surowca, co spotyka się z cichą aprobatą polskich producentów pragnących uniknąć konkurowania między sobą na rynkach międzynarodowych.

Utworzona w 2000 r. państwowa firma, Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. odpowiada za zamykanie nieprodukcyjnych kopalń oraz zarządzanie w inne aspekty rządowego programu restrukturyzacji wdrażanego przez Ministerstwo Gospodarki³⁶. Proces restrukturyzacji jest monitorowany przez katowicką filię Agencji Rozwoju Przemysłu S.A. (ARP). W 2009 r. koszty restrukturyzacji poniesione przez państwo sięgnęły poziomu 386 mln PLN (89 mln EUR).

Tabela 5. Kopalnie węgla kamiennego w Polsce, 2009

Kopalnia – PRZEDSIĘBIORSTWO	Wydobycie w 2009 r., Mt	Rezerwy przemysłowe, Mt	Żywotność złóż, lata
KWK Bobrek-Centrum	2,339	137,974	33
ZG Piekary	1,880	41,791	16
KWK Bolesław Śmiały	1,582	51,431	18
KWK Knurów-Szczygłowie	4,216	225,999	33
KWK Sośnica-Makoszowy	4,173	209,141	32
KWK Brzeszcze-Silesia	2,046	168,036	55
KWK Piast	4,705	265,785	42
KWK Ziemowit	4,288	120,902	17
KWK Halemba-Wirek	2,335	320,000	77
KWK Pokój	1,478	35,523	13
KWK Bielszowice	2,490	280,445	83
KWK Chwałowice	2,430	228,497	66
KWK Jankowice	3,056	201,904	46
KWK Marcel	2,613	64,455	15
KWK Rydułtowy-Anna	2,562	84,857	19
KOMPANIA WĘGLOWA S.A.	42,199	2 436,740	37
KWK Murcki-Staszic	4,774	197,607	25
KWK Mysłowice-Wesoła	3,333	129,848	25
KWK Wieszorek	1,701	37,909	16
KWK Wujek	3,075	88,820	17
KWK Kazimierz-Juliusz sp. z o. o.	0,608	8,888	8
KATOWICKA GRUPA KAPITAŁOWA	13,493	463,072	21
KWK Budryk	2,810	71,095	10
KWK Borynia	1,550	25,757	8
KWK Jas-Mos	1,305	70,383	25
KWK Krupiński	1,790	38,043	13
KWK Pniówek	2,696	67,817	13
KWK Zofiówka	1,246	28,583	7
JASTRZĘBSKA SPÓŁKA WĘGLOWA S.A.	11,400	301,678	12
ZG Sobieski	3,088	250,178	46
ZG Janina	1,850	372,848	107
POŁUDNIOWY KONCERN WĘGLOWY S.A.	4,938	623,026	70
Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A.	5,236	335,332	44
SILTECH sp. z o.o.	0,216	6,916	19
ŁĄCZNIE	72,031	4 166,764	32

Uwaga: Żywotność złóż zakłada, że 60% rezerw przemysłowych jest możliwych do wydobycia.

Źródła: Ministerstwo Gospodarki i Państwowy Instytut Geologiczny.

³⁶ Aktywność drugiego przedsiębiorstwa, Bytomskiej Spółki Restrukturyzacji Kopalń Sp. z o.o. zostały skonsolidowane w Spółkę Restrukturyzacji Kopalń SA (SRK SA) w 2009 r. W tym samym okresie, Centralny Zakład Odwadniania Kopalń (CZOK) został oddzielony od SRK SA w celu monitorowania bezpieczeństwa związanego z wodami kopalnianymi w zamkniętych zakładach. W 2007 r. szacowany koszt wypompowania wód z zamkniętych kopalń wyniósł 166 mln PLN (38 mln EUR).

Ramka 4. Restrukturyzacja przemysłu węgla kamiennego

Podobnie jak w innych państwach byłego bloku wschodniego, polski przemysł węglowy był centralnie sterowany przez państwo od późnych lat czterdziestych aż do reform gospodarczych na początku lat dziewięćdziesiątych. Państwo zachowało znaczną własność sektora górniczego od tamtego czasu. W 1989 r. odpowiedzialność za kopalnie węgla kamiennego została przekazana z Ministerstwa Górnictwa do Państwowej Agencji Restrukturyzacji Górnictwa (PARG). W tamtym okresie, produkcja węgla kamiennego pochodziła głównie z 71 kopalni głębinowych zlokalizowanych na Górnym Śląsku, Dolnym Śląsku i Zagłębiu Lubelskim (Mapa 4). Pierwsze rządowe próby restrukturyzacji przemysłu w celu podniesienia produktywności miały miejsce we wrześniu 1991 wraz z zamknięciem kopalń i redukcją zatrudnienia, które później uzupełniono, w maju 1992. W 1993 r. produkcja węgla kamiennego na Górnym Śląsku – najważniejszy region wydobywania węgla w Polsce – przeszła w ręce siedmiu największych kompanii węglowych (Bytomskiej, Gliwickiej, Jastrzębskiej, Nadwiślańskiej, Rudzkiej i Rybnickiej oraz Katowickiego Holdingu Węglowego)³⁷. Przekazany majątek nie obejmował wielu kopalni przeznaczonych do zamknięcia. Wspomniane spółki przejęły kontrolę nad 60 kopalniami, z których jednaście weszło w skład Katowickiego Holdingu Węglowego. Kolejnych czterech operatorów ustanowiono jako odrębne firmy. Od 1989 r. zamknięto pięć kopalń, wśród 66 wciąż działających, 63 znajduje się na Górnym Śląsku.

Mimo restrukturyzacji, sektor węglowy jako całość wciąż przynosił straty, których szczyt nastąpił w 1998 r. z poziomem 1,6 mld USD (ok. 14 USD za tonę). Główna inicjatywa rządowa w 1998 r., włączając w to ustawę sejmową z listopada, którą wsparły związki zawodowe zarysowała nowy cel restrukturyzacyjny w ciągu kolejnych czterech lat: zmniejszyć liczbę kopalni z 65 do 53 w 1998 r., zamykając kolejnych dwanaście do 2002 r.

Ostatni etap restrukturyzacji został przeprowadzony przez ustawę o Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego z 2003 r., która przygotowywała Polskę do członkostwa w Unii Europejskiej³⁸. Ruch ten pozwolił na znaczne redukcje zobowiązań producentów węgla, odchodząc od modelu przedsiębiorstwa o łącznej odpowiedzialności produkcyjnej i społecznej³⁹. Zadłużenie w wysokości 18,1 mld PLN (według ówczesnego kursu 4,5 mld USD) powstałe do września 2003 r. zostało umorzone, inne zobowiązania w sumie 2,5 mld PLN (575 mln USD) zostały odroczone oraz utworzono pakiety pomocowe dla zwalnianych górników. Ustawa określiła dwa plany działania: zmniejszenie poziomu rocznej produkcji do 88,6 lub 94,8 mln ton do końca 2006 r. Pod względem administracyjnym, przemysł został skonsolidowany w trzech spółkach państwowych: Kompania Węglowa S.A., która objęła aktywność pięciu poprzednich spółek, przez co stała się największą firmą w przemyśle węglowym w Europie; Katowicki Holding Węglowy S.A. i Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.

PRZEMYSŁ WĘGLA BRUNATNEGO

Przemysł węgla brunatnego został w mniejszym stopniu niż przemysł węgla kamiennego dotknięty restrukturyzacją. Dostarcza on konkurencyjne paliwo do produkcji energii elektrycznej. Węgiel brunatny jest wydobywany w kopalniach odkrywkowych

³⁷ Restrukturyzacja została przeprowadzona w oparciu o przepisy ustawy z dnia 5 lutego 1993 r. *o przekształcaniach własnościowych niektórych przedsiębiorstw państwowych o szczególnym znaczeniu dla Gospodarki państwa*.

³⁸ Dziennik Ustaw z 2003 r., Nr 210, poz. 2037.

³⁹ Dla przykładu, przed restrukturyzacją, zakres obowiązków przedsiębiorstwa węglowego mógł zawierać zapewnienie lokalu mieszkalnego, opieki zdrowotnej, opieki społecznej, placówki szkolnej, zaplecza sportowego i ośrodków wypoczynkowych dla pracowników i ich rodzin.

w czterech głównych regionach górniczych zlokalizowanych w centralnej i zachodniej Polsce: Adamów, Bełchatów, Konin i Turów (Tabela 6). Te cztery kopalnie zasilają zależne od nich elektrownie dostarczające 40% całości energii elektrycznej i pozostają konkurencyjne.

Węgla brunatnego do produkcji energii elektrycznej używają dwie pionowo zintegrowane grupy kapitałowe: PGE S.A. i PAK S.A. Dominującą rolę w sektorze odgrywa częściowo sprywatyzowana PGE, będąca właścicielem dwóch kopalń, których produkcja wyniosła 73% całości produkcji kraju w 2008 r. Dwie pozostałe państwowe kopalnie węgla brunatnego, KWB Adamów i KWB Konin, stanowią część pakietu przygotowywanego przez Ministerstwo Skarbu Państwa do sprzedaży, wraz z zakładami produkcji energii elektrycznej i ciepła grupy PAK⁴⁰.

Tabela 6. Kopalnie węgla brunatnego w Polsce, 2008

Kopalnia – PRZEDSIĘBIORSTWO	Wydobycie w 2008 r., Mt	Rezerwy handlowe, Mt	Żywotność złóż, lata
Adamów	3,125		
Koźmin	0,239		
Koźmin Południe	0,543		
Władysławów	0,524		
KWB „ADAMÓW” w TURKU S.A.	4,431	52	12
Bełchatów	32,606		
Szczerców	-		
PGE KWB „BEŁCHATÓW” S.A.	32,906	1 005	31
Drzewce	1,592		
Józwin I B	2,655		
Józwin II	3,932		
Lubstów	1,352		
KWB „KONIN” w KLECZEWIE S.A.	12,111	101	8
PGE KWB „TURÓW” S.A.	12,104	376	31
Sieniawa	0,133	-	-
ŁĄCZNIE	61,685	1 534	25

Uwaga: Żywotność złóż zakłada, że 90% rezerw handlowych jest możliwych do wydobycia.

Źródło: Polski Instytut Geologiczny i Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego (PPWB).

W celu utrzymania właściwego poziomu produkcji węgla brunatnego będą musiały zostać uruchomione rezerwy w innych regionach kraju. Dwa obiecujące złoża zlokalizowane są w rejonie Legnicy i Gubina-Mostów. Możliwe do eksploatacji rezerwy w pięciu potencjalnych regionach wydobycia (Legnica Zachód, Legnica Wschód, Legnica Północ, Ścinawa i Ruja) wynoszą 4,135 mld ton i mogłyby wesprzeć krajową produkcję wielkością ok. 40 mln ton rocznie. W Bełchatowie jest możliwe zwiększenie wydobycia węgla brunatnego poprzez eksploatację zasobów w wysokości 485 mln ton ze złoża Złoczew, znajdującego się 60 km od obecnej kopalni i elektrowni. Jednakże transport węgla na taką odległość może stanowić wyzwanie natury ekonomicznej, co może mieć wpływ na budowę nowej elektrowni, np. w Legnicy czy Gubinie. Zanim jakiegokolwiek nowe projekty kopalni węgla brunatnego będą mogły się rozpocząć należy wziąć pod uwagę silny sprzeciw społeczny podczas procesu uzyskiwania niezbędnych zezwoleń.

⁴⁰ Oświadczenie Ministerstwa Skarbu Państwa, 4 lutego 2010 r.

WYDAJNOŚĆ

Średni poziom wydajności polskich kopalń węgla kamiennego jest raczej niski – ok. 645 ton na zatrudnionego rocznie, w porównaniu do 3 400 ton w kopalniach węgla brunatnego. Dla porównania, roczna wydajność pracy górnika w Australii i Stanach Zjednoczonych wynosi 8 000–10 000 ton. Poziom wydajności kopalń węgla jest generalnie niższy w Europie niż u największych państw eksporterów węgla, takich jak Australia, Kolumbia, Indonezja i Republika Południowej Afryki. Główne powody tak niskiej wydajności to mniejsza ilość kopalń odkrywkowych węgla kamiennego i trudniejsze warunki geologiczne w kopalniach głębinowych.

Tabela 7. **Produkcja, zatrudnienie i wydajność w polskich sektorach węgla kamiennego i brunatnego, 2005–2009**

Rok	Sektor węgla kamiennego			Sektor węgla brunatnego		
	Produkcja (mln ton)	Liczba zatrudnionych osób	Wydajność (tony na jednego górnika)	Produkcja (mln ton)	Liczba zatrudnionych osób	Wydajność (tony na jednego górnika)
2005	97,0	122 700	790,5	61,6	20 608	2 989
2006	94,3	118 900	793,1	60,8	18 844	3 226
2007	87,2	115 000	758,3	57,5	18 230	3 154
2008	83,4	115 100	724,6	61,7	17 392	3 548
2009	72,6	112 600	644,8	56,8	16 629	3 416

Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego (PPWB) i analizy MAE.

Producenci węgla kamiennego w Polsce planują podnieść wydajność w przyszłości, głównie poprzez zachęty finansowe, zwiększenie profesjonalizmu i zmniejszenie rozgraniczeń pomiędzy pracownikami a zakładami (koszt pracy sięga 40% całości kosztów). Dodatkowo, istnieje wiele innych obszarów gdzie można dokonać usprawnień. Przykładowo, poprzez centralizację usług wspierających, podzlecając niektóre z działań, upraszczając struktury nadzorcze i funkcje (włączając w to te, które podlegają uregulowaniom prawnym), eliminując nieproduktywne elementy zakładów i podnosząc automatyzację.

Wskaźniki poziomu efektywności zamieszczone w Tabeli 7 zawierają dane odnoszące się do wysoce efektywnych kopalń. Dla przykładu spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., osiąga poziom wydajności, który jest dwukrotnie większy niż średnia krajowa z jednej tylko kopalni z Zagłębia Lubelskiego, pomimo trudnych warunków hydrogeologicznych i względnie cienkich pokładów węgla. Do 2014 r. spółka planuje zwiększyć dwukrotnie poziom produkcji do 11,1 mln ton rocznie i przygotowuje w tym celu dwa nowe szyby w złożu Stefanów, aby osiągnąć zakładany cel⁴¹.

TRANSPORT WĘGLA

Przemysł węglowy korzysta z dobrze rozwiniętej infrastruktury transportowej, obejmującej połączenia kolejowe z krajami sąsiednimi (Niemcy, Republika Czeska,

⁴¹ Podczas budowy w 1989 r. zaniechano dokończenia dwóch szybów – 993 m i 1020 m.

Republika Słowacka, Ukraina, Białoruś, Litwa i Rosja) oraz połączenia z portami bałtyckimi.

Transport węgla drogą kolejową wewnątrz kraju jest zdominowany przez państwową firmę PKP Cargo. W 2003 r. firma posiadała 96% udziałów w rynku przewozowym. Mimo, że dwa mniejsze przedsiębiorstwa, CTL Logistics S.A. i DB Schenker Rail Polska S.A. (który nabył PCC Logistics i PTK Holding S.A.), rozpoczęły rywalizację, PKP Cargo wciąż kontrolowało ponad 70% rynku przewozowego w 2008 r. Stawki za przewóz węgla nie są konkurencyjne, w porównaniu ze stawkami w innych państwach będących dużymi producentami węgla. Przykładowo, średnia stawka transportu węgla z kopalni do portu w pierwszej połowie 2006 r. wyniosła 15 EUR za tonę (65 PLN)⁴². Do przewozu węgla używa się również barek rzecznych.

Obecna i przyszła zdolność przeładunkowa polskich portów w zakresie węgla została przedstawiona w Tabeli 8. Jedynie port w Gdańsku posiada możliwości przeładunkowe umożliwiające przyjmowanie dużych okrętów handlowych. Dwa mniejsze porty, Ustka i Kołobrzeg, posiadają zdolności przeładunkowe dla okrętów średnich rozmiarów. Roczna zdolność przeładunkowa portów może ulec zwiększeniu do 19 mln ton przy niewielkich pracach modernizacyjnych urządzeń, które wcześniej służyły do celów eksportowych. Polska posiada przewagę konkurencyjną na rynku bałtyckim/skandynawskim z uwagi na bliskość portów bałtyckich, z których większość nie może obsługiwać masowców. Eksportowany za pomocą mniejszych statków węgiel z Polski unika przeładunków pośrednich w porównaniu z międzynarodowym przeładunkiem w głównych centrach handlu tym surowcem.

Tabela 8. Zdolności przeładunkowe węgla w polskich portach, 2009 i 2015

Port	Obecna roczna zdolność eksportowa (przyszłe możliwości w 2015 r.), Mt	Obecna roczna zdolność importowa (przyszłe możliwości w 2015 r.), Mt
Gdańsk	10 (5)	0 (10)
Gdynia	1 (1)	2 (2)
Świnoujście	5 (5)	3 (5)
Szczecin	4 (4)	2 (2)
Łącznie	20 (15)	7 (19)

Źródło: Ministerstwo Gospodarki.

PROGNOZA

Przyszłość polskiego przemysłu węglowego jest trudna do określenia. Trwające prace zmierzające do zwiększenia efektywności oznaczają, że wiele kopalń węgla kamiennego funkcjonujących w sektorze prywatnym może spodziewać się zysków w przyszłości, zaspokajając część spodziewanego popytu w 2030 r. Równowaga może zostać osiągnięta poprzez import oraz istniejące zdolności przeładunkowe portów, które zapewnią dostęp do rynków międzynarodowych oraz import kolejowy z Rosji, Ukrainy, Republiki Czeskiej i Kazachstanu.

⁴² Średnia odległość dla transportu kolejowego dla wszystkich przewozów węgla kamiennego w Polsce wyniosła 240 km w 2008, włączając w to elektrownie i drogę do (z) portów, przy średnim koszcie 25 PLN (6 EUR) na tonę (Ministerstwo Gospodarki).

W sektorze węgla brunatnego, pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa dostarczające węgiel bezpośrednio do położonych przy nich elektrowni są bardzo konkurencyjne na podstawowym poziomie produkcji energii elektrycznej. Chociaż PGE S.A. odgrywa współcześnie dominującą rolę w sektorze węgla brunatnego, nowi uczestnicy mogliby zostać zachęceni poprzez konkurencyjne rundy licencyjne wraz z wyeliminowaniem konieczności gromadzenia koncesji wydobywczych. Udział nowych uczestników rynku miałby dużą wartość dodaną, ponieważ zwiększyłyby tak potrzebną konkurencję w sektorze elektroenergetycznym. Potrzeby kapitałowe dla projektów rozbudowy kopalń węgla kamiennego oraz budowy nowych kopalń węgla brunatnego mogą zostać pozyskane poprzez kanały komercyjne, pomimo decyzji Polski z 2007 r. oferowania wsparcia inwestycyjnego dla przemysłu węgla kamiennego.

Najbardziej nagłym zagadnieniem sektora węgla brunatnego są procedury pozyskiwania zezwoleń na budowę nowych kopalń. Nawet jeżeli proponowane przedsięwzięcia leżą w interesie narodowym, sprzeciw lokalnych społeczności i brak wsparcia lokalnych i regionalnych władz powoduje, że uzyskanie pozwoleń jest niezwykle trudnym zadaniem.

Przemysł węglowy jako całość napotyka wiele wyzwań w zakresie ochrony środowiska. Dyrektywa LCPD Unii Europejskiej (ang. *Large Combustion Plants Directive*) i związana z nią zintegrowana dyrektywa kontroli i przeciwdziałania zanieczyszczeń (ang. *Integrated Pollution and Control Directive*), wymagają od Polski ograniczenia emisji zanieczyszczeń zwykłych. Polska podlega również międzynarodowym zobowiązaniom ograniczenia emisji CO₂ ze spalania paliw (np. wcześniej wspomniany System Handlu Emisjami – EU- ETS). Chociaż Polska w ramach Traktatu Akcesyjnego, uzyskała pewne okresy przejściowe, okres ich obowiązywania niedługo się skończy. Polska jako członek Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ (UNECE) jest sygnatariuszem Konwencji w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza (ang. *Long-Range Transboundary Air Pollution Convention*) oraz Drugiego Protokołu Siarkowego UNECE. Na podstawie tych traktatów, Polska musi ograniczyć emisję dwutlenku siarki do 1,397 mln ton w 2010 r., co oznacza redukcję o 56% w stosunku do 1980 r.⁴³.

Ponieważ metan jest uważany za silny gaz cieplarniany, który nie może podlegać wymianie handlowej w ramach EU-ETS, to na rządzie ciąży obowiązek zapewnienia przepisów regulujących emisję metanu z kopalń węgla. Szacuje się je na 10,3% całości emitowanych przez Polskę gazów cieplarnianych. Starannie skonstruowane systemy motywacyjne mogłyby zachęcać do wychwytywania i ponownego użycia metanu kopalnianego, obejmującego również metan z powietrza wentylacyjnego.

Kolejnym wyzwaniem jest osiadanie gruntów i składowanie odpadów górniczych. W Polsce większość odpadów górniczych – zamiast składowania na wysypiskach – jest ponownie umieszczana w podziemnych wyrobiskach bądź używana do rekultywacji terenów, prac inżynierskich i budowlanych. Wreszcie, kolejną ważną kwestią dla zdobywania akceptacji społecznej jest, restauracja. Polska posiada szereg przepisów z zakresu rekultywacji pogórnicy⁴⁴.

⁴³ W 2008, polska emisja SO₂ sięgnęła 1.131 Mt, co stanowi 65% redukcji w stosunku do 1990 r. (EEA, 2009).

⁴⁴ Prawo Geologiczne i Górnicze z 1994 r., w tekście jednolitym z poprawkami Dz. U. 2005 Nr. 228, poz. 1947 i Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych z 1995 r., w tekście jednolitym z poprawkami Dz. U. 2004 Nr. 191, poz. 1266.

POLITYKA DLA PRZEMYSŁU WĘGLOWEGO

Celem *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* jest „racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla”. Węgiel jest traktowany jako główne paliwo dla elektroenergetyki i obejmuje następujące cele:

- zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel, zagwarantowanie stabilnych dostaw do odbiorców i wymaganych parametrów jakościowych;
- zastosowanie efektywnych i niskoemisyjnych technologii w zużyciu węgla w przemyśle energetycznym, w tym zagazowania węgla oraz przerobu na paliwa ciekłe i gazowe;
- wykorzystanie nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla dla zwiększenia konkurencyjności, bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska oraz stworzenia podstaw rozwoju technologicznego i naukowego;
- maksymalne zagospodarowanie metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach.

Cele te zostały omówione bardziej szczegółowo w dokumencie *Strategia dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015* (dalej: *Strategia*), który został przyjęty przez Radę Ministrów 31 lipca 2007 r.⁴⁵. *Strategia* została oparta na wcześniejszym dokumencie, *Restrukturyzacja Górnictwa Węgla Kamiennego w latach 2004–2006 oraz Strategia na lata 2007–2010*, przyjętym przez Radę Ministrów 27 kwietnia 2004 r.

Strategia dla sektora węglowego oparta jest na założeniu, że długoterminowe stabilne dostawy węgla o wysokiej jakości są istotne dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Utrzymanie produkcji węgla energetycznego i koksującego będzie wymagało budowy nowych kopalń i modernizacji sprzętu i metod wydobycia. Zgodnie ze *Strategią*, nadmiar produkcji, po zaspokojeniu krajowego zapotrzebowania, może zostać wyeksportowany. Kluczowymi elementami służącymi do osiągnięcia celów strategicznych będzie konkurencyjność cenowa, bezpieczeństwo zatrudnienia, ochrona środowiska i rozwój technologiczny.

Strategia określa nowe możliwości zużycia węgla. Udoskonalenie surowca, bardziej efektywne technologie spalania i nowe technologie przetwarzania węgla w paliwa płynne, syntetyczny gaz ziemny i metanol mogą zapewnić bezpieczeństwo środowiskowe i bezpieczeństwo energetyczne państwa. Związane z tym zaawansowane i czyste technologie węglowe takie jak wychwytywanie i przechowywanie dwutlenku węgla (CCS), są niezwykle ważne nie tylko dla Polski. Planowane są poprawki do Prawa geologicznego i górniczego, uwzględniające wymogi Dyrektywy UE w zakresie CCS. W celu udoskonalenia długoterminowych planów w odniesieniu do sektora górnictwa, rząd wspiera badania i rozwój (R&D) w ramach programu operacyjnego „Innowacyjna Gospodarka” (2007-2013). Nowe technologie mają na celu podnieść konkurencyjność tego tradycyjnego sektora gospodarki.

Rząd planuje kontynuację procesu prywatyzacji spółek węglowych; planuje sprzedać mniejszościowe udziały w spółkach Katowicki Holding Węglowy S.A. oraz Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., a firmy te będą mogły emitować obligacje dla sfinansowania

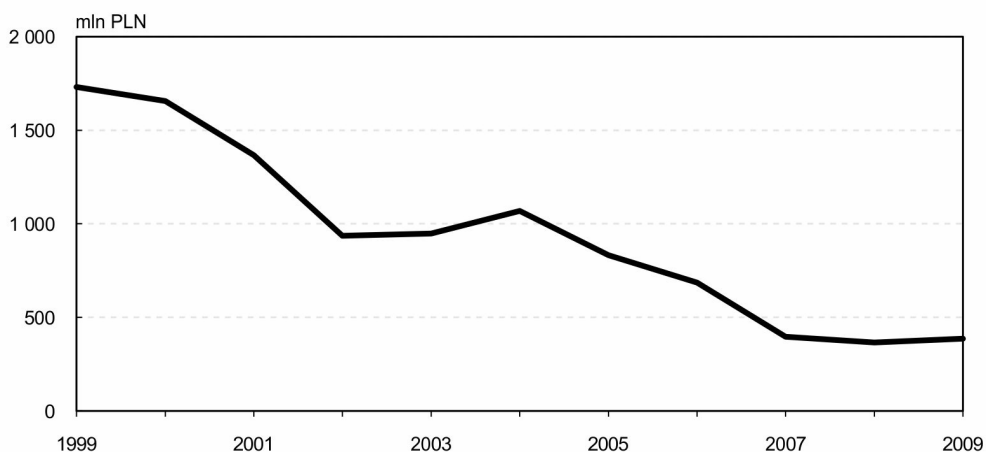
⁴⁵ www.mg.gov.pl/english/economy/coal+mining+sector/

swoich inwestycji. W przypadku Kompanii Węglowej S.A., dalszy proces restrukturyzacji i oddzielanie zobowiązań powstałych w przeszłości jest koniecznością a plany prywatyzacyjne zostały przesunięte na okres późniejszy do 2011 r. z uwagi na światowy kryzys finansowy.

SUBSYDIOWANIE PRZEMYSŁU WĘGLOWEGO

Ceny krajowego węgla energetycznego, koksującego i węgla brunatnego są w Polsce swobodnie negocjowane i konkurencyjne względem importu drogą morską oraz lądową. Sprzedaż węgla nie jest dotowana przez państwo, które dodatkowo nie udziela wsparcia finansowego zarówno w zakresie kosztów operacyjnych jak i utrzymania dostępu do już eksploatowanych zasobów węgla.

Wykres 24. Pomoc państwowa wypłacona do polskiego sektora węgla kamiennego, 1999–2009



Źródło: Ministerstwo Gospodarki.

Główny ciężar restrukturyzacji polskiego przemysłu węglowego został poniesiony przez państwo (Wykres 24). Odkąd Polska stała się członkiem Unii Europejskiej w 2004 r., Komisja Europejska podjęła szereg decyzji dotyczących zgodności planów w zakresie restrukturyzacji z funkcjonowaniem wspólnego rynku oraz aprobaty pomocy państwa dla przemysłu węgla kamiennego⁴⁶. Ogólnie rzecz biorąc, koszty powiązane są z obciążeniami historycznymi takimi jak prawo emerytowanych górników do darmowego węgla, koszty likwidacji kopalń, odszkodowania dla zwalnianych górników, zarządzanie ryzykiem związanym zagrożeniami wodnym, metanowym i pożarowym w zamkniętych kopalniach oraz odbudowa i uporządkowanie szkód górniczych. Całkowite nakłady finansowe z krajowego budżetu na pokrycie wspomnianych zobowiązań w latach 2008–2015 szacowane są na 2,7 mld PLN (0,62 mld EUR), w tym 152 mln PLN (35 mln EUR) z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Koszt związane z zamykaniem kopalń po 31 grudnia 2006 r. pokryte zostały przez specjalny fundusz, ustanowiony w tym celu przez spółki górnicze.

⁴⁶ Przepisy Rady Europy 1407/2002 zakładają pomoc państwa dla przemysłu węglowego, podczas gdy Decyzja Nr K(2005)1796 na lata 2004–2006 odnosi się w tej kwestii szczególnie do Polski; podobnie jak Decyzja Nr K(2007)1943 na 2007 r.

Polski rząd może udzielić dodatkowego wsparcia finansowego w zakresie restrukturyzacji na poziomie do 30% poczynionych przez funkcjonujące kopalnie inwestycji, na co zezwala prawo UE. W 2010 r. rząd udzielił wsparcia finansowego z budżetu w wysokości 400 mln PLN (92 mln EUR).

POLITYKA ZATRUDNIENIA W PRZEMYŚLE WĘGLOWYM

Polityka rządu w zakresie zatrudnienia podczas procesu restrukturyzacji przemysłu węglowego skupiła się na zapewnieniu alternatywnych rozwiązań dla zwalnianych górników oraz zaoferowaniu wsparcia społecznego dla osób pozostających bez pracy⁴⁷. Polityka osiągnęła sukces, ponieważ zdołano uniknąć niepokojów społecznych i przemocy, wywołanych restrukturyzacją tak jak to miało miejsce w innych państwach. Jednakże tak prowadzona polityka okazała się być kosztowna. Ramka 5 zawiera więcej szczegółów dotyczących procesu restrukturyzacji sektora węglowego w zakresie zatrudnienia.

Ramka 5. Proces restrukturyzacji sektora węglowego w zakresie zatrudnienia

W 1993 r. stworzono w Polsce bazę prawną mającą na celu wsparcie zwalnianych pracowników oraz udzielenie pomocy społecznej osobom dotkniętym zamykaniem kopalń. Późniejszy program restrukturyzacji górnictwa przeprowadzony w latach 1996–2000 doprowadził do redukcji zatrudnienia drogą dobrowolnych odejść, „urlopów górniczych” (alternatywna forma przejścia na wcześniejszą emeryturę), przechodzenie do innych przedsiębiorstw utworzonych z majątków wcześniejszych przedsiębiorstw górniczych oraz preferencyjne stawki podatkowe dla nowopowstałych firm lub tych zatrudniających byłych górników. Górniczy Pakiet Socjalny (GPS) zawierał o wiele szerszy zakres korzyści, niż poprzednio.

W 2003 r. zapoczątkowano na Śląsku program mający zminimalizować negatywny wpływ restrukturyzacji przemysłu węglowego, którego inicjatorem była Fundacja Śląska. Wsparcia finansowego w postaci pożyczki dla pierwszego etapu programu udzielił Europejski Bank Rozwoju. Program polegał na wzmocnieniu miejscowego zaplecza biznesowego oraz udzielaniu pożyczek dla małych i średnich przedsiębiorstw, w celu stworzenia nowych długoterminowych miejsc pracy.

W 2003 r. weszła w życie ustawa o restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego, która wprowadziła nowe środki pomocy. Na przykład, gwarancje zatrudnienia dla osób osiągniętych wiek emerytalny przed 2007 r. z zachowaniem pełnego prawa do emerytury. Dostępne były również granty dla osób chcących się przekwalifikować zawodowo oraz kredyty dla osób pragnących rozpocząć własną działalność gospodarczą.

W latach 1994–2003 Polski rząd wydał na restrukturyzację zatrudnienia w przemyśle węgla kamiennego 1,6 mld USD. Największa część tej kwoty została wydatkowana w latach 1998–2002. Uzyskane z Banku Światowego wsparcia finansowe w wysokości ok. 1 mld USD poprzez kredyty, dotacje i inwestycje Międzynarodowej Korporacji Finansowej (IFC), zostały przeznaczone na zamykanie najmniej zyskowych kopalń, racjonalizację zatrudnienia po 2003 r., naprawę szkód górniczych i tworzenie nowych miejsc pracy. W latach 2004–2006 ze Funduszy Strukturalnych Unii Europejskiej przeznaczono sumę 11,4 mld EUR (15,1 mld USD wg wartości z 2005 r.) na rozwój zasobów ludzkich, poprawę konkurencyjności i zintegrowany program rozwoju regionalnego.

⁴⁷ ARP, 2004.

Oparcie się Polski na węglu jako głównym źródle energii oznacza, że rząd jest zobowiązany do długoterminowego kształtowania przyszłości okrojonego przemysłu. Pomogło to utrzymać sektor zaopatrzenia górniczego, jak też wprowadzić większe bezpieczeństwo zatrudnienia dla kadry górniczej. Patrząc w przyszłość, polityka dalszych redukcji zatrudnienia poprzez naturalne odejścia (tj. emerytury) doprowadzi do starzenia się siły roboczej. Wyzwaniem zatem pozostaje utrzymanie stałego poziomu wyszkolenia, koniecznego do bezpiecznej obsługi kopalń, poprzez zatrudnianie młodych kadr i ich szkolenie.

ROZWÓJ I BADANIA TECHNOLOGII PRZEMYSŁU WĘGLOWEGO

Polska posiada długą tradycję w zakresie rozwoju technologii związanych z przemysłem węglowym i utrzymuje wiele szanowanych centrów badawczych, co zostało szerzej ujęte w rozdziale 10: Technologie Energetyczne oraz R&D. Nowe technologie w zakresie wydobywania, wysoka wydajność sprzętu górniczego, podziemna gazyfikacja węgla, wydobywanie metanu ze złóż węglowych, technologie przetwórstwa węgla oraz wyposażenie elektrowni są przedmiotem prowadzonych badań i rozwoju, czasami są wdrażane na skalę przemysłową.

Dla zapewnienia zgodności sposobów wykorzystania węgla z krajowymi i międzynarodowymi celami w zakresie zrównoważonego rozwoju, Polska musi kontynuować działania zmierzające do uwzględniania ekologicznego aspektu procesu wydobywania i wykorzystania węgla. Polska może odgrywać istotną rolę w rozwoju i demonstracji czystych technologii węglowych. W szczególności, priorytetem związanym z wymogami UE jest wprowadzenie oszczędnej metody wychwytywania i przechowywania CO₂ pochodzącego z elektrowni opalanych węglem. Do 2015 r. jest spodziewana realizacja dwóch projektów w zakresie CCS, które stanowią część większego programu na poziomie UE (Rozdział 10).

W Scenariuszu 450 MAE, omawianym w rozdziałach 2 i 3, CCS stanowi 23% całkowitej redukcji emisji CO₂ do 2030 r. w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym. Osiągnięcie tego wyniku jest uzależnione od wsparcia społecznego dla technologii CCS oraz od rozwoju tej technologii. Rozdział 10 dokonuje oceny projektów w zakresie CCS dla Polski.

WNIOSKI

Przemysł węglowy w Polsce przeszedł wielkie zmiany strukturalne od wyboru pierwszego demokratycznego rządu w 1989 r. Wydajność uległa znaczącej poprawie, przeprowadzono inwestycje w celu modernizacji kopalń oraz rozwiązano problem nadmiernego zatrudnienia. Implikacje społeczne restrukturyzacji były z wycuciem prowadzone przez rząd co jest godnym pochwały osiągnięciem zważywszy na redukcję 330 000 miejsc pracy.

Węgiel odgrywa dominującą rolę w bilansie energii i odpowiada za 55% produkcji energii pierwotnej i 90% energii elektrycznej. Dostępność krajowego węgla zapewnia bezpieczeństwo podaży, równoważąc silną zależność Polski od importu ropy naftowej i gazu ziemnego. Istnieją jednak pewne ryzyka. Prawdopodobnie do największych zagrożeń można zaliczyć potencjalne przerwy dostawy energii elektrycznej w sytuacji przerw w dostawach węgla, będących konsekwencją, na przykład, protestów górniczych lub w transporcie kolejowym. Zatem pożądane byłoby większe zróżnicowanie sektora elektroenergetycznego.

Produkcja węgla kamiennego w Polsce uległa zmniejszeniu od szczytu produkcji w 1989 r. Produkcja na poziomie 77,4 mln ton w 2009 r. odzwierciedla nie tylko spadek zapotrzebowania na węgiel, ale także trudną sytuację ekonomiczną kopalń głębinowych powstałych kilkadziesiąt lat temu. Z drugiej strony, produkcja węgla brunatnego, zapewnia Polsce dostawy konkurencyjnego źródła energii.

Ceny krajowego węgla energetycznego oraz koksującego są wolne i konkurencyjne w porównaniu do węgla importowanego drogą morską. Sprzedaż węgla nie jest dotowana.

Polskie zasoby węgla w porównaniu z niewielkimi zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego mogłyby być eksploatowane przez setki lat uwzględniając obecny poziom produkcji. Jednak zasoby wydobywane węgla kamiennego w istniejących kopalniach nie rokują zbyt długiego okresu wydobywania. Przy braku perspektyw zatapiania nowych kopalń, jest spodziewany spadek produkcji węgla kamiennego do 2030 r. Produkcja węgla brunatnego również ulegnie zmniejszeniu jeżeli nie zostaną oddane do eksploatacji nowe kopalnie. Sprzeciw społeczny wobec sektora węglowego powoduje, że władze lokalne niechętnie udzielają koncesji na budowę nowych kopalń, pomimo krajowych potrzeb wzrostu produkcji węgla brunatnego, jeżeli ma uniknąć się braków w dostępie do węgla po 2015 r.

Uzyskiwanie pozwoleń na budowę nowych kopalń jest najbardziej nagłym zagadnieniem dla sektora węgla brunatnego. Polska powinna zbadać jak inne państwa członkowskie MAE poradziły sobie z tą sytuacją. Nie istnieją rozwiązania, które zadowoląby wszystkich zainteresowanych jednak uzasadnione żądania tych, którzy zostali dotknięci efektami działalności górniczej powinny być wzięte pod uwagę. Bardziej skuteczny system planowania pozwoliłby zrealizować projekty energetyczne, które są w interesie narodowym.

Nie dalej jak w 2007 r. rząd Polski wyrażał obawy, że wewnętrzna produkcja może przewyższyć popyt wewnętrzny. Rzeczywistość okazała się być inna. W 2008 r. Polska po raz pierwszy stała się importerem węgla kamiennego netto jako że krajowa produkcja była niewystarczająca, aby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie. Import z Rosji sięgnął 70% całości importu węgla w 2009 r.

Przemysł węgla kamiennego, złożony z 27 kopalń jest zdominowany przez cztery spółki państwowe, z których największą jest Kompania Węglowa S.A. Węglkokoks S.A. jest państwową firmą handlową, która dominuje w Polsce w zakresie eksportu węgla. Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która jest właścicielem i eksploatuje dużą kopalnię węgla kamiennego we wschodniej Polsce została sprywatyzowana w 2010 r., w efekcie pierwszej oferty publicznej (IPO) przeprowadzonej w 2009 r. Przemysł węgla brunatnego obejmuje cztery kopalnie: Adamów, Bełchatów, Konin i Turów. Dwie pionowo zintegrowane elektrownie używają węgla brunatnego do produkcji energii elektrycznej: PGE S.A. i PAK S.A.

Państwowa spółka jest odpowiedzialna za zamykanie nieproduktywnych kopalń i zarządzanie innymi aspektami rządowego programu restrukturyzacji. O ile właściwym jest taki podział zadań Skarbu Państwa to należy zapewnić aby środki publiczne były wykorzystywane zgodnie z ich przeznaczeniem. Może to być osiągnięte poprzez powierzenie tych zadań organowi, który byłby bezpośrednio odpowiedzialny przed Parlamentem.

Przyszłość polskiego przemysłu węglowego jest dwojaka. Postępujące zwiększanie wydajności sprawia, że szereg kopalń węgla kamiennego będzie osiągała w przyszłości zyski zaspokajając w części spodziewany popyt. Równowaga może zostać osiągnięta poprzez import a w tym zakresie istnieją wystarczające zdolności transportowe

i przeładunkowe. W sektorze węgla brunatnego, pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa dostarczające węgiel bezpośrednio do elektrowni przy nich zlokalizowanych powinny pozostać konkurencyjne na podstawowym poziomie produkcji energii elektrycznej. Rząd powinien zachęcić nowych uczestników do udziału w rynku poprzez konkurencyjne rundy licencyjne. Potrzeby kapitałowe dla projektów rozbudowy kopalń węgla kamiennego oraz budowy nowych kopalń węgla brunatnego mogą zostać pozyskane poprzez kanały komercyjne, pomimo decyzji Polski z 2007 r. oferowania wsparcia inwestycyjnego dla przemysłu węgla kamiennego.

Przemysł węglowy jako całość napotyka wiele wyzwań w zakresie ochrony środowiska. Zanieczyszczenia pochodzące z wykorzystania węgla muszą zostać ograniczone podobnie jak zobowiązania państwa w zakresie ograniczenia emisji CO₂ zgodnie z dyrektywami UE. Chociaż Polska, w ramach Traktatu Akcesyjnego, uzyskała pewne okresy przejściowe w odniesieniu do dyrektyw środowiskowych, okres ich obowiązywania niedługo się skończy. Rząd musi zatem wprowadzić przejrzysty i wiarygodny plan zmierzający do spełnienia wymagań dyrektywy LCPD Unii Europejskiej (ang. *Large Combustion Plants Directive*) i związanej z nią zintegrowaną dyrektywą kontroli i przeciwdziałania zanieczyszczeń (ang. *Integrated Pollution and Control Directive*).

Ponieważ metan jest uważany za silny gaz cieplarniany, który nie może podlegać wymianie handlowej w ramach EU-ETS, rząd musi poradzić sobie z emisjami tego gazu z kopalń węgla. Dokładnie opracowane systemy motywacyjne mogłyby zachęcić do wychwytywania i ponownego użycia metanu kopalnianego, włączając także gaz z powietrza wentylacyjnego. Wreszcie, jeżeli budowa nowych kopalń ma zyskać akceptację społeczną, należy zadbać aby restauracja kopalń przeprowadzana była według najwyższych standardów. Istniejące przepisy regulujące rekultywację terenów pogórnich muszą być ściśle przestrzegane.

Podsumowując, jeżeli Polska planuje kontynuować wykorzystanie znaczących ilości krajowego węgla oraz cieszyć się wynikającymi z tego korzyściami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, kraj musi kontynuować działania zmierzające do obniżenia negatywnego wpływu wydobycia i zużycia węgla na środowisko.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Ponownie oszacować i zewidencjonować opłacalne do wydobycia rezerwy węgla kamiennego i brunatnego w celu określenia przyszłego rozwoju polityki energetycznej.*
- Kontynuować politykę mającą na celu stworzenie silnego i konkurencyjnego prywatnego sektora górniczego.*
- Współpracować z przemysłem celem stworzenia strumienia projektów rozwojowych, włączając w to zabezpieczenie odpowiednich licencji i zezwoleń.*
- Zagwarantować finansowanie i konieczną legislację niezbędne dla realizacji projektów demonstracyjnych CCS, tak aby technologia ta była dostępna jako opcja ograniczenia emisji CO₂ do 2020 r.*

7. GAZ ZIEMNY

PODAŻ I POPYT

POPYT

Zapotrzebowanie na gaz ziemny wzrastało stopniowo od 13,3 mld m³ w 2000 r. do 16,4 mld m³ w 2009 r. (według metodologii MAE – patrz Ramka 6), z rocznym wzrostem wynoszącym 2,3%. W *Polityce Energetycznej Polski do 2030 r.* prognozuje się, że w porównaniu do poziomu z 2009 r., popyt na gaz wzrośnie o 28% w 2020 r. i o 52% w 2030 r.

Dzienna konsumpcja gazu ziemnego w 2009 r. wahała się pomiędzy 30,2 mln m³ w sierpniu do 62,2 mln m³ w styczniu⁴⁸. Średnia dzienna konsumpcja gazu ziemnego w styczniu 2010 r. wyniosła 71,2 mln m³.

Ramka 6. Statystyki dotyczące gazu: różnice metodologiczne

Dane dotyczące produkcji i konsumpcji gazu ziemnego w publikacjach MAE różnią się od polskich źródeł pod względem metodologicznym. Przykładowo, krajowe wydobycie gazu raportowane z polskich źródeł sięgnęło 4,1 mld m³ w 2009 r. w porównaniu do podawanych przez MAE wartości 5,8 mld m³. Dane przekazane przez Agencję Rynku Energii do MAE to suma danych dotyczących gazu ziemnego różnych rodzajów (gaz wysokometanowy, gaz niskometanowy oraz metan pochodzący z kopalń), w warunkach standardowych, bez podawania nominalnej wartości kalorycznej brutto (GCV). W danych polskich niskometanowy gaz ziemny jest przeliczany pod względem wartości kalorycznej brutto na gaz wysokometanowy.

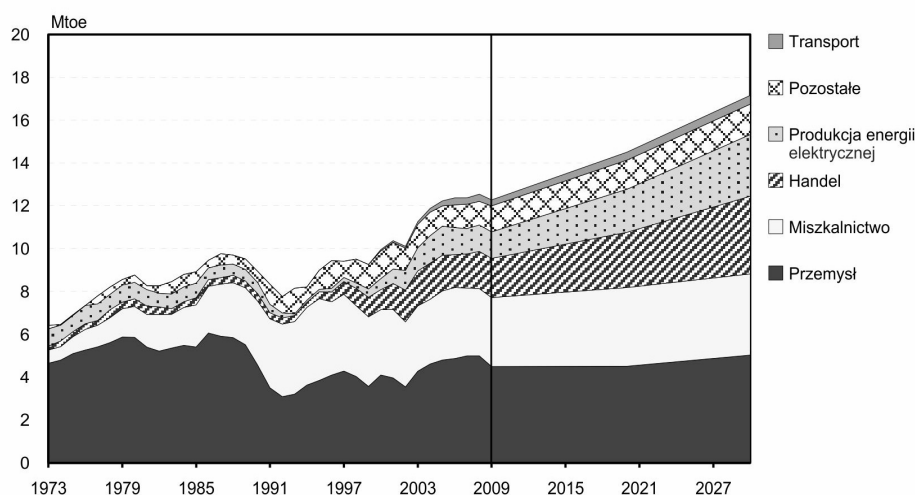
Poza różnicami metodologicznymi, podczas przeprowadzania pomiaru wolumenu gazu ziemnego należy również pamiętać w jakiej temperaturze i w jakim ciśnieniu gaz ziemny jest mierzony. Istnieje wiele definicji co do tego, jakie są standardowe warunki temperatury i ciśnienia. Dla MAE warunki standardowe to 15°C i 760 mm słupa rtęci (mm Hg); w Polsce „normalne” warunki pomiarowe to temperatura 0°C i ciśnienie 760 mm Hg; podczas gdy w Rosji standard państwowy GOST 2939-63 „Gazy. Warunki określania objętości” określa warunki standardowe na temperaturę 20°C i ciśnienie 760 mm Hg. Ta różnica nie jest niczym wyjątkowym – używa się także wielu innych zestawów warunków, na przykład Międzynarodowa Organizacja Standaryzacji (ISO) posiada więcej niż jedną definicję warunków standardowych. Jest zatem ważne, aby wspomnieć – jako że gaz ziemny jest surowcem bardzo sprężalnym – w związku z tym różnice w jego pomiarze mogą być znaczne.

Największym konsumentem gazu ziemnego jest przemysł, odpowiadający za 37% z całkowitego popytu na gaz w 2009 r., zgodnie ze wstępnymi danymi MAE. Tuż za nim plasuje się sektor mieszkaniowy i usług, odpowiednio 26% i 13%. Sektor ciepłowniczy

⁴⁸ Powyższe dane stanowią miesięczną średnią we wspomnianych dwóch miesiącach, na podstawie *IEA Monthly Oil statistics*.

i energii elektrycznej reprezentował jedynie 10% całkowitego zużycia gazu ziemnego w 2009 r. Ponieważ produkcja energii elektrycznej bazuje głównie na węglu, udział gazu ziemnego jako paliwa do jej produkcji ukształtował się na poziomie tylko 2% w 2009 r. Może on ulec zwiększeniu ze względu na starzejącą się infrastrukturę opartą na węglu, która będzie należało zastąpić innymi typami elektrowni. Elektrownie gazowe są drugimi co do szybkości w budowie – tuż po elektrowniach wiatrowych, są też mniej narażone na sprzeciw społeczny (syndrom NIMBY – *Not In My Backyard*) niż elektrownie węglowe czy wiatrowe.

Wykres 25. Podaż gazu ziemnego z podziałem na sektory*, 1997–2030



* TPES według sektorów konsumpcyjnych. *Pozostałe* zawierają sektor przetwórczy i energetyczny. *Przemysł* zawiera użycie pozaenergetyczne. *Handel* zawiera handel, usługi publiczne, rolnictwo/leśnictwo, rybołówstwo i inna konsumpcję finalną.

Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2020–2030.

Źródło: Energy Balances of OECD Countries, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

PODAŻ

Udział gazu ziemnego w całkowitej podaży energii pierwotnej (TPES) Polski wyniósł 13% w 2008 r., co stanowi wzrost o dwa punkty procentowe w stosunku do poziomu z 2000 r. *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (PEP 2030)* przewiduje nieznaczne zwiększenie udziału gazu ziemnego do 14,5% w 2030 r.

Około jednej trzeciej całkowitej podaży gazu ziemnego pochodzi z krajowego wydobycia, natomiast reszta z importu. Całkowity import gazu ziemnego w Polsce w 2009 r. wyniósł 10 mld m³, podczas gdy saldo i eksport osiągnęły odpowiednio 580 mln m³ i 40 mln m³. Obecnie praktycznie cały importowany gaz ziemny jest dostarczany rurociągami do Polski przez PGNiG, poza niewielkimi ilościami gazu skroplonego (LNG) przesyłanego przez konkurentów PGNiG drogą lądową (22,5 tys. ton w 2008 r. i 14 tys. ton w 2009 r.).

Jak pokazuje Tabela 9, Rosja jest głównym źródłem importu gazu ziemnego. W 2009 r. udział gazu rosyjskiego w imporcie wyniósł 82%, podczas gdy import z Niemiec 11%. W październiku 2010 r., po długich polsko-rosyjskich negocjacjach (patrz Ramka 7), zawarto nowy, długoletni kontrakt pomiędzy PGNiG i rosyjskim Gazpromem.

Tabela 9. Kontrakty na import gazu PGNiG

Nabywca	Dostawca	Początek	Data końcowa	Objętość /Uwagi
PGNiG	OOO Gazprom (Rosja)	29 października 2010	2022	2010: 9 mld m ³ /rok 2011: 9,8 mld m ³ /rok 2012–2022: 10,25 mld m ³ /rok
PGNiG	VNG-Verbundnetz Gas AG (Niemcy)	17 sierpnia 2006	1 października 2016	0,4 mld m ³ /rok
PGNiG	VNG-Verbundnetz Gas AG (Niemcy)	29 września 2008	1 października 2011	0,5 mld m ³ /rok
PGNiG	NAK Naftogaz (Ukraina)	2004	2020	0,005 mld m ³ /rok *
PGNiG	RosUkrEnergo AG	2007	2010	2,5 mld m ³ /rok ; Od 1 stycznia 2009, RosUkrEnergo nie wykonuje swoich obowiązków umownych.

* objętości są podane dla warunków normalnych - 0° C.

** PGNiG oczekuje podniesienia importu z Ukrainy od 2011 roku.

Źródło: Polska administracja.

Ramka 7. Kontrakty gazowe z Rosją

Umowy na dostawy gazu ziemnego z Rosji do jej wschodnio- i środkowo-europejskich sąsiadów zwykle są zawierane na dwóch poziomach – pomiędzy rządami krajów i pomiędzy państwowymi spółkami gazowymi. Zwykle podpisywane są w pakietach z umowami dotyczącymi przesyłu gazu rosyjskiego przez kraj importera. Polska podpisała z Rosją umowę międzyrządową w 1993 r., którą zmieniano w latach 1996 i 2003. Strony renegocjowały ją w 2009 r. jednak nowe porozumienie zostało zawetowane przez Komisję Europejską, jako że naruszało ono zasady rynku wewnętrznego UE. Komisja naciskała, aby Polska udostępniła stronom trzecim dostęp do rurociągu Jamał i pozwoliła, aby gaz ziemny płynął w obu kierunkach pomiędzy Polską i Niemcami. Chciała również wykreślenia tzw. klauzuli przeznaczenia, czyli zakazu dalszej sprzedaży gazu rosyjskiego do innych państw.

W październiku 2010 r., rządy rosyjski i polski, podobnie jak Gazprom i PGNiG, zgodziły się co do następujących warunków: Gazprom dostarczy 9,7 mld m³ w 2010 r. zwiększając dostawy do 10,5 mld m³ w 2011 r. i 11 mld m³ w 2012 r. wg standardu GOST (odpowiada to 9,03 mld m³, 9,77 mld m³ i 10,24 mld m³ według polskiej metodologii). Kontrakt kończy się w 2022 r., zamiast pierwotnie planowanego 2037 r. Klauzula przeznaczenia została usunięta z umowy.

Umowa tranzytowa podpisana w październiku 2010 r. kończy się w 2019 r. zamiast, jak pierwotnie planowano, w 2045 r. Strony zdecydowały się przedyskutować rozszerzenie umowy tranzytowej dotyczącej 28 mld m³ gazu rocznie do 2045 r. GAZ-SYSTEM i EuRoPol Gaz zgodziły się by GAZ-SYSTEM przejął zarządzanie częścią rurociągu Jamał-Europa przypisanej EuRoPolGaz. Na początku listopada 2010 r. Komisja Europejska zatwierdziła umowę rosyjsko-polską, podkreśliła jednak potrzebę zapewnienia efektywnego dostępu stronom trzecim do rurociągu Jamał.

Według *BP Statistical Review of World Energy 2010*, Polska dysponowała w końcu 2009 r. 100 mld m³ udokumentowanych rezerw gazu ziemnego, co można przeliczyć na ok. 27 lat bieżącego wydobycia. Ministerstwo Środowiska udziela koncesji na poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Według stanu na dzień

1 października 2010 r., koncesjami na poszukiwanie dysponowało 15 firm, a 4 firmy dysponowały koncesjami na wydobycie złóż naturalnych węglowodorów. Dodatkowo istnieje kilkadziesiąt innych firm, krajowych i zagranicznych, zaangażowanych w planowanie wydobycia i poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego. W 2009 r. wydobyto w Polsce 5,8 mld m³ gazu ziemnego (lub 4,27 mld m³ według polskiej metodologii omawianej w Ramce 6), co odpowiadało około jednej trzeciej krajowego zapotrzebowania. Około 98% tego gazu stanowiło wydobycie PGNiG. Firma planuje podnieść poziom wydobycia gazu konwencjonalnego w krótkim czasie. Więcej szczegółów o polskim sektorze wydobywczym węglowodorów zawiera Rozdział 8, dotyczący ropy naftowej.

PERSPEKTYWY DLA GAZU NIEKONWENCJONALNEGO⁴⁹

Wstępne szacunki wskazują, że Polska może dysponować od 1,4 do 3 bln m³ gazu niekonwencjonalnego; jednak może zająć to od pięciu do dziesięciu lat zanim możliwa będzie kompletna ocena jego handlowego zastosowania na podstawie pierwszych odwiertów poszukiwawczych, w 2010 r. Państwowy Instytut Geologiczny planuje opublikować swoje oceny dotyczące złóż gazu niekonwencjonalnego do końca 2011 r. Wiele dużych i niezależnych amerykańskich firm naftowych i gazowych (w tym ExxonMobil, ConocoPhillips, Chevron i Marathon) szuka obecnie możliwości eksploatacji gazu łupkowego w Polsce. Ministerstwo Środowiska przyznało do października 2010 r. ponad 70 koncesji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Polska może również mieć rezerwy gazu zaciśniętego (ang. *tight gas*), jak też zasoby metanu w złożach węgla (ang. *coal-bed-methane*, CBM).

Jeżeli złoża gazu łupkowego się potwierdzą, to skala ich eksploatacji może teoretycznie zmienić krajobraz energetyczny nie tylko Polski, ale i Europy. W praktyce jednak wydobycie gazu niekonwencjonalnego może napotkać na ciężkie ograniczenia w postaci fizycznie utrudnionego dostępu do złóż. Społeczności gmin o wysokim zaludnieniu lub o obszarze gęsto podzielonym własnościowo mogą niechętnie zgadzać się na odwierty na wielką skalę, głównie ze względu na wywołane tym zakłócenia oraz gwałtowny wzrost lokalnego zapotrzebowania infrastrukturalnego, głównie w sferze transportu. Dużą barierą mogą być również przepisy o ochronie środowiska, jako że charakter prac wiertniczych i spora ilość potrzebnych do zbudowania szybów może być czynnikiem negatywnie wpływającym na miejscowy krajobraz. Gromadzenie dużej ilości wody potrzebnej do odwiertów może również kolidować z przepisami o ochronie środowiska oraz stanowić spory koszt operacyjny. Barierą może być również dostęp do dużych zasobów wodnych chociaż postęp technologiczny przyczynia się do redukcji ilości potrzebnych do odwiertów.

Otrzymywanie zezwoleń środowiskowych będzie najtrudniejsze na terenach ekologicznie wrażliwych, a czas potrzebny do otrzymania zezwoleń i licencji na wiercenia i powiązane z nimi czynności może komplikować projekty rozwojowe. Wyzwania techniczne i gospodarcze mogą również wynikać z geologicznej charakterystyki złóż. Niektóre zagłębia są niewielkie i koncentracja zasobów może być niska. Złożoność i koszt wiercenia, czynnik wystarczającej łupliwości podłoża ułatwiający szczelinowanie oraz bliskość rurociągów to również czynniki kluczowe.

⁴⁹ Sekcja ta oparta jest na danych z dokumentu roboczego *Energy and CO2 Emissions Scenarios of Poland, 2010*.

Zważywszy na wszystkie te elementy widzimy, że wydobycie gazu niekonwencjonalnego w Polsce może się rozpocząć nie wcześniej niż na początku lat 20. XXI w. By to się jednak mogło stać, jest potrzebna polityka wspierająca oraz odpowiednie ramy prawne.

REFORMA RYNKU I STRUKTURA PRZEMYSŁU

REFORMA RYNKU

Zgodnie z Dyrektywą UE 2003/55/WE o rynkach gazowych, Polska rozpoczęła proces wielofazowej liberalizacji krajowego rynku gazu ziemnego. Różne kategorie odbiorców stopniowo nabywały prawo do wyboru dostawcy. Konsumenci o rocznym zużyciu gazu wyższym niż 15 mln m³ uzyskali je w styczniu 2004 r., natomiast konsumenci spoza sektora mieszkaniowego w styczniu 2005 r. Wszyscy odbiorcy końcowi gazu ziemnego zostali uwolnieni w styczniu 2006 r. – wyprzedzając wymagania dyrektywy UE, aby osiągnąć pełną otwartość rynku przed lipcem 2007 r.

Pomimo otwarcia rynku, konkurencja wzrasta powoli, a rynek gazowy jest wciąż silnie zmonopolizowany (o czym mowa poniżej). Rząd przyznaje, że konkurencja praktycznie nie istnieje. Jednym z celów *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.* jest rozwój konkurencyjnych rynków gazowych. *PEP 2030* i Program Działań Wykonawczych zakłada przyjęcie mechanizmów stymulujących w tym zakresie.

Ministerstwo Gospodarki oraz regulator powinni rozwijać i wprowadzać środki mające na celu stopniową liberalizację rynku gazowego, w tym:

- Zasady efektywnego dostępu do infrastruktury gazowej;
- Model wejścia-wyjścia;
- Ideę wirtualnych punktów sprzedaży gazu;
- Model rynku oddzielającego przepływ fizyczny od handlowego;
- Zasada równoważenia rynku;
- Model rynku pozwalającego efektywnie zmieniać dostawców.

Urząd Regulacji Energetyki ma dostosować ramy prawne do wspomnianych powyżej warunków oraz przygotować przepisy dla stopniowego wyeliminowania taryf regulowanych.

PEP 2030 wymaga również od Ministerstwa Gospodarki i URE stworzenia mapy drogowej pomagającej wdrożyć konkurencyjny rynek gazowy, biorącej pod uwagę następujące problemy:

- Warunki infrastrukturalne rozwoju konkurencji, włączając w to rozszerzenie i modernizację sieci przesyłu i dystrybucji oraz infrastruktury magazynowania gazu uwzględniającej zasadę TPA (dostępu stron trzecich);
- Zapewnienie dostępu do infrastruktury gazowej;
- Określenie założeń dla regulacji pozwalających wdrażać zasady konkurencyjności;
- Wdrożenie zasady wyboru dostawcy;
- Rozszerzanie dostępu do źródeł gazu dla podmiotów działających na rynku.

STRUKTURA RYNKU

Jako część reformy rynkowej wyodrębniono pod względem własnościowym działalność związaną z przesyłem gazu ziemnego, będącą pierwotnie częścią PGNiG. W 2004 r. w ramach PGNiG utworzono całkowicie niezależną, państwową jednostkę, operatora systemu przesyłowego (TSO) – OGP GAZ-SYSTEM oraz przekazano ją pod kontrolę państwa w 2005 r. W czerwcu 2007 r., wyodrębniono z PGNiG, pod względem prawnym, sześć spółek dystrybucyjnych, którym URE przyznało status operatora systemu dystrybucyjnego (DSO). DSO są całkowitą własnością grupy PGNiG.

PGNiG (72,5% własność Skarbu Państwa, 12,7% w akcjonariacie pracowniczym, reszta w wolnym obrocie) ma dominującą pozycję w sektorach upstream i downstream. Jest to praktycznie jedyny importer gazu – zarezerwował prawie 100% zdolności przesyłowej na wszystkich punktach wejścia⁵⁰. Będąc również największym krajowym wydobywcą gazu (98% krajowego wydobycia), PGNiG skutecznie kontroluje hurtowy rynek gazu ziemnego. Gaz sprzedawany jest jedynie w ramach umów dwustronnych. Brak jest giełd gazu oraz „hubów” gazowych.

PGNiG dominuje również na rynku detalicznym. Wiele innych firm (G.EN Gaz Energia, CP Energia, EWE Polska, Enesta SA i KRI S.A.) weszło na rynek, jednak ich całkowity udział to około 2% w 2009 r. Ze względu na to, że nie mają one bezpośredniego dostępu do zasobów złóż gazu ziemnego, kupują gaz od PGNiG, aby odsprzedawać go konsumentom ostatecznym, często poprzez własne lokalne sieci dystrybucyjne. Wyjątkiem jest EWE Polska, która również importuje gaz ziemny z zachodu, poprzez własną sieć, za pomocą systemu przesyłowego UE. W 2009 r. EWE Polska importowała z Niemiec ok. 35,65 mln m³ gazu ziemnego na podstawie umowy z EWE AG. Niektórzy mniejsi gracze importują niewielkie ilości gazu LNG w cysternach.

Z uwagi na fakt, iż ich ilości handlowe są niewielkie, dostawcy niezależni wobec PGNiG nie mają obowiązku udzielania dostępu stronom trzecim do ich sieci dystrybucyjnych, choć formalnie rzecz biorąc, konsument może bezpłatnie zmienić dostawcę dwukrotnie w ciągu roku.

Ponadto, PGNiG jest jedynym właścicielem i operatorem systemu magazynowania. Regulator zatwierdził PGNiG na operatora systemu magazynowania na okres 17 lat w 2008 r. Czynna pojemność magazynowa wynosi 1,63 mld m³ (12% rocznego zapotrzebowania na gaz ziemny). PGNiG planuje podnieść ją do 2,7 mld m³ do 2012 r. Istnieją przepisy zobowiązujące operatora systemu magazynowego do publikowania danych o dostępnych pojemnościach magazynowych i do niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników instalacji magazynowych. Jednak w praktyce PGNiG jest ich jedynym użytkownikiem⁵¹. Jest to kolejny czynnik hamujący konkurencję, ponieważ dostawcy gazu ziemnego są zobowiązani przez prawo do utrzymywania zapasów obowiązkowych (patrz sekcja Organizacja i Działania w Sytuacjach Krytycznych). Bez dostępu do zapasów nie mogą oni tego obowiązku wypełniać, zatem i działać na polskim rynku.

⁵⁰ W 2008 r. tylko jeden, poza PGNiG, importer gazu otrzymał dostęp do pojedynczego punktu wejścia o przepustowości 25m³ na godzinę.

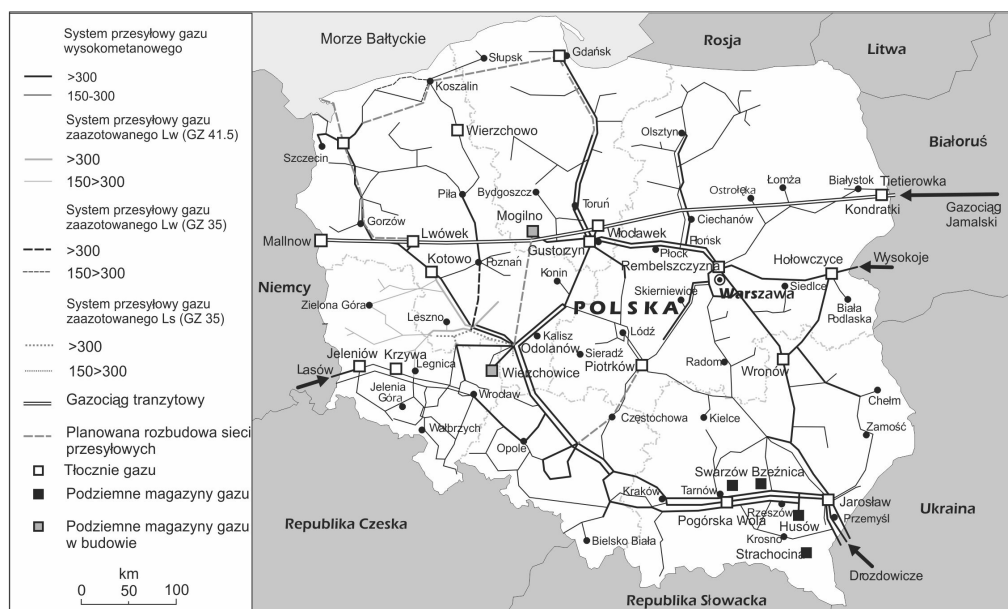
⁵¹ Dostarcza 50 mln m³ do operatora systemu przesyłowego na podstawie umowy dwustronnej.

INFRASTRUKTURA

RUROCIĄGI

Polski system gazowy jest podłączony do europejskiej sieci gazowej, głównie jednak w kierunku wschodnio-zachodnim (Rysunek 30). Istnieją cztery główne punkty wejścia, przez które gaz ziemny jest wprowadzany do polskiego systemu przesyłowego: Lasów (z Niemiec), Drozdowicze (z Ukrainy), Wysokoje (z Białorusi) i Kondratki (z Białorusi; rurociąg Jamał) (Tabela 10). PGNiG zarezerwował prawie 100% dostępnych zdolności przesyłowych na tych wszystkich punktach wejścia⁵².

Mapa 5. Polska infrastruktura gazu ziemnego, 2010



Granice, nazwy i oznaczenia ujęte w mapkach załączonych do niniejszej publikacji nie są oficjalnym stanowiskiem MAE.

Źródło: *Natural Gas Information*, IEA/OECD Paris, 2010.

Polski system przesyłowy gazu obejmuje obecnie 9 709 km rurociągów, 14 tłocznii i 833 stacje gazowe. OGP GAZ-SYSTEM jest wyznaczonym przez URE operatorem systemu przesyłowego (TSO).

Polska jest kluczowym państwem tranzytowym dla rosyjskiego gazu ziemnego do państw zachodnich, poprzez rurociąg Jamał. Pragnie zachować tę rolę w przyszłości. EuRoPol Gaz S.A. jest właścicielem polskiego odcinka rurociągu Jamał-Europa i był jego operatorem do końca 2010 r. EuRoPol Gaz jest własnością Gazpromu i PGNiG (48% dla każdej ze stron) i polskiej firmy Gas-Trading S.A (4%)⁵³. Firma ta świadczyła usługi przesyłowe jedynie dla PGNiG i Gazprom Export, firmy będącej własnością koncernu OAO Gazprom. Dokonał przesyłu około 28 mld m³ dla Gazpromu w 2009 r. (o 9% mniej niż w 2008 r.) i przetransportował 2,65 mld m³ dla PGNiG w tym samym roku. Stopień wykorzystania rurociągu wyniósł 89% jego zdolności technicznej.

⁵² Moc przesyłowa jest zarezerwowana przez Gazprom Export, patrz poniżej.

⁵³ Gazprom ma 15.88% udziałów w Gas-Trading S.A.

Brak jest dostępu stron trzecich do rurociągu Jamał, co już spotkało się ze sprzeciwem UE. Zachęcająco wygląda fakt, iż nowym operatorem gazociągu Jamał w Polsce, według nowej umowy tranzytowej podpisanej październiku 2010 r., stał się OGP GAZ-SYSTEM (patrz Ramka 7). Komisja Europejska zatwierdzając tę umowę podkreśliła jednak potrzebę sprawiedliwego i równego świadczenia przez GAZ-SYSTEM dostępu dla stron trzecich do rurociągu Jamał. Obecnie przepływ gazu ziemnego przez ten rurociąg możliwy jest jedynie w kierunku wschód-zachód.

Tabela 10. Techniczne i rzeczywiste wielkości przepływu gazu ziemnego w punktach wejścia (styczeń 2010 r.)

Punkt wejścia	Maksymalna przepustowość	Wielkość przepływu gazu przez punkt wejścia w styczniu 2010	Wolna przepustowość w styczniu 2010
Lasów (z Niemiec)	3,2 mln m ³ /d	3,35 mln m ³ /d	-0,15 mln m ³ /d
Drozdowicze (z Ukrainy)	16,46 mln m ³ /d	12,4 mln m ³ /d	4,06 mln m ³ /d
Wysokoje (z Białorusi)	15,8 mln m ³ /d	11,86 mln m ³ /d	3,94 mln m ³ /d
Kondratki (rurociąg Jamał; z Białorusi do Niemiec)	88,8 mln m ³ /d	86,6 mln m ³ /d	2,2 mln m ³ /d

* wartości mocy przepływowych podane są dla warunków standardowych: 15 stopni i 760 mmHg.

Źródło: MAE.

Wynikiem braku inwestycji w rozwój systemu jest deficyt dostępnych przepustowości. Co więcej, infrastruktura się starzeje, co wymusza konieczność kolejnych inwestycji. W 2009 r., 60% rurociągów przesyłowych miała ponad 25 lat, a kolejne 8% osiągnęło wiek pomiędzy 21 i 25 lat. Ograniczenia sieciowe są częstą sytuacją w niektórych częściach systemu. W wyniku tego w wielu przypadkach spotykane są odmowy przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Tabela 11. Projekty gazociągowe

Projekt	Opis projektu	Zdolność przesyłowa	Status projektu
Połączenie czesko-polskie (Moravia)	Budowa nowego, 22 km rurociągu (polski odcinek)	0,5 mld m ³ rocznie (do 1,6 mln m ³ /d w wypadkach nagłych)	W budowie, planowana realizacja inwestycji 2011 r.
Rozszerzenie systemu przesyłu gazu Niemcy-Polska (Lasów)	Podniesienie wydolności odbiorczej punktu Lasów	Rozbudowa do 1,5 mld m ³ (4,1 mln m ³ /d)	W budowie, do oddania w końcu 2011 r.
Połączenie Niemcy-Polska (Börnische – Police)	Budowa nowego, dwukierunkowego, 140–160 km rurociągu i dwóch nowych tłoczni	3 mld m ³ rocznie (8,2 mln m ³ /d)	Zezwolenie na budowę polskiego odcinka zostało wydane. Budowa ma być zakończona do końca roku 2012
Rurociąg Bałtycki (Dania-Polska)	Budowa nowych morskich i naziemnych rurociągów (polski odcinek)	3 mld m ³ (8,2 mln m ³ /d)	Wstępna faza inwestycyjna jest w trakcie realizacji, w celu zapewnienia bezpiecznej lokalizacji projektu.

Źródło: Polska administracja.

W celu zwiększenia dostępnych zdolności przesyłowych i importowych OGP GAZ-SYSTEM realizuje wiele projektów inwestycyjnych – Tabela 11. W 2009 r., OGP GAZ-SYSTEM ogłosił procedurę Open Season dla połączeń Polska-Dania i Polska-Litwa, jednak oferta ta nie spotkała się z zainteresowaniem.

Polska sieć dystrybucyjna składa się z 115 800 km rurociągów. Za obsługę systemów oraz za ich utrzymanie i rozwój odpowiedzialnych jest sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych (DSO):

- Dolnośląska Spółka Gazownictwa (DSG), 7800 km
- Górnośląska Spółka Gazownictwa (GSG), 20 700 km
- Karpacka Spółka Gazownictwa (KSG), 44 300 km
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa (MSG), 18 600 km
- Pomorska Spółka Gazownictwa (PSG), 9 400 km
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa (WSG), 15 200 km.

TERMINAL LNG

Planuje się budowę pierwszego w Polsce terminalu LNG w Świnoujściu. Polskie LNG S.A., w którym 100% udziału posiada OGP GAZ-SYSTEM S.A. (TSO), ma zbudować oraz być właścicielem i operatorem terminalu LNG. W pierwszym stadium operacji terminal LNG umożliwi regazyfikację 2,5 mld m³ rocznie (6,8 mln m³ dziennie) gazu ziemnego. Planowana jest budowa dwóch standardowych zbiorników o pojemności 160 000 m³ każdy. W kolejnych etapach będzie możliwe podniesienie zdolności rozładunkowej do 5 mld m³ rocznie (13,7 mln m³ dziennie) a nawet do 7,5 mld m³ (20,5 mln m³ dziennie) w zależności od zapotrzebowania na gaz, bez konieczności rozszerzania obszaru, na którym znajdować się będzie terminal.

W czerwcu 2009 r., Qatargas i PGNiG podpisały Umowę (ang. *Sales and Purchase Agreement*, SPA) na dostawy LNG z Kataru do Polski. Zgodnie z warunkami SPA, Qatargas dostarczy dla PGNiG, na podstawie uzgodnionego 20-letniego kontraktu, 1,5 mld m³ LNG rocznie, rozpoczynając od 2014 r. W marcu 2010 r., PGNiG podpisało umowę na usługi regazyfikacyjne z firmą Polskie LNG, według której Polskie LNG będzie świadczyć PGNiG usługi regazyfikacyjne w okresie 20 lat, począwszy od lipca 2014 r. Operator terminalu LNG, Polskie LNG, ma świadczyć usługi dostarczania gazu ziemnego dla wszystkich podmiotów na rynku.

MAGAZYNY

Istnieje osiem podziemnych magazynów gazu ziemnego funkcjonujących w Polsce. Ich pełna pojemność (1 830 mln m³) jest równa 41 dniom średniego zapotrzebowania na gaz ziemny w 2009 r. i 67 dniom średniego importu gazu w 2009 r. Pełna pojemność jest równa również 26 dniom średniego dziennego zapotrzebowania ze stycznia 2010 r.⁵⁴. Maksymalny poziom poboru z tych zasobów to 35 mln m³ dziennie, co pokrywa 78% średniego zapotrzebowania na gaz ziemny z 2009 r. i 49% średniego dziennego zapotrzebowania ze stycznia 2010 r.

W grudniu 2008 r. Urząd Regulacji Energetyki ustanowił PGNiG operatorem systemu magazynowania (OSM) na okres 27 lat, do końca 2035 r. PGNiG jest właścicielem wszystkich podziemnych magazynów gazu ziemnego. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo Energetyczne, które weszły w życie w maju 2005 r., PGNiG jako OSM ma

⁵⁴ Liczone są 3 dni średniego popytu na gaz w 2009 i styczniu 2010 jak też średnie ilości dziennie importowanego gazu w 2009, bazując na danych MOS dostarczonych przez polską administrację.

obowiązek publikować dane o dostępnych pojemnościach i zapewnić niedyskryminacyjne traktowanie wszystkich użytkowników systemu. Jednakże, poza pewnym udziałem (50 mln m³) udostępnionym dla OGP GAZ-SYSTEM (TSO), PGNiG jest wyłącznym użytkownikiem instalacji magazynowych w Polsce. W praktyce inne podmioty, poza PGNiG, nie uzyskały dostępu do pojemności magazynowych, pomimo, iż PGNiG przeprowadził procedurę Open Season. Zgodnie z Ustawą z 16 lutego 2007 r., dostęp do instalacji magazynowych jest warunkiem wstępnym zawarcia umowy przesyłowej, jak też do otrzymania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą lub na dostawę do Polski. Brak dostępu do magazynów jest zatem znaczną barierą dla nowych graczy na polskim rynku gazowym.

PGNiG planuje rozszerzyć pojemności magazynowe do 2,7 mld m³ do 2012 r. i do 3,8 mld m³ do 2015 r. (Tabela 12 pokazuje szczegóły planu rozwoju podziemnych magazynów gazu).

Tabela 12. Plan rozwoju podziemnych magazynów gazu do 2012 r. (stan na wrzesień 2010 r.)

PMG	Rodzaj gazu	Stan obecny		2012	
		Pojemność operacyjna, mln m ³	Maksymalny pobór dzienny mln m ³	Pojemność operacyjna, mln m ³	Maksymalny pobór dzienny mln m ³
KPMG Mogilno	wysokometanowy	370	20,64	396	20,64
PMG Wierzchowice	wysokometanowy	575	4,80	1 200	14,40
PMG Husów	wysokometanowy	350	5,76	350	5,76
PMG Strachocina	wysokometanowy	150	1,50	330	3,85
PMG Swarzędz	wysokometanowy	90	1,00	90	1,00
PMG Brzeźnica	wysokometanowy	65	0,93	65	0,93
KPMG Kosakowo	wysokometanowy	0	0,00	0	0,00
PMG Bonikowo	niskometanowy	200	2,40	200	2,40
PMG Daszewo	niskometanowy	30	0,38	30	0,38
Łącznie		1 830	37,41	2 661	49,36

Źródło: PGNiG.

POLITYKA BEZPIECZEŃSTWA GAZOWEGO

Dywersyfikacja źródeł i dróg dostaw, rozwój infrastruktury gazu ziemnego w sposób dostosowany do tej dywersyfikacji, zwiększenie podziemnych pojemności magazynowych, rozbudowa systemu przesyłu i dystrybucji, podniesienie krajowego wydobycia oraz rozwijanie dostępu do źródeł znajdujących się poza granicami kraju, to kluczowe elementy polskiej polityki bezpieczeństwa gazowego.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. i Program Działań Wykonawczych nakreśla następujące środki mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa gazowego:

- Właściwe polityki taryfowe przyciągające inwestycje w infrastrukturę rurociągową;
- Budowa terminalu mogącego odbierać gaz płynny (LNG) i zawieranie umów na dostawę gazu LNG;

- Ustanowienie zrównoważonej polityki zarządzania zasobami krajowymi gazu, pozwalającej na rozszerzenie rezerw gazu ziemnego na terytorium Polski;
- Inwestycje pozwalające podnieść wydobycie gazu ziemnego w Polsce;
- Dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemów przesyłowych gazu ziemnego z północy, zachodu i południa, jak też budowanie połączeń pozwalających ją zrealizować;
- Zachęcanie firm polskich do uzyskiwania dostępu do zasobów gazu znajdujących się poza terytorium kraju;
- Wsparcie inwestycji w infrastrukturę, z wykorzystaniem środków europejskich;
- Usprawnienie mechanizmów reagowania w sytuacjach kryzysowych;
- Zabezpieczenie interesów państwa w firmach strategicznie ważnych dla sektora gazowego;
- Tworzenie zachęt inwestycyjnych dla rozbudowy pojemności magazynowych (poprzez odpowiednią strukturę taryf i zapewniając zwrot zainwestowanego kapitału);
- Działania legislacyjne nakierowane na usuwanie barier inwestycyjnych, szczególnie w odniesieniu do dużych projektów inwestycyjnych w infrastrukturę (magazyny, infrastruktura LNG, tłocznie itd.) oraz inwestycje liniowe;
- Dalsze prace pilotażowe nad wykorzystaniem metanu ze złóż węgla kamiennego.

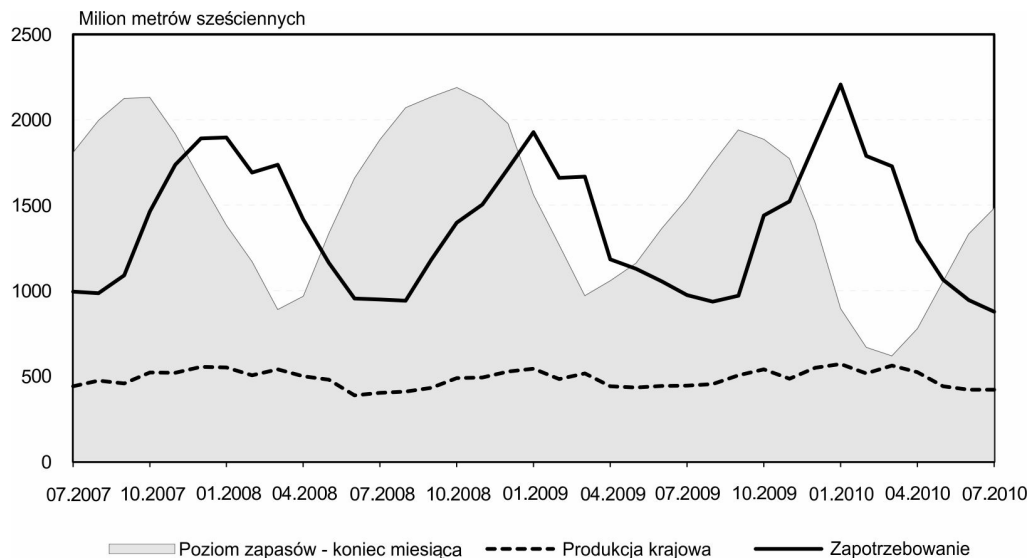
STRATEGIA DZIAŁANIA W SYTUACJACH KRYZYSOWYCH

Zgodnie z ustawą z 16 lutego 2007 r., przedsiębiorstwa gazowe dokonujące międzynarodowych transakcji gazowych lub importerzy są zobowiązani do utrzymywania zapasów na terytorium Polski, w instalacjach magazynujących podłączonych do systemu gazowego. Ustawa określa stopniowy wzrost obowiązkowych zapasów, poprzez określenie liczby dni pomnożonych przez ilość sprowadzanego dziennie gazu ziemnego do Polski, w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu według następującego systemu:

- | | |
|---|--------|
| ▪ Od kwietnia 2007 do 30 września 2009 r. | 11 dni |
| ▪ Od 1 października 2009 do 30 września 2010 r. | 15 dni |
| ▪ Od 1 października 2010 do 30 września 2012 r. | 20 dni |
| ▪ Od 1 października 2012 r. | 30 dni |

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego muszą być przechowywane w instalacjach umożliwiających ich dostarczenie do systemu przesyłowego w ciągu 40 dni. Ilość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego jest kontrolowana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie szacunków transportowych na najbliższy rok. Koszty poniesione przez przedsiębiorców/importerów w celu wypełnienia tego obowiązku są uznawane za uzasadnione koszty działalności i mogą być wliczane w taryfy.

Wykres 26. Miesięczna podaż, popyt i poziom zapasów



* Zapotrzebowanie oznacza dostawy do kraju brutto (odnotowane) raportowane w *Monthly Oil Statistics* MAE.

Źródło: MAE.

W 2009 r. PGNiG był jedyną firmą utrzymującą zapasy gazu w ilości określonej przez Prezesa URE i spełniającą wymogi prawne w tym zakresie. Inne firmy z sektora energetycznego nie musiały utrzymywać takich rezerw, jako że nie handlowały gazem ziemnym z innymi państwami lub też korzystały z prawa zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów⁵⁵ na podstawie decyzji Ministra Gospodarki.

Obowiązkowe zapasy gazu utrzymywane są w dyspozycji Ministra Gospodarki. Mogą być one użyte przez operatora systemu przesyłowego lub przez system dystrybucji tuż po otrzymaniu pozwolenia Ministra Gospodarki. Przedsiębiorstwa handlowe i importerzy są zobowiązani do przygotowania odpowiedniej procedury na wypadek zagrożenia przerwania ciągłości dostaw oraz powiadomienia operatora systemu przesyłowego o takim zagrożeniu odpowiednio wcześniej.

Nowi gracze postrzegają rygorystyczne reguły dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych jako barierę dla wejścia na polski rynek gazowy. Ponadto konieczność utrzymywania tych zapasów na terytorium Polski stoi w sprzeczności z Dyrektywami UE 2003/55/WE i 2004/64/WE o wspólnym rynku gazowym i bezpieczeństwie dostaw gazu. By otworzyć polski rynek gazowy na konkurencję i dostosować polski system do dyrektyw unijnych, rząd polski planuje dokonać następujących zmian Ustawy:

- Zezwolenia na utrzymywanie obowiązkowych zapasów gazu poza terytorium Polski – w innych krajach UE, takich jak Niemcy;
- Podniesienia progu pozwalającego wnioskować do Ministra Gospodarki o udzielenie prawa zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych;
- Przyznania prawa do aplikowania o udzielenie zwolnienia od obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych firmom, które dopiero planują importować gaz.

Spodziewa się, że nowelizacja Ustawy ma być zatwierdzona przez Parlament do końca 2010 r.

⁵⁵ Zwolnienie może być udzielone przedsiębiorcom posiadającym mniej, niż 100 000 klientów oraz sprowadzających rocznie mniej niż 50 mln m³ gazu ziemnego.

MECHANIZM REAGOWANIA KRYZYSOWEGO

W przypadku zakłóceń w dostawach gazu do systemu przesyłowego lub nieoczekiwanego wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce, przewidziane są następujące procedury w podziale na fazy.

W początkowej fazie sytuacji kryzysowej (Faza I), przedsiębiorstwa handlowe i/lub importerzy muszą zapewnić dodatkowe dostawy gazu ziemnego z innych źródeł na zasadach komercyjnych i/lub zredukować dostawy gazu do największych odbiorców, zgodnie z kontraktami. PGNiG ma zawarte umowy z konsumentami gazu ziemnego pozwalające stosować restrykcje z powodów komercyjnych. Tego rodzaju przerywalna umowa posiada również wymóg powiadomienia klienta przynajmniej z 8-godzinnym wyprzedzeniem o wprowadzeniu uzgodnionych restrykcyjnych poziomów dostaw.

Ramka 8. Reakcja Polski podczas sporu gazowego Rosja-Ukraina w styczniu 2009

Kryzys gazowy ze stycznia 2009 r. podkreślił słabe punkty odizolowanego polskiego systemu przesyłowego w postaci niewystarczającej przepustowości istniejących połączeń międzysystemowych. Jednocześnie kryzys gazowy pokazał, że polskie mechanizmy awaryjne działają właściwie i efektywnie. Poniżej znajduje się skrócona chronologia działań podjętych przez PGNiG i GAZ-SYSTEM (TSO) w okresie kryzysu.

2 stycznia: W związku ze znacznym spadkiem ciśnienia na wejściu w Drozdowiczach, na granicy polsko-ukraińskiej, PGNiG rozpoczął negocjowanie wzrostu dostaw gazu ziemnego na wejściu w Wysokoje, na granicy polsko-białoruskiej. PGNiG rozpoczął również uzupełnianie braków w podaży gazu ziemnego z podziemnych magazynów.

6 stycznia: odcięte zostały dostawy gazu zakontraktowanego przez PGNiG od RosUkrEnergo. Dostawy z Ukrainy przez Drozdowicze (14 mln m³ dziennie) zostały całkowicie zatrzymane w okresie od 6 do 20 stycznia 2009 r. W tym okresie import gazu z kierunku wschodniego do Polski spadł o 18%.

GAZ-SYSTEM wniósł do Ministerstwa Gospodarki wniosek o zastosowanie ograniczeń w poborze i konsumpcji gazu.

7 stycznia: GAZ-SYSTEM wniósł do PGNiG wnioski o wprowadzenie restrykcji handlowych. PGNiG zredukował dostawy gazu ziemnego do swoich dwóch największych odbiorców, PKN Orlen i Zakładów Azotowych Puławy, na okres dwóch tygodni. Ponieważ dostawy gazu ziemnego do PKN Orlen zostały obniżone o 25%, PKN Orlen przestał się z używania gazu ziemnego na olej opałowy.

8 stycznia: Dostawy gazu ziemnego zostały ustabilizowane. Niedobory w bilansie gazowym zostały uzupełnione wyższymi o 5 mln m³ dziennie dostawami gazu ziemnego sprowadzanego przez punkt wejścia w Wysokoje, na granicy z Białorusią. Wzrosły również dostawy z podziemnych magazynów gazu.

21 stycznia: Dostawy gazu ziemnego na wejściu w Drozdowiczach zostały ponownie uruchomione, jednak w mniejszej ilości. Tylko dostawy wynikające z kontraktu jamalskiego z Gazpromem były wykonywane; dostawy wynikające z kontraktu z RosUkrEnergo (7 mln m³ dziennie) nie były realizowane (*vide: Tabela 9*).

Źródło: dane przekazane przez państwo.

Jeżeli TSO przyjmie, że środki zastosowane w Fazie I są niewystarczające, to aby zażegnać niebezpieczeństwo grożące bezpieczeństwu dostaw gazu ziemnego w Polsce, Minister Gospodarki decyduje o użyciu zapasów obowiązkowych (Faza II). Operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za udostępnienie zapasów gazu w porozumieniu z operatorem systemu magazynowego. Zapasy gazu ziemnego mają być uzupełnione przez firmy handlujące gazem lub importerów gazu, w ciągu 4 miesięcy od ostatniego dnia miesiąca, w którym zapasy te zostały podjęte. Okres uzupełnienia może zostać przedłużony do 8 miesięcy w drodze decyzji Ministra Gospodarki.

Jeżeli kroki podjęte w Fazie I i II nie są w stanie przywrócić bezpieczeństwa dostaw gazu, TSO powiadamia Ministra Gospodarki o konieczności wprowadzenia restrykcji w zużyciu gazu ziemnego (Faza III). Według Rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. dotyczącego sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, gospodarstwa domowe i inni klienci o całkowitym poborze z punktów wyjściowych mniejszym niż 417 m³/h nie podlegają restrykcjom. Restrykcje będą zastosowane na podstawie planów opracowanych przez TSO, DSO i przedsiębiorstwa pełniące rolę operatorów sieciowych i muszą zostać zatwierdzone przez Prezesa URE.

Jeżeli posunięcia zastosowane w Fazach od I do III okażą się nieskuteczne, Rada Ministrów powiadamia Przewodniczącego Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu i składa wnioski do Komisji Europejskiej o zwołanie Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu. Rada Ministrów może również włączyć zapasy handlowe znajdujące się w magazynach wewnątrz kraju do zapasów obowiązkowych (Faza IV).

Polska administracja nie posiada żadnych ram prawnych ani polityki zdolnej promować przestawienie się na paliwa inne niż gaz ziemny w sytuacji awaryjnej. Elektrownie gazowe nie są zobowiązane do utrzymywania zapasów paliwowych. Zwiększenie wydobycia gazu ziemnego nie jest uważane za efektywne posunięcie w sytuacji kryzysu gazowego, w związku z jego ograniczonymi możliwościami.

CENY I TARYFY

Taryfy gazowe dla wszystkich grup konsumenckich, w tym dla przemysłu, są regulowane przez Urząd Regulacji Energetyki. Taryfy regulowane mają pokryć koszty dostaw gazu ziemnego lub jego produkcji, transportu i magazynowania. W rezultacie taryfy końcowe kalkulowane przez URE zawierają wliczony średni koszt importowanego i produkowanego w kraju gazu ziemnego. Od marca 2008 r. sprężony gaz ziemny (CNG) używany w sektorze transportowym jest wyłączony z obowiązku zatwierdzania taryf.

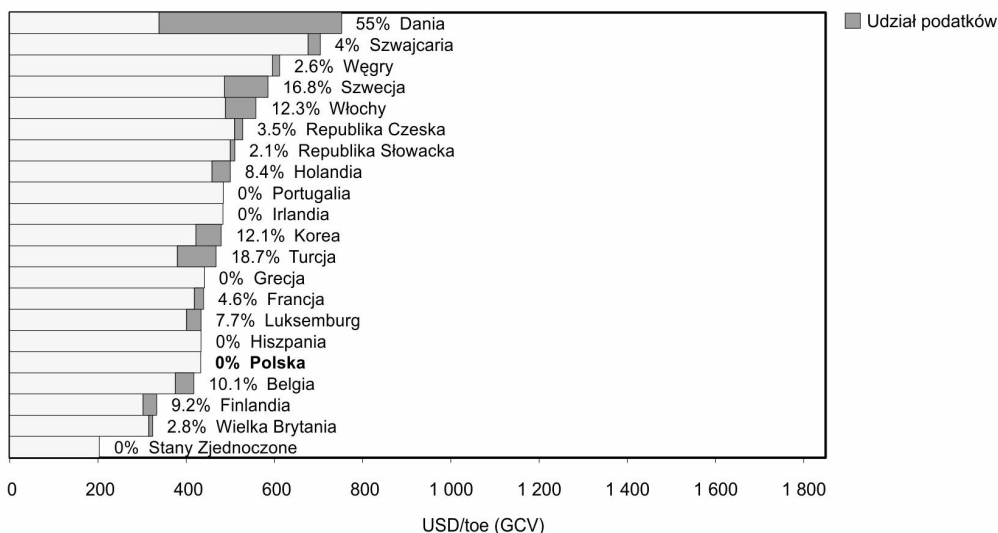
PEP 2030 określa kontynuację regulacji „w obszarach charakteryzujących się naturalnym monopolem, w sposób zapewniający zrównoważenie interesów wszystkich uczestników rynku”. Zmierza to do zredukowania regulacji tam, gdzie rynek jest bardziej konkurencyjny.

Brak jest prospołecznych taryf gazowych dla konsumentów wrażliwych; rząd próbuje odnieść się do problematyki ubóstwa energetycznego poprzez odpowiednio ukierunkowaną politykę socjalną (Rozdział 2).

W porównaniu z innymi państwami MAE ceny gazu dla gospodarstw domowych w Polsce – zarówno przed jak i po opodatkowaniu – są jednymi z niższych (Wykres 32). Informacje dotyczące podatku wliczanego w cenę gazu ziemnego dla użytkowników przemysłowych nie są dostępne w statystykach MAE, jednak można stwierdzić, że ceny netto dla przemysłu są na średnim poziomie wśród państw MAE.

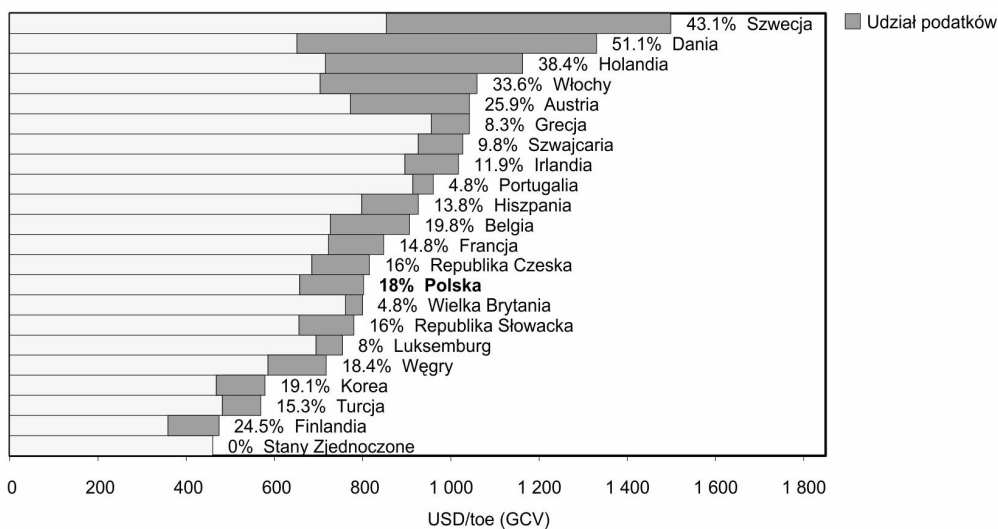
Wykres 27. Ceny gazu ziemnego w państwach MAE, 2009

Przemysł



Uwaga: niedostępne są informacje o podatkach wliczonych w cenę dla Polski, Hiszpanii i USA. Dane są niedostępne dla Australii, Austrii, Kanady, Niemiec, Japonii, Nowej Zelandii i Norwegii.

Gospodarstwa domowe



Uwaga: niedostępne są informacje o podatkach wliczonych w cenę dla Polski, Hiszpanii i USA. Dane są niedostępne dla Australii, Austrii, Kanady, Niemiec, Japonii, Nowej Zelandii i Norwegii.

Źródło: Energy Prices and Taxes, IEA/OECD Paris, 2010.

WNIOSKI

PEP 2030 i Program Działań Wykonawczych zawierają zestaw celów ważnych dla rozwoju fundamentów dobrze funkcjonującego rynku gazowego. Zalecane jest, by do tych celów zaliczyć przede wszystkim bezpieczeństwo dostaw gazu i konkurencyjność rynku gazowego. Rząd mógłby silniej koncentrować się na pozytywnej roli, jaką może odegrać

gaz w dekarbonizacji sektora produkcji energii elektrycznej, przez co pomóc Polsce spełnić jej zobowiązania środowiskowe i klimatyczne. Elektrownie gazowe są, tuż po farmach wiatrowych, najszybciej budowanymi jednostkami wytwórczymi energii elektrycznej, jednocześnie wywołują najmniejszy sprzeciw społeczny. Stanowią również zaplecze mocy dla elektrowni wiatrowych, jako że zakłócenia stałości dostaw mocy z bałtyckich farm wiatrowych są dziś rosnącym problemem dla polskiego operatora systemu przesyłowego.

Rząd powinien kontynuować wysiłki w celu zróżnicowania źródeł i szlaków przesyłowych gazu ziemnego, jak też wdrożyć inne zaplanowane środki w celu podniesienia bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności budowę terminalu LNG w Świnoujściu, której realizacja powinna być przeprowadzona w terminie.

Polski system reagowania w sytuacjach kryzysowych wydaje się być dobrze zaplanowany. Sprawdził się podczas zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w styczniu 2009 r. powstałych w wyniku sporu między Rosją i Ukrainą. Nadal jednak mogą być wprowadzone pewne usprawnienia. Rząd powinien rozwinąć średnio- i długoterminową całościową politykę kryzysową, włączając w nią wspieranie mechanizmów przełączenia na inny rodzaj paliwa (ang. *fuel switching*) oraz ustalić ramy prawne obligujące elektrownie gazowe do utrzymywania rezerw obowiązkowych gazu na terenie zakładu. Rząd powinien też przygotować instrukcję opisującą strukturę NESO dla gazu ziemnego, strategię kryzysową i związane z tym procedury. Powinien również stale prowadzić ogólnokrajowe ćwiczenia stosowania procedur kryzysowych. Wreszcie rząd powinien przeprowadzić badania określające zasoby innych paliw na wypadek wdrażania procedur przełączenia w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego.

Z drugiej strony dobrze działający rynek to najlepszy sposób zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Zatem oczekuje się od rządu, że będzie promował konkurencyjny rynek gazowy. Podsumowując, wdrożenie *PEP 2030* byłoby jednym z ważnych kroków w kierunku odpowiedzi na istniejącą sytuację i przyspieszenia liberalizacji rynku. Szczególnie ważne jest, aby nakreślić i wdrożyć mapę drogową dla stworzenia konkurencyjnego rynku gazu, tak jak to przewiduje Program Działań Wykonawczych.

Restrukturyzacja sektora gazowego rozpoczęła się, włączając w to utworzenia struktur przewidzianych przez drugi pakiet liberalizacyjny UE: niezależnego i państwowego operatora systemu przesyłowego (TSO) i sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych (DSO). Pomimo tych wysiłków, rynek gazowy pozostaje nadal silnie zmonopolizowany. PGNiG S.A. utrzymuje dominującą pozycję w sektorach upstream i downstream. Będąc prawie jedynym importerem i krajowym wydobywcą gazu, efektywnie kontroluje rynek hurtowy. PGNiG dominuje także na rynku detalicznym. Udział innych firm w rynku wynosi razem około 2%.

Ze względu na zmonopolizowaną strukturę rynku gazowego, regulator rynku energetycznego wciąż ustala taryfy dla odbiorców końcowych. Ma to na celu uniknięcie nadmiernych podwyżek cen, które przy braku regulacji i konkurencji mogłyby się pojawić. Presja zwyżkowa cen dla gospodarstw domowych stanowi szczególny problem. W jej wyniku ceny są w sztuczny sposób utrzymywane na niskim poziomie. Sztuczność regulacji niskich cen stanowi jednak dodatkową barierę dla konkurencji, nie jest to bowiem zachęta dla potencjalnych inwestorów. Jest to błędne koło, gdyż nie można wycofać regulowanych taryf dopóki brak konkurencji, a konkurencja jest niska ze względu na brak cen rynkowych. Istnieją jednak jeszcze inne bariery dla konkurencji i rząd, wraz z regulatorem, mogą powziąć odpowiednie kroki w celu ich zniesienia.

Jedną z kluczowych barier jest ograniczony dostęp do zasobów gazu ziemnego dla nowych uczestników. Ponieważ PGNiG zarezerwowało praktycznie całą ilość importowanego gazu ziemnego oraz pozostaje największym w kraju wydobywcą, inne firmy mogą głównie odkupywać gaz ziemny od PGNiG.

Ograniczony dostęp do podziemnych magazynów to kolejna bariera dla rozwoju konkurencji. PGNiG to jedyny właściciel i wskazany operator podziemnych pojemności magazynowych i praktycznie jedyny ich użytkownik. Budzi nadzieję fakt, że PGNiG posiada plany inwestycyjne zwiększenia pojemności magazynowych. Jednak w obecnej sytuacji i przy regulowanym rynku, zwiększenie pojemności magazynowych mogłoby nawet jeszcze bardziej skonsolidować dominującą pozycję tej firmy na rynku. Potrzebne są jasne i efektywne zasady zapewniające równy dostęp do pojemności magazynowych dla wszystkich graczy, które powinny być rygorystycznie stosowane. Niezależny operator systemu magazynowania mógłby stanowić najlepszą opcję dla zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich do pojemności magazynowych.

Kolejnym czynnikiem wstrzymującym potencjalnych konkurentów od wejścia na rynek są rygorystyczne zasady dotyczące utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu. Plany rządu mające zmienić te zasady, wprowadzając bardziej elastyczne warianty dla nowych uczestników, jest bardzo potrzebny.

Kolejny oczywisty krok w stronę konkurencyjnego rynku gazu to ulepszenie połączeń z krajami sąsiednimi, w czym Polska czyni godne pochwały postępy. Dzisiejszy system przesyłowy gazu w Polsce jest nadal względnie odizolowany od innych państw. Pozwala on jedynie na jednokierunkowy przepływ (wschód-zachód). OGP GAZ-SYSTEM planuje wdrożyć szereg projektów inwestycyjnych w latach 2009–2014, mających radykalnie zmienić tę sytuację.

Długoterminowa umowa „bierz lub płac” na dostawy gazu pomiędzy PGNiG i Gazpromem, jak też brak dostępu stron trzecich (TPA) do rurociągu Jamał, stanowią poważną przeszkodę dla rozwoju konkurencji. Pozytywnym jest fakt, iż nowa umowa na dostawy i przesył z października 2010 r. ustanowiła GAZ-SYSTEM operatorem rurociągu Jamał oraz wyeliminowała klauzulę przeznaczenia zakazującą odsprzedaży rosyjskiego gazu do innych państw. Koniecznym będzie zapewnienie, aby GAZ-SYSTEM umożliwił dostęp stron trzecich do rurociągu Jamał na niedyskryminacyjnych zasadach. Ważnym będzie też, aby kontrakt na dostawy z Rosji nie zagroził polskiemu wysiłkom dotyczącym dywersyfikacji źródeł dostaw, poprzez budowę terminalu LNG, jak też rozwinięcia krajowych konwencjonalnych i niekonwencjonalnych zasobów gazu.

Możliwe spore zasoby gazu niekonwencjonalnego w Polsce – jeżeli potwierdzi się ich obecność i zaczną być wydobywane – mogą znacznie odmienić obraz sytuacji w średniej i dłuższej perspektywie, redukując zależność Polski od importu oraz dać sposobność zmiany obecnego bilansu paliwowego zdominowanego przez węgiel. Ma to oczywisty wpływ na ogólną politykę energetyczną i klimatyczną. Jeżeli duże zasoby gazu niekonwencjonalnego się potwierdzą, rząd powinien kontynuować wspieranie poszukiwań i zacząć przygotowywać przyszłe kierunki strategii w tym zakresie. Istnieje dziś zbyt wiele przeszkód, aby eksploatacja gazu niekonwencjonalnego była nie tylko ekonomicznie opłacalna ale nawet fizycznie możliwa. Jeżeli Polska ma zamiar wykorzystać swoje zasoby gazów łupkowych i zaciśniętych, koniecznością stanie się stworzenie niezbędnej infrastruktury i właściwych ram prawnych dla wsparcia produkcji. Podobnie przyjazny klimat jest potrzebny dla podniesienia efektywności wykorzystania polskich zasobów gazu konwencjonalnego, co jest omówione szerzej w poniższym rozdziale.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Stworzyć i wdrożyć mapę drogową w celu stworzenia prawdziwie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.*
- Ustanowić ramy prawne zapewniające efektywny i niedyskryminacyjny dostęp do sieci przesyłowej oraz ustanowić niezależnego operatora magazynowego.*
- Stopniowo wycofywać taryfy regulowane, rozpoczynając od sektora przemysłu, w miarę wzrostu konkurencji.*
- Kontynuować wysiłki w kierunku podniesienia ilości połączeń z krajami sąsiednimi i pracować nad umożliwieniem dwustronnego przepływu dla wszystkich połączeń.*
- Rozwinąć średnio- i długoterminową politykę kryzysową, włączając w nią mechanizmy substytucji paliw pomiędzy gazem ziemnym a innymi rodzajami paliw i ustanowienie ram prawnych nakładających na elektrownie gazowe obowiązek utrzymywania pewnego poziomu zapasów obowiązkowych przy instalacjach.*

8. ROPA NAFTOWA

POPYT I PODAŻ

PODAŻ

Ropa naftowa pozostaje drugim co do wielkości źródłem energii w Polsce a jej udział w całkowitej podaży energii pierwotnej (TPES) stabilnie rósł od 12% w 1988 r. do 25% w 2008 r., ze stopniowym spadkiem udziału węgla w TPES z 79% w 1988 r. do 56% w 2008 r. Prognozy polskiej administracji wskazują, że udział ropy pozostanie na tym samym poziomie w ciągu nadchodzących 20 lat.

W 2009 r. Polska wyprodukowała ok. 1,6 mln ton (Mt), tj. 25 tysięcy baryłek dziennie (kb/d), produktów naftowych (0,7 Mt ropy naftowej i 0,9 Mt innych produktów⁵⁶), co pokryło ok. 5% całości popytu w Polsce.

Polski import produktów naftowych w 2009 r. wyniósł 26,7 Mt (558 kb/d), na co złożyło się 407 kb/d ropy naftowej, 26 kb/d kondensatu gazu ziemnego (NGL) i surowców do dalszej produkcji przemysłowej oraz 125 kb/d produktów gotowych. Rosja jest największym źródłem importu ropy naftowej, skąd dostarczono ok. 94% całości tego surowca dla Polski w 2009 r. Import ropy naftowej z Rosji jest realizowany przez rurociąg Przyjaźń. W 2009 r. pozostałe ilości ropy importowane były głównie z Algierii (ok. 2% całości), Wielkiej Brytanii i Norwegii (ok. 1% całości).

Ropa naftowa importowana jest przez rafinerie głównie na podstawie długoterminowych kontraktów. W ciągu pierwszych ośmiu miesięcy 2010 r., PKN Orlen, największa rafineria w Polsce, zabezpieczyła 85% dostaw ropy naftowej poprzez kontrakty długoterminowe, podczas gdy pozostałych 15% dostarczono w ramach kontraktów spotowych. W tym samym okresie, 96% ropy importowanej przez tę firmę dostarczonych zostało rurociągiem Przyjaźń. Druga co do wielkości rafineria, Grupa LOTOS, importuje w przybliżeniu 70% ropy naftowej na podstawie kontraktów długoterminowych.

W 2009 r. ok. 60% importu produktów gotowych pochodziło z byłego ZSRR, czyli Rosji (20%), Litwy (13%), Kazachstanu (8%) i Białorusi (6%), podczas gdy ok. 40% pochodziło z europejskich państw OECD, w tym Niemiec (30%), Republiki Słowackiej (9%) i Republiki Czeskiej (3%).

Polska wyeksportowała w 2009 r. ok. 50 kb/d produktów naftowych z czego 5 kb/d to ropa naftowa, a 45 kb/d produkty gotowe. Większość wyeksportowanej ropy naftowej trafiła do Niemiec, podczas gdy ok. 70% produktów gotowych zostało wyeksportowane do europejskich państw OECD takich jak Dania, Niemcy i Republika Czeska.

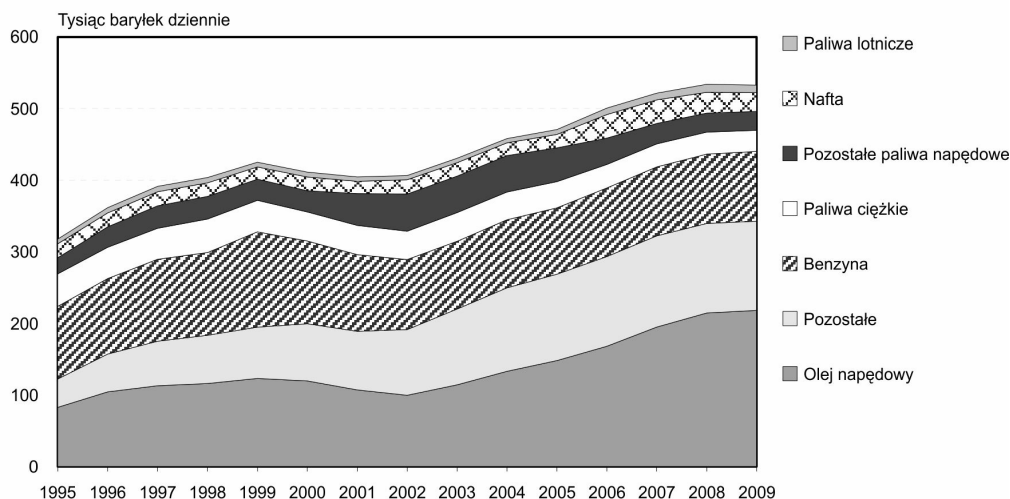
⁵⁶ Włączając ropę naftową i paliwa niekonwencjonalne, takie jak biopaliwa.

POPYT

Popyt na ropę naftową w Polsce wzrósł z 19,1 Mt (411 kb/d) w 2000 r. do 24,5 Mt (533 kb/d) w 2009 r., przy średniej rocznej stopie wzrostu na poziomie 2,9%. Popyt jest zdominowany przez średnie destylaty (olej napędowy i opałowy), które stanowią w przybliżeniu 50% całości (Wykres 28). W okresie pomiędzy rokiem 2000 a 2009, popyt na olej napędowy w sektorze transportowym wzrósł o 110% (z 5,1 Mt w 2000 r. do 10,8 Mt w 2009 r.), a popyt na olej napędowy i opałowy łącznie wzrósł o 65% (z 7,2 Mt w 2000 r. do 11,9 Mt w 2009 r.). W tym samym okresie, konsumpcja benzyn spadła o 14% (z 5,0 Mt w 2000 r. do 4,3 Mt w 2009 r.). W ostatnim dziesięcioleciu konsumpcja gazu płynnego (LPG) w sektorze transportowym wzrosła ze względu na bardziej konkurencyjne ceny w stosunku do benzyny. Jednakże popyt na LPG osiągnął szczyt w 2008, a jego atrakcyjność cenowa przestała być tak silnym czynnikiem wzięwszy pod uwagę wzrost cen dostosowania silników benzynowych do zasilania LPG. Popyt na benzynę miał trend odwrotny, spadając stopniowo na rzecz LPG w pierwszych 10 latach XXI w., w porównaniu do szczytów sprzedaży w końcówce lat dziewięćdziesiątych, rosnąc jednak znowu od 2008 r., jako że zróżnicowanie cen zaczęło być mniej korzystne dla LPG.

W ciągu kilku ostatnich lat popyt na olej opałowy spadł – został on zastąpiony alternatywnymi źródłami energii takimi jak gaz ziemny – co wpłynęło na spadek importu. Tymczasem popyt na ciężki olej opałowy, wykorzystywany głównie do produkcji energii elektrycznej, również spadł, ze względu na zastąpienie tego surowca innym paliwem, chociaż część tego spadku w ostatnim okresie wynika także z obniżeniem się zapotrzebowania na energię elektryczną w wyniku spowolnienia gospodarczego.

Wykres 28. Całkowita konsumpcja produktów naftowych według gatunków, 1995–2009

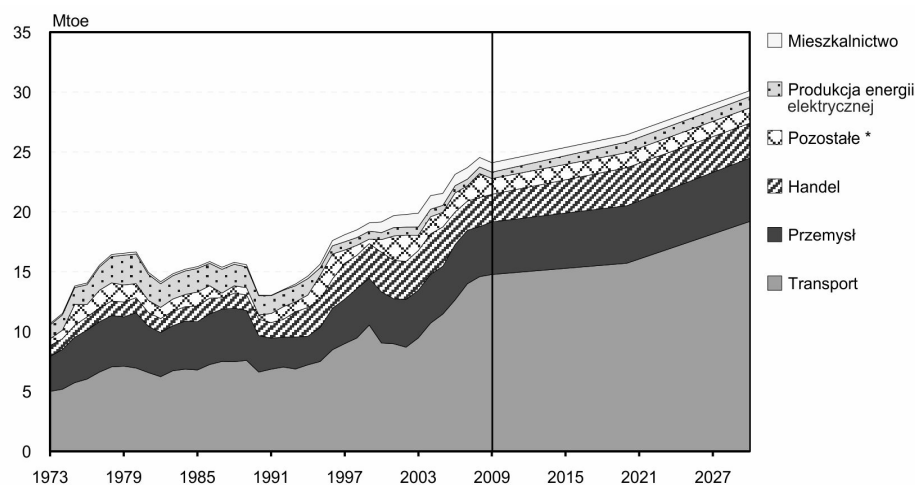


Źródło: *Energy Statistics of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010.

Spodziewa się, że wzrost popytu na produkty naftowe w średnim okresie będzie głównie napędzany przez popyt na olej napędowy w związku z postępującą „dieselizacją” floty pojazdów. Niemniej, popyt na olej napędowy może nie rosnąć już tak znacząco jak w ostatnich latach, częściowo ze względu na globalną recesję, wyższą efektywność i stopniową stabilizację poziomu sprzedaży pojazdów po osiągnięciu poziomu porównywalnego do innych państw europejskich.

Udział sektora transportowego w całkowitym zużyciu ropy naftowej w Polsce stanowił ok. 60% w 2009 r. Jego udział w całości konsumpcji ropy naftowej wzrósł o ok. 10% w ostatnim dziesięcioleciu, podczas gdy udział przemysłu oraz handlu i rolnictwa w tej konsumpcji spadł o ok. 5% (Wykres 29).

Wykres 29. Konsumpcja ropy naftowej i produktów naftowych według sektorów, 1973–2030



* Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje inny przerób i konsumpcję sektora energetycznego.

Źródło: *Energy Statistics of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

SEKTOR UPSTREAM

ZASOBY

Polska posiada złoża ropy na terenach nizinnych (76,4% zasobów narodowych), na Morzu Bałtyckim (18,6%), na Pogórzu Karpackim (1,6%) i w samych Karpatach (1,5%). Według stanu na koniec 2009 r., udokumentowane zasoby ropy naftowej zostały ocenione na 25,9 mln ton. Możliwość zwiększenia wielkości zasobów w Polsce jest ograniczona. Wzrost taki jest możliwy głównie na nizinach, na Morzu Bałtyckim i w Karpatach, gdzie trwają obecnie prace eksploracyjne.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

Zgodnie z Prawem Geologicznym i Górniczym z 1994 r. koncesji na poszukiwanie i wydobycie złóż węglowodorów udziela Ministerstwo Środowiska. Przed udzieleniem koncesji Ministerstwo musi zasięgnąć opinii Ministerstwa Gospodarki i odpowiednich władz lokalnych. W 2009 r. większość koncesji poszukiwawczych znajdowało się w rękach 6 firm, podczas gdy większość koncesji na wydobycie należało do jedynie dwóch firm (Tabela 13). Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) i LOTOS Petrobaltic (spółka zależna Grupy LOTOS) to dwaj główni producenci ropy naftowej w Polsce; pierwszy z nich wydobywa ropę z pól lądowych, podczas gdy drugi ze złóż na Morzu Bałtyckim.

Na początku 2010 r. w eksploatacji znajdowało się 85 pól naftowych. Około 85% ropy naftowej produkowano na terenach nizinnych, a 11% w obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim. W 2009 r. całkowita produkcja ropy naftowej w Polsce wyniosła 679 tysięcy ton, z czego LOTOS Petrobaltic wydobyl 175 tysięcy ton, a PGNiG 504 tysiące ton. PGNiG planuje zwiększyć wydobycie ropy naftowej do 1 miliona ton w 2013 r. rozwijając i rozpoczynając wydobycie ze złóż Lubiatów-Miedzichód-Grotów (LMG), znajdujących się w zachodniej części Polski.

Tabela 13. **Koncesje naftowe w Polsce, 2009**

Koncesje na poszukiwanie	
Przedsiębiorstwo	Liczba udzielonych koncesji
PGNiG	74
FX Energy	24
RWE Dea AG	14
LOTOS Petrobaltic	8
Lane Energy Poland	6
PKN Orlen	5
Pozostałe	20
Koncesje na wydobycie	
Przedsiębiorstwo	Liczba udzielonych koncesji
PGNiG	219
LOTOS Petrobaltic	4
Pozostałe	4

Źródło: Dane przekazane przez państwo.

INFRASTRUKTURA

RAFINACJA

W Polsce znajduje się sześć rafinerii o zdolności przerobowej ok. 580 kb/d (28 Mt rocznie). Dwie grupy kapitałowe, PKN Orlen i Grupa LOTOS, stanowią cały polski przemysł rafineryjny.

Rafineria w Płocku, będąca własnością PKN Orlen i umiejscowiona w centralnej części kraju, ma zdolność przerobową rzędu 355 kb/d. Grupa LOTOS jest właścicielem rafinerii w Gdańsku, drugiej co do wielkości w Polsce. Te dwie największe rafinerie stanowią ponad 98% całkowitych zdolności przerobowych rafinerii w kraju. Obie przetwarzają głównie ropę typu REBCO (Russian Export Blend Crude Oil).

Rafineria gdańska znajduje się w ostatnim stadium procesu podnoszenia zdolności przerobowej do 10,5 Mt rocznie (216 kb/d) poprzez wdrożenie nowych instalacji destylacyjnych – do destylacji atmosferycznej i próżniowej (CDU/VDU) – w ramach „Programu 10+”, który ma być ukończony na początku 2011 r. W końcu 2010 r. PKN ORLEN oddał do użytku nową instalację (VII instalacja hydrorafinacji oleju napędowego – HON VII), która zwiększy o ok. 1 mln ton roczną produkcję oleju napędowego w głównej rafinerii w Płocku.

Pozostałe cztery rafinerie znajdują się na południu Polski i dysponują niewielką zdolnością przerobową. Dwie z nich (Jasło i Czechowice) przetwarzają oleje przepracowane i koncentrują się na magazynowaniu i dystrybucji paliw.

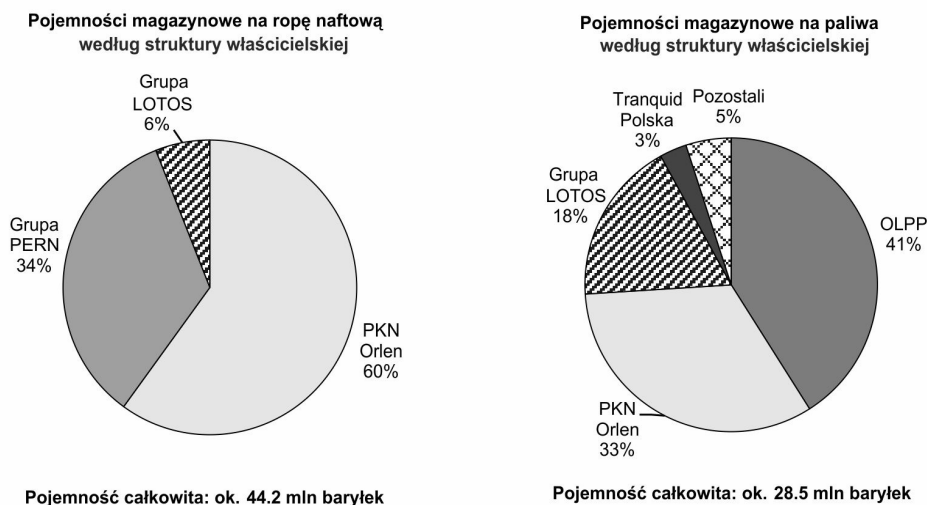
W 2009 r. cztery czynne rafinerie (Płock, Gdańsk, Jedlicze i Trzebinia) przerobiły łącznie ok. 467 kb/d ropy naftowej, wliczając w to kondensat gazu ziemnego (NGL) i wsady (ang. *feedstocks*). W 2009 r. rafinerie te produkowały: benzyny (22%), olej napędowy/opałowy (30%), ciężki olej opałowy (24%) i LPG (5%).

W 2009 r. deficyt Polski w zakresie oleju napędowego wyniósł 35 kb/d. Około 20% całkowitej konsumpcji oleju napędowego w 2009 r. zostało zaspokojone importem. W zakresie LPG deficyt w 2009 r. wyniósł 61 kb/d. Jednak wdrażane właśnie projekty podnoszenia wydajności rafinerii mają pomóc w redukcji tych deficytów. Mimo to, w długoterminowej perspektywie, kraj nadal pozostanie importerem oleju napędowego.

MAGAZYNY

Polska, jak wszystkie inne państwa członkowskie MAE, ma obowiązek utrzymywania zapasów ropy naftowej i produktów naftowych w wysokości co najmniej 90 dni importu netto z roku poprzedniego (więcej szczegółów poniżej w podrozdziale *Zapasy interwencyjne ropy naftowej i paliw*). Zgodnie z metodologią MAE w zakresie obliczania zapasów obowiązkowych, dzienny import Polski w 2009 wyniósł 455 kb. W 2010 r., aby spełnić wymóg 90-dniowych zapasów, Polska musiała utrzymywać 38–48 mln baryłek zapasów, co stanowi równowartość 6–7,5 mln m³ pojemności magazynowej⁵⁷. Na koniec lipca 2010 r. Polska utrzymywała zapasy w wysokości ok. 63,5 mln baryłek, co równało się 126 dniom importu netto w 2009 r.

Wykres 30. Struktura własności pojemności magazynowych, czerwiec 2010 r.



Źródło: Polska administracja.

⁵⁷ Poziom zapasów wynikający z 90-dniowego obowiązku zmienia się w zależności od rodzaju zapasów. Dane liczbowe w tekście (38–48 milionów baryłek) pokazują teoretyczną różnicę w dwóch skrajnych sytuacjach kiedy wszystkie zapasy są utrzymywane albo tylko w formie produktów gotowych albo tylko w formie surowej ropy naftowej. Podstawa dla kalkulacji 90-dniowego obowiązku – czyli import netto – poddawany jest weryfikacji i zmienia się każdego roku.

W czerwcu 2010 r. Polska dysponowała pojemnością magazynową wynoszącą 72,7 mln baryłek (11,6 mln metrów³). Około 60% pojemności wykorzystuje się do magazynowania ropy naftowej. Te pojemności magazynowe stanowią własność i są obsługiwane przez PKN Orlen, Grupę LOTOS i Grupę PERN (Wykres 30). Grupa PERN jest przedsiębiorstwem strategicznym, w całości będącym własnością Skarbu Państwa, działającym na rynku logistyki ropy naftowej i produktów naftowych. Do Grupy PERN należy także OLPP – największy dostawca usług magazynowania produktów naftowych w Polsce. Fuzja przedsiębiorstw miała miejsce w 2009 r.

PKN Orlen, poprzez spółkę zależną IKS Solino, jest właścicielem i operatorem największych w Polsce magazynów podziemnych (kawern solnych), o całkowitej pojemności magazynowej dla ropy naftowej i produktów naftowych w wysokości 5,1 mln m³ (32,1 mln baryłek). Magazyny te są bezpośrednio połączone z rurociągiem Przyjaźń i mają zdolność poboru rzędu 107 kb/d. Kawerny są także połączone rurociągiem produktowym z rafinerią w Płocku.

PERN planuje zwiększenie swojej całkowitej pojemności magazynowej do ok. 3,8 mln m³ do 2013 r. poprzez budowę dodatkowych zbiorników w Płocku, Gdańsku i Adamowie.

OLPP dysponuje 22 obiektami magazynowymi dla produktów naftowych umiejscowionymi na terenie całego kraju. Pięć najważniejszych z nich – które są połączone rurociągiem z rafinerią w Płocku – mieści się w Koluszkach, Nowej Wsi Wielkiej, Boronowie, Rejowcu Poznańskim i Emilianowie.

W odpowiedzi na spodziewany wzrost zapotrzebowania na pojemności magazynowe, PERN i Grupa LOTOS rozważają budowę kawern solnych dla ropy i paliw w regionie pomorskim, niedaleko Gdańska. Kawerny te mają mieć całkowitą pojemność rzędu 6 mln m³ (ok. 38 mln baryłek).

RUROCIĄGI

Istniejące rurociągi

Rurociąg Przyjaźń i Rurociąg Pomorski są głównymi rurociągami transportującymi ropę naftową w Polsce. Te dwa rurociągi dostarczają rosyjską ropę naftową bezpośrednio do rafinerii w Gdańsku i Płocku oraz dalej do Niemiec, do rafinerii w Schwedt i Spergau.

Polski odcinek rurociągu Przyjaźń składa się z dwóch głównych części. Wschodnia rozciąga się od białoruskiej granicy w Adamowie do Płocka, dysponując nominalną mocą przesyłową ok. 870 kb/d (43 Mt/r). Grupa PERN używa obecnie substancji redukującej opory tarcia, co pozwala pompować więcej ropy naftowej niż zostało to określone w projekcie technicznym rurociągu. Jest obecnie budowana trzecia nitka wschodniej sekcji rurociągu co ma podnieść jej nominalną moc przesyłową do ponad 1mb/d (50 Mt/r) do końca 2012 r. Grupa PERN rozważa możliwość zmiany przeznaczenia pierwszej nitki wschodniej części rurociągu Przyjaźń na rurociąg produktowy. Jednak do końca listopada 2010 r. nie podjęto jeszcze żadnych ostatecznych decyzji w tej sprawie. Zachodnia sekcja rurociągu Przyjaźń łączy Płock z niemiecką granicą w Schwedt; jej zdolność przesyłowa sięga 545 kb/d (27 Mt/r).

Rurociąg Pomorski może być używany do przesyłu ropy naftowej w dwóch kierunkach pomiędzy Gdańskiem i Płockiem. W kierunku Płocka, rurociąg ma moc przesyłową 0,6 mb/d (30 Mt/r), podczas gdy w kierunku przeciwnym 0,45 mb/d (22 Mt/r). Jest to

trasa przeznaczona do transportu rosyjskiej ropy naftowej do rafinerii w Gdańsku jak również na eksport poprzez Naftoport.

Rząd polski jest zaniepokojony decyzją Rosji o budowie Systemu Rurociągów Bałtyckich-2 (ang. *Balic Pipeline System-2, BPS-2*). Projekt ten pozwoliłby Rosji dostarczać ropę do jej portów na Morzu Bałtyckim, omijając szereg krajów tranzytowych. W rezultacie, wolumeny ropy naftowej przesyłanej rurociągiem Przyjaźń mogą spaść. W związku z tym, rząd polski za konieczność uważa podniesienie zdolności przesyłowych Rurociągu Pomorskiego, na przykład poprzez budowę drugiej nitki. Pozwoliłoby to zwiększyć transport ropy naftowej z terminalu w Gdańsku do rafinerii płockiej i rafinerii niemieckich ulokowanych na rurociągu Przyjaźń.

Istnieją cztery główne rurociągi produktowe łączące Płock z różnymi bazami magazynowymi (Tabela 14).

Tabela 14. Rurociągi produktowe

Początek rurociągu	Koniec rurociągu	Zdolność przesyłowa (kb/d)
Płock	Nowa Wieś Wielka	42
Nowa Wieś Wielka	Rejowiec	28
Płock	Emilianów	20
Płock	Koluszki	76
Koluszki	Boronów	20
Płock	Ostrów Wielkopolski	54
Ostrów Wielkopolski*	Wrocław	20

* Operacyjny od stycznia 2011 r.

Źródło: Polska administracja.

Rurociąg Odessa-Brody-Płock-Gdańsk

Istnieje plan rozbudowy ukraińskiego rurociągu Odessa-Brody do Płocka lub Adamowa (decyzja o wyborze punktu podłączenia do tej pory nie została podjęta) i dalej do Gdańska, w celu zmniejszenia zależności od importu ropy z Rosji i dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw. Rurociąg Odessa-Brody zbudowany został pierwotnie do przesyłu ropy kaspjskiej na zachód, jednak w 2004 r. ukraiński rząd zdecydował o odwróceniu kierunku przepływu, umożliwiając transfer rosyjskiej ropy w kierunku południowym na Morze Czarne, a stamtąd do innych destynacji. Rozbudowa i ponowne odwrócenie kierunku rurociągu dałoby możliwość zbudowania innej niż rosyjska trasy przesyłu ropy kaspjskiej do Europy. Rurociąg Odessa-Brody-Płock/Adamowo-Gdańsk, który stałby się częścią Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej (EAOTC), zakłada ponowne otwarcie trasy przesyłowej z azerskiego portu w Baku do czarnomorskiego portu Supsa w Gruzji, a stamtąd tankowcem do ukraińskiego portu w Odessie. Z Odessy ropa naftowa miałaby być transportowana rurociągiem do Brodów na Ukrainie i dalej do Polski.

Projekt ten jest negocjowany na szczytach energetycznych od 2007 r. Na pierwszym szczycie w Krakowie, w maju 2007 r. prezydenci Polski, Ukrainy, Litwy, Gruzji i Azerbejdżanu oraz specjalny wysłannik Prezydenta Kazachstanu zgodzili się na przedłużenie rurociągu Odessa-Brody do Polski. Na kolejnym szczycie, w październiku

2007 r. w Wilnie, prezydenci Polski, Ukrainy, Litwy, Gruzji i Azerbejdżanu podpisali umowę formującą konsorcjum rurociągowo (MPR Sarmatia).

Projekt budowy polskiego odcinka rurociągu Brody-Płock jest wpisany na listę priorytetową Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko”. W ramach Programu alokowano na ten cel ok. 495 mln PLN (ok. 120 mln EUR), jednak aby utrzymać finansowanie cały projekt musi zostać ukończony nie później niż w 2014 r.

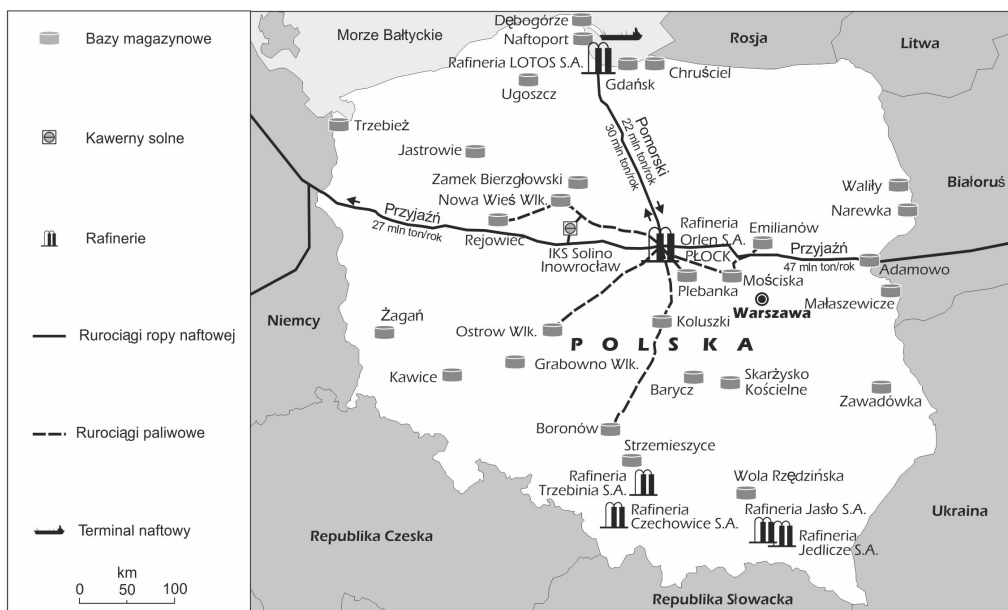
PORTY

W Polsce istnieją trzy terminale naftowe. Główny terminal naftowy w Gdańsku (Naftoport) dysponuje mocą przeładunkową ok. 700 kb/d (34 Mt/r). Naftoport ma cztery stanowiska załadunkowe w Porcie Gdańskim. Około 67% udziałów Naftoportu jest w rękach Grupy PERN. Pozostała część jest w dyspozycji PKN Orlen (ok. 18%), Grupy LOTOS (ok. 9%) i innych.

W 2009 r. przeładowano na stanowiskach Naftoportu w Porcie Gdańskim ponad 7,1 mln ton ropy naftowej i paliw (łącznie odbiór i załadunek), z czego 6,1 Mt stanowiła ropa naftowa. Port Gdański jest używany głównie do eksportu rosyjskiej ropy naftowej.

Istnieją dwa małe terminale naftowe służące do importu produktów naftowych; Port w Gdyni (o zdolności przeładunkowej 3,5 Mt/r lub 70 kb/d) i Port Szczeciński (1,5 Mt/r lub 30 kb/d).

Mapa 6. Infrastruktura naftowa, 2010



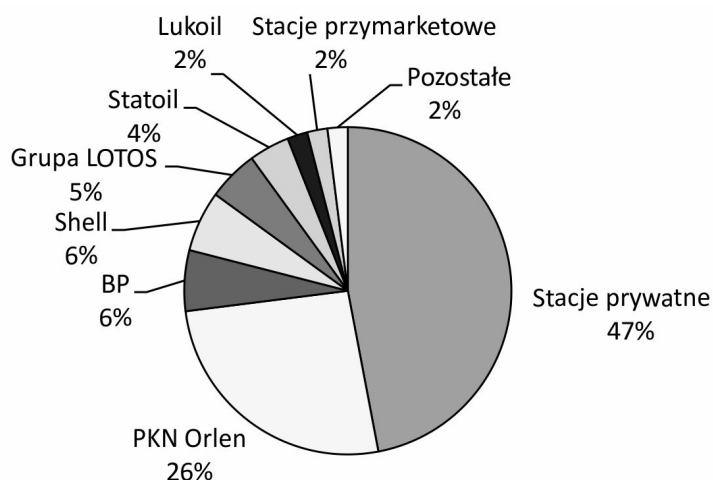
Granice, nazwy i oznaczenia ujęte w mapach załączonych do niniejszej publikacji nie są oficjalnym stanowiskiem MAE.

Źródło: *Oil Information*, IEA/OECD Paris, 2010.

STRUKTURA RYNKU DETALICZNEGO

Polska ma gęstą sieć stacji paliw będących własnością firm polskich – PKN Orlen i Grupy LOTOS – oraz stacji należących do firm zagranicznych, takich jak BP, Shell, Statoil i Lukoil. Całkowita ilość stacji paliw wyniosła ok. 6700 w 2009 r., z czego ok. 3200 było własnością niezależnych operatorów. W końcu 2009 r. udział PKN Orlen w całkowitej ilości stacji paliw w Polsce wyniósł 26%, podczas gdy udział Grupy LOTOS osiągnął 5%. W ciągu ostatnich dwóch lat ok. 190 stacji paliw zostało zamkniętych przez duże firmy i niezależnych operatorów z powodu braku rentowności lub technicznego wyeksploatowania stacji.

Wykres 31. Struktura polskiego rynku detalicznego pod względem ilości stacji paliw w 2009 r.



Źródło: Polska a

STRATEGIA I ORGANIZACJA REAGOWANIA W SYTUACJACH KRYZYSOWYCH

MECHANIZM REAGOWANIA KRYZYSOWEGO

Rządowy dokument *Polityka Energetyczna Polski do 2030 (PEP 2030)* z 2009 r. ustalił długoterminową strategię dla sektora energetycznego. Dokument wyszczególnia sześć podstawowych kierunków rozwoju polskiego sektora energetycznego, włączając „podniesienie bezpieczeństwa dostaw paliw i energii”.

Zgodnie z *PEP 2030*, przewiduje się, że bezpieczeństwo dostaw ropy naftowej i paliw ma zostać podniesione poprzez dalszą dywersyfikację źródeł dostaw ropy naftowej i paliw płynnych, jak również przez rozbudowę pojemności magazynowych.

Użycie zapasów interwencyjnych ropy naftowej i paliw stanowi podstawę mechanizmu reagowania kryzysowego Polski. Ograniczenie popytu jest działaniem pomocniczym, które może zostać wdrożone w przypadku długotrwałego i poważnego kryzysu.

Ustawa z 16 lutego 2007 r. tworzy ramy prawne dla organizacji systemu zapasów interwencyjnych i zarządzania kryzysowego w Polsce. Ustawa określa trzy ogólne poziomy działań kryzysowych na rynku naftowym. Na poziomie 2 (kryzys wewnętrzny)

i poziomie 3 (kryzys międzynarodowy) jest przewidziane uwolnienie zapasów utrzymywanych przez przedsiębiorców lub sprzedaż zapasów państwowych, w zależności od charakteru zakłóceń i potrzeb rynku. Administracja uważa użycie zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez przedsiębiorców jako najbardziej prawdopodobną pierwszą reakcją na zakłócenia z uwagi na ich lokalizację w systemie logistycznym.

ORGANIZACJA DZIAŁAŃ W SYTUACJACH KRYZYSOWYCH

Minister Gospodarki jest odpowiedzialny za polską politykę bezpieczeństwa energetycznego, włączając w to mechanizm reagowania kryzysowego na rynku naftowym. Rządowy zespół bezpieczeństwa energetycznego stanowi rdzeń *National Emergency Sharing Organisation* (NESO) w Polsce. Zespół jest ciałem doradczym Ministra Gospodarki i nie posiada żadnych szczególnych uprawnień decyzyjnych w kwestii wykorzystania zapasów czy ograniczenia popytu. Jego główną rolą jest doradzanie Ministrowi Gospodarki w zakresie powzięcia odpowiednich działań.

Zespołowi przewodniczy wiceminister Gospodarki odpowiedzialny za sektor ropy i gazu, a w jego skład wchodzi przedstawiciele Ministerstwa Spraw Wewnętrznych i Administracji, Transportu, Skarbu Państwa oraz Urzędu Regulacji Energetyki i Agencji Rezerw Materiałowych. Departament Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki pełni rolę Sekretariatu polskiego NESO. Departament ten (Sekretariat NESO) jest odpowiedzialny za przygotowywanie działań Ministra Gospodarki, konsultacje z sektorem naftowym, i poszczególnymi instytucjami (takimi jak Agencja Rezerw Materiałowych czy Agencja Rynku Energii) oraz wdrożenie działań antykryzysowych.

W czasie sytuacji kryzysowej, Minister Gospodarki podejmuje polityczną decyzję w zakresie uczestnictwa w działaniach kolektywnych MAE oraz w zakresie działań antykryzysowych. Procedura decyzyjna przy ograniczeniach popytu może być bardziej długotrwała i złożona, jako że wdrożenie tych restrykcji musi zostać zatwierdzone przez Radę Ministrów.

ZAPASY INTERWENCYJNE ROPY NAFTOWEJ I PALIW

SYSTEM ZAPASÓW INTERWENCYJNYCH

Polska spełnia wymogi wobec MAE i UE utrzymując 14- dniowe zapasy państwowe (liczone na podstawie średniej dziennej konsumpcji) oraz nakładając obowiązek utrzymywania zapasów na przedsiębiorców sektora naftowego. Obowiązki przedsiębiorców w zakresie zapasów wzrastały stopniowo przygotowując Polskę do członkostwa w MAE (co nastąpiło we wrześniu 2008 r.), rosnąc z 66 dni wymaganych na koniec 2006 r. do 76 dni na koniec 2008 r.

Wszyscy producenci i importerzy paliw płynnych zobowiązani są utrzymywać minimalne zapasy w zależności od wolumenów produkcji bądź przywozu w poprzednim roku kalendarzowym. Około 130 firm podlegało temu obowiązkowi w końcu 2009 r.

Zapasami państwowymi ropy naftowej i paliw – pod kierownictwem Ministerstwa Gospodarki – zarządza Agencja Rezerw Materiałowych (ARM), która także monitoruje przestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów przez przedsiębiorców. ARM jest zobligowana do utrzymywania zapasów państwowych ropy naftowej i paliw na poziomie nie niższym niż 14 dni średniej dziennej konsumpcji wewnętrznej. Jeżeli z jakichkolwiek powodów łączne zapasy państwowe i zapasy utrzymywane przez przedsiębiorców

spadną poniżej minimalnych poziomów, zapasy państwowe zostaną powiększone o niezbędne ilości.

Przedsiębiorcy utrzymują zapasy przewyższające rzeczywiste zobowiązania, tym samym zapewniając dodatkowy bufor w spełnianiu 90-dniowego obowiązku.

Co więcej, Ustawa z 16 lutego 2007 r. zobowiązuje producentów i handlowców do stopniowego powiększania ich zapasów obowiązkowych gazu płynnego (LPG) do poziomów odpowiadających przynajmniej 3 dniom produkcji/importu do końca 2007 r., 20 dniom do końca 2010 r. i 30 dniom do końca 2011 r.

REWIZJA OBECNEGO SYSTEMU ZAPASÓW INTERWENCYJNYCH

Zgodnie z dokumentami rządowymi (*Polityka Rządu RP dla Przemysłu Naftowego w Polsce* z 6 lutego 2007 oraz *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.* przyjęta przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 r.), Minister Gospodarki jest zobowiązany przedłożyć propozycję legislacyjną modyfikującą system zapasów interwencyjnych.

Administracja rozważa wprowadzenie zwolnienia producentów i handlowców z obowiązku fizycznego utrzymywania zapasów w zamian za opłatę celową przeznaczoną na finansowanie zapasów w całości utrzymywanych przez Agencję Rezerw Materiałowych. Założenia do nowej ustawy o zapasach zostały opracowane w Departamencie Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki i przekazane do konsultacji społecznych i międzyresortowych w czerwcu 2010 r. Wyniki konsultacji są w trakcie opracowywania i przewiduje się, że projekt założeń do nowej ustawy o zapasach zostanie przekazany do zatwierdzenia Radzie Ministrów na początku 2011 r.

Nowe prawo ma przyczynić się do obniżenia kosztów wejścia ponoszonych przez nowych uczestników rynku naftowego oraz do eliminacji ryzyka finansowego a tym samym rozwoju konkurencji na rynku krajowym.

LOKALIZACJA, JAKOŚĆ ROPY NAFTOWEJ I RODZAJE PRODUKTÓW

Polska nie ma zawartych umów dwustronnych na magazynowanie zapasów z innymi państwami. Zapasy interwencyjne są w całości utrzymywane na terytorium kraju. Według stanu na koniec lipca 2010 r. Polska utrzymywała ok. 63,5 mln baryłek zapasów, co równało się 126 dniom importu netto z 2009 r. Około 59% zapasów utrzymywano w formie ropy naftowej, resztę w paliwach.

Agencja Rezerw Materiałowych utrzymywała (według stanu na koniec lipca 2010 r.) ok. 8,2 mln baryłek zapasów państwowych, co stanowiło równowartość 13% całkowitych zapasów kraju (16 dni importu netto z 2009 r.). 87% zapasów państwowych utrzymywano w formie ropy naftowej, natomiast resztę w formie średnich destylatów (12%) i benzyn (1%). Zapasy państwowe ropy naftowej przechowywane są głównie w zbiornikach magazynowych wynajmowanych od Grupy PERN oraz w pewnej ilości w kawernach solnych PKN Orlen. Zapasy benzyn i oleju napędowego magazynowane są w zbiornikach wynajmowanych od OLPP. Zapasy państwowe ropy naftowej i paliw mogą być przechowywane tylko na terytorium Polski.

Zapasy obowiązkowe (utrzymywane przez przedsiębiorców) wynosiły na koniec lipca 2010 r. ok. 55,3 mln baryłek co stanowiło 87% całkowitych zapasów kraju (110 dni importu netto z 2009 r.). 55% całości zapasów obowiązkowych stanowiła ropa naftowa, podczas gdy resztę utrzymywano w formie średnich destylatów (28%), benzyn

silnikowych (12%) i ciężkiego oleju opałowego (1%). Maksymalnie 55% zapasów obowiązkowych może być utrzymywane w formie ropy naftowej. W 2010 r. poziom ten został obniżony do 50%, co oznacza wymóg posiadania połowy zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez przedsiębiorców w postaci produktów gotowych. Zapasy obowiązkowe mogą być mieszane z zapasami operacyjnymi i handlowymi przedsiębiorców, a obowiązek zapasowy może być także spełniany w systemie biletowym, z limitem 5% możliwości utrzymywania poza granicami Polski.

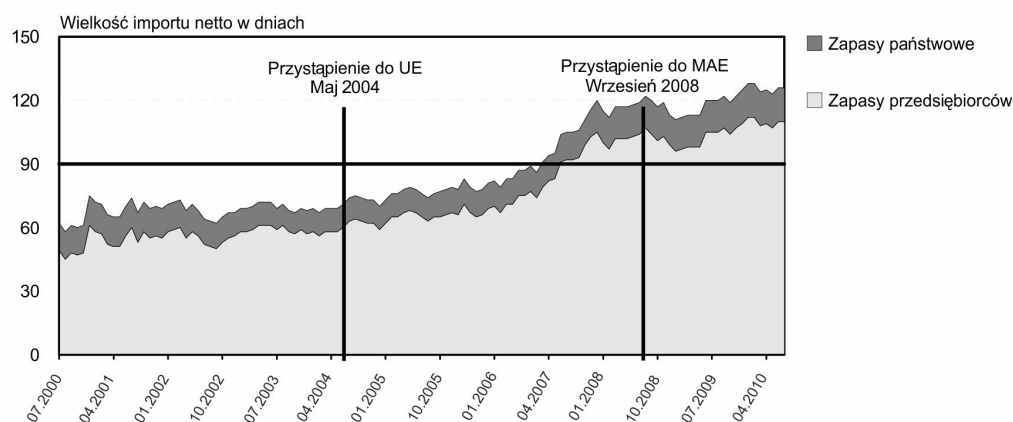
W zakresie LPG, na koniec lipca 2010 r. Polska utrzymywała 0,9 miliona baryłek (75 tysięcy ton) zapasów LPG, co stanowiło 25 dni krajowej konsumpcji gazu płynnego.

W 2009 r. istniało w obrocie 9 umów na magazynowanie zapasów obowiązkowych ropy naftowej i produktów naftowych. Całkowita ilość zapasów objętych tymi umowami w 2009 r. wyniosła 13 mln baryłek, co stanowiło równowartość 20% całości zapasów w kraju. W Polsce istnieje rynek umów biletowych. W 2009 r. zawarto 32 umowy biletowe, w ramach których utrzymywano 1,5 tys. baryłek ropy naftowej i 1 mln baryłek produktów naftowych.

DNI POKRYCIA

Polska spełnia wymóg utrzymywania 90-dniowych zapasów nieprzerwanie odkąd państwo stało się członkiem MAE we wrześniu 2008 r. Przez cały czas od października 2007 r. zapasy Polski w przeliczeniu na ilość dni importu netto wynosiły ponad 110 dni a przez większość okresu od sierpnia 2008 r. przewyższają 120 dni (Wykres 32).

Wykres 32. Zapasy ropy naftowej i paliw oraz zgodność z 90-dniowym obowiązkiem MAE, lipiec 2000–lipiec 2010



Źródło: MAE.

URUCHOMIENIE ZAPASÓW

Minister Gospodarki ma prawo decyzji w zakresie uwolnienia zapasów państwowym lub zapasów obowiązkowych przedsiębiorców.

Zapasy państwowe mogą zostać udostępnione przemysłowi naftowemu na kilka sposobów, włączając w to aukcje, przetargi publiczne lub sprzedaż określonym podmiotom. W przypadku uwolnienia zapasów państwowych ropy naftowej, rafinerie mogą otrzymać nakaz przetwarzania ropy zgodnie z instrukcją Ministerstwa.

Zapasy obowiązkowe przedsiębiorców mogą być udostępnione zarówno poprzez obniżenie minimalnego poziomu zapasów jak i obowiązkowe ich uwolnienie. W czasie zakłóceń dostaw ropy naftowej rurociągiem Przyjaźń w styczniu 2007 r., administracja polska obniżyła obowiązkowy poziom zapasów dla rafinerii w Płocku, pozwalając na wydanie ok. 130 kb/d ropy naftowej na okres 11 dni.

Zapasy przedsiębiorców mogą być udostępnione na podstawie rozporządzenia lub decyzji administracyjnej Ministra Gospodarki. Wybór środków zależy od rodzaju kryzysu. W przypadku obniżenia poziomu zapasów obowiązkowych przedsiębiorców w drodze rozporządzenia, Departament Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki (Sekretariat NESO) przygotowuje projekt rozporządzenia, zatwierdzany potem przez Ministra Gospodarki i poddawany konsultacjom społecznym i międzyresortowym. Oczekiwany okres wydania rozporządzenia to jeden tydzień licząc od dnia powiadomienia o aktywacji z MAE (ang. *Notice of Activation*). Rozporządzenie określa ilość i typ ropy lub paliw do uwolnienia z zapasów oraz okres ich uzupełnienia. Decyzja administracyjna Ministra Gospodarki jest bardziej prawdopodobnym narzędziem w przypadku decyzji o uwolnieniu wolumenów ropy naftowej jako odpowiedzi na zakłócenia dostaw. W szczególnie pilnych przypadkach, czas potrzebny do przygotowania i podpisania decyzji przez ministra może być ograniczony nawet do kilku godzin.

W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa naftowego Polski, Rada Ministrów, na wniosek Ministra Gospodarki, może – w drodze rozporządzenia – włączyć zapasy handlowe producentów i handlowców do ich zapasów obowiązkowych. Zapasy handlowe szacowane są na poziomie ok. 10-12 dni krajowej konsumpcji.

FINANSOWANIE I KOSZTY MAGAZYNOWANIA

Zapasy państwowe finansowane są z budżetu państwa. Średni koszt utrzymania tych zapasów (8 mln baryłek) w 2009 r. wyniósł 3,4 EUR za baryłkę (15 PLN). Nie udzielana jest żadna pomoc finansowa lub finansowanie ze środków publicznych zapasów utrzymywanych przez przedsiębiorców. Średni koszt utrzymywania zapasów obowiązkowych (ok. 40 mln baryłek) w 2009 r. oceniono w przybliżeniu na 7 EUR za baryłkę (30 PLN).

CENY I PODATKI

Ceny końcowe produktów naftowych zawierają następujące składniki:

- Cenę hurtową,
- Podatek akcyzowy,
- Opłatę paliwową,
- Marżę dystrybucyjną
- Podatek od wartości dodanej (VAT)

Ceny hurtowe, ustalane przez rafinerie i importerów, nie są regulowane ani przez rząd ani Urząd Regulacji Energetyki. Odzwierciedlają one koszty oraz zyski rafinerii i importerów, a zależne są od światowych cen ropy naftowej i produktów naftowych. Marża dystrybucyjna również nie jest regulowana.

Tabela 15. Podatek akcyzowy i opłata paliwowa, stan na 1 stycznia 2010 r.

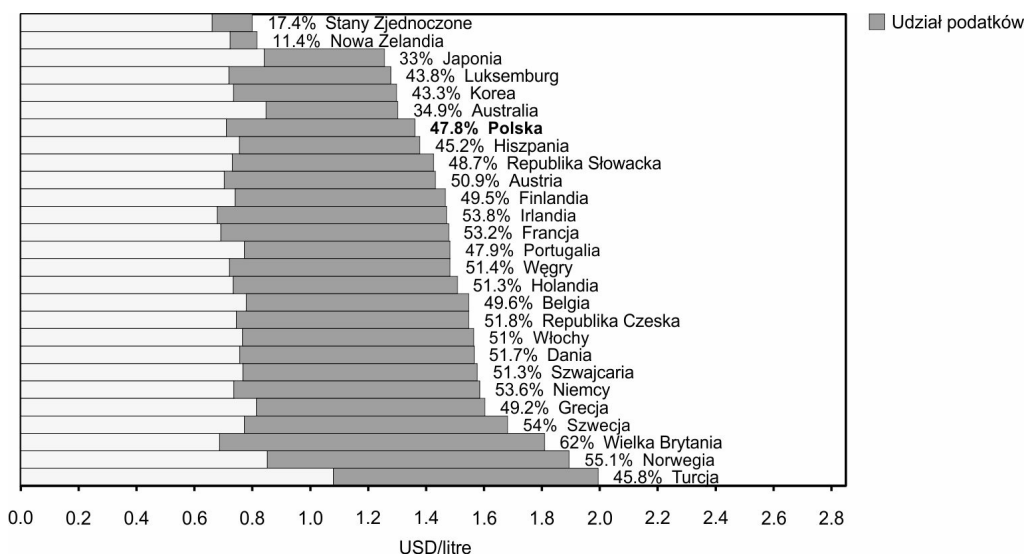
Produkt	Podatek akcyzowy (PLN)	Podatek akcyzowy* (EUR)	Opłata paliwowa (PLN)	Opłata paliwowa* (EUR)
Benzyny silnikowe	1 565/1 000 L	397/1 000 L	92.87/1 000 L	23/1 000 L
Olej napędowy	1 048/1 000 L	266/1 000 L	233.99/1 000 L	59/1 000 L
LPG	695/1 000 kg	176/1 000 kg	119.82/1 000 kg	30/1 000 kg
Lekki olej opałowy, mazut	232/1 000 L	58/1 000 L	-	-
Ciężki olej opałowy	64/1 000 kg	16/1 000 L	-	-

* Dane pochodzą z Europejskiego Banku Centralnego, zagraniczne kursy wymiany EUR, 1 października: 1 EUR = PLN 3,9370.

Źródło: Dane przekazane przez państwo.

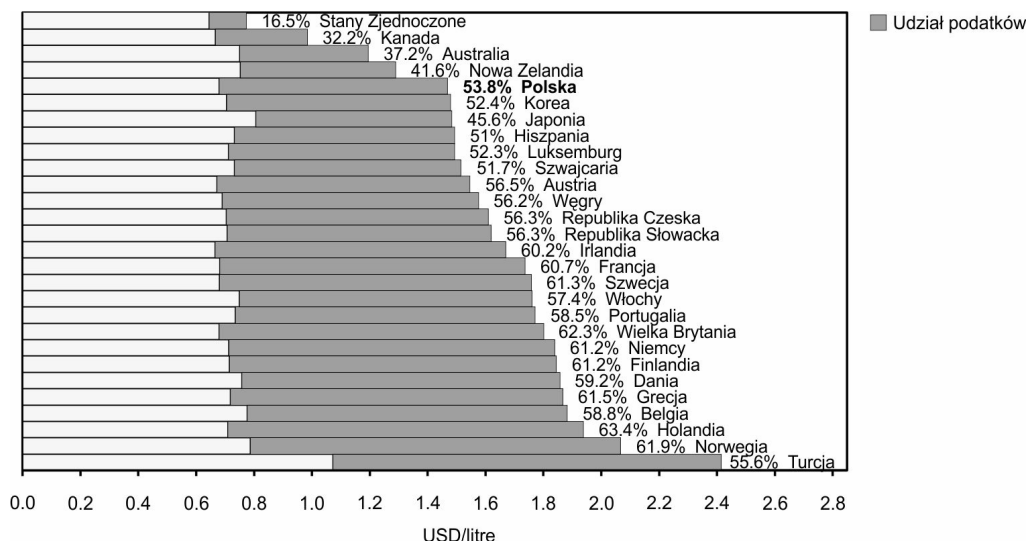
Wartości akcyzy i opłaty paliwowej są ustalane przez Parlament i/lub rząd. Podatek akcyzowy jest nakładany na wiele produktów naftowych, głównie na paliwa silnikowe i olej opałowy. Opłata paliwowa jest stosowana jedynie do paliw silnikowych (benzyny, olej napędowy i LPG). Dochody z opłaty paliwowej wykorzystywane są na budowę autostrad poprzez Krajowy Fundusz Drogowy. Wartości podatku akcyzowego i opłaty paliwowej ukazane są w Tabeli 15.

Wykres 33. Ceny benzyny bezołowiowej i podatki w państwach MAE, drugi kwartał 2010 r.



Źródło: *Energy Prices and Taxes*, IEA/OECD Paris, 2010.

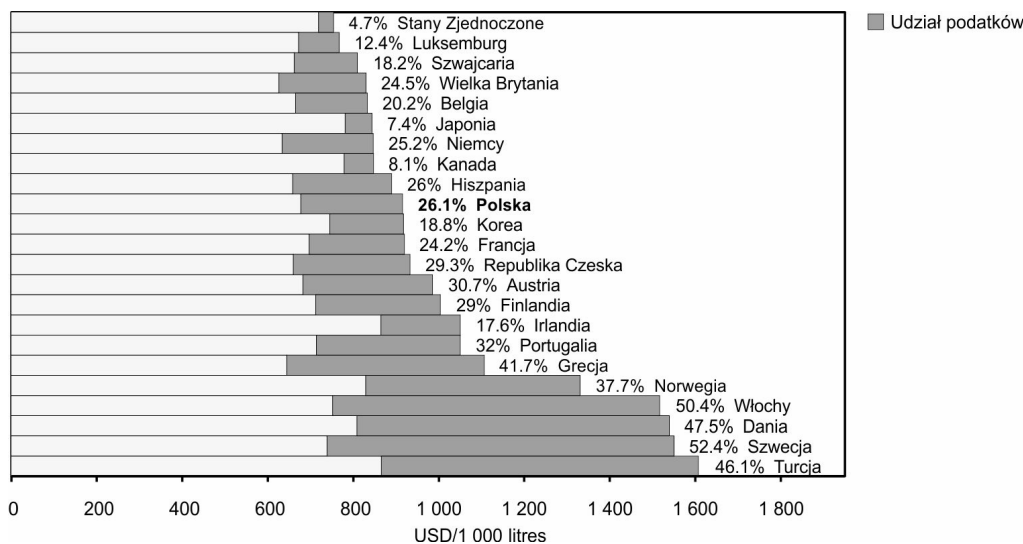
Wykres 34. Ceny oleju napędowego i podatki w państwach MAE, drugi kwartał 2010 r.



Uwaga: Brak danych dla Kanady.

Źródło: *Energy Prices and Taxes*, IEA/OECD Paris, 2010.

Wykres 35. Ceny lekkiego oleju napędowego i podatki dla gospodarstw domowych w państwach OECD, drugi kwartał 2010 r.

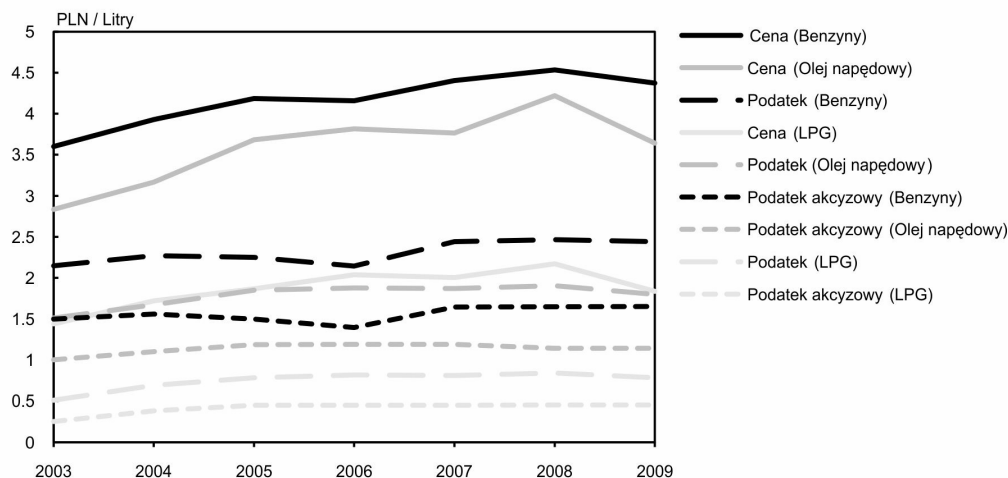


Uwaga: Brak danych dla Australii, Węgier, Holandii, Nowej Zelandii i Republiki Słowackiej.

Źródło: *Energy Prices and Taxes*, IEA/OECD Paris, 2010.

Stawki podatków dla LPG w latach 2005–2009 kształtowały się średnio na poziomie jednej trzeciej w stosunku do stawek dla benzyn. Ze względu na tę różnicę opodatkowania pomiędzy dwoma produktami naftowymi, cena LPG jest o 45–50% niższa od ceny benzyny, co podniosło konsumpcję LPG w sektorze transportowym. W tym samym okresie, stawki podatku dla oleju napędowego wahały się pomiędzy 75% a 90% stawek dla benzyn, co utrzymało cenę tego paliwa na poziomie od 2%–12% niższym od cen benzyny.

Wykres 36. Średnie ceny i podatki w Polsce, 2003–2009



Źródło: *Energy Prices and Taxes*, 2 Kwartal 2010.

WNIOSKI

Postęp Polski w podnoszeniu bezpieczeństwa naftowego zasługuje na pochwałę. Rząd polski jest świadom ryzyka wynikającego z pozostawania w zależności od jedynie kilku źródeł dostaw oraz czyni znaczne wysiłki na rzecz dywersyfikacji źródeł i szlaków dostaw ropy naftowej. Powinien on kontynuować projekty podnoszące zdolność przesyłową rurociągów ropy i produktów naftowych, w tym projekt rurociągu Odessa–Brody–Płock–Gdańsk, ze względu na ekonomiczną opłacalność oraz strategiczne znaczenie tego projektu dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. W celu poczynienia dalszych postępów w dywersyfikacji źródeł dostaw, rząd powinien zbadać także możliwości nabywania ropy drogą morską co pozwoliłoby skorzystać z szerokiej oferty dostawców światowych.

Polska dysponuje solidną polityką antykrzysową. Kraj spełnia wymogi MAE w zakresie utrzymywania 90-dniowych zapasów i ma wystarczające pojemności magazynowe aby także w bliskiej przyszłości podołać temu zobowiązaniu. Jednak spodziewany wzrost popytu na ropę naftową i paliwa w Polsce i spodziewana realizacja projektu rurociągu Odessa–Brody–Płock–Gdańsk wymagałaby rozbudowy pojemności magazynowych w długim okresie. W tym zakresie efektywnym rozwiązaniem mogłaby być planowana rozbudowa podziemnych pojemności magazynowych. Rząd powinien czynić dalsze wysiłki zmierzające do ułatwienia nowym uczestnikom rynku dostępu do nowo budowanych magazynów.

W celu poprawy stanu gotowości kraju do działań w sytuacji kryzysowej, rząd powinien rozważyć i ocenić negatywny wpływ możliwie najgorszych scenariuszy zakłóceń dostaw – tak na poziomie krajowym jak i światowym oraz przygotować plany działania w sytuacji przerw w dostawach trwających dłużej niż kilka tygodni. MAE zachęca również rząd do przeorganizowania struktury operacyjnej NESO na taką, która byłaby zdolna do szybszego procesu decyzyjnego w sytuacjach kryzysowych; opracowania podręcznika działań kryzysowych obejmującego struktury organizacyjne, mechanizmy kryzysowe i procedury; oraz do przeprowadzania regularnych ćwiczeń gotowości kryzysowej.

Dobrze przygotowana strategia medialna ma kluczowe znaczenie dla działań w sytuacji kryzysowej. Polska powinna przygotować taką strategię medialną i w przypadku kryzysu krajowego, skoordynować ją z MAE, KE i krajami sąsiednimi dla zmaksymalizowania jej efektów dla rynku naftowego.

MAE wspiera rząd w jego wysiłkach dążących do rewizji istniejącego systemu zapasów, wzmacniając rolę zapasów państwowych poprzez przeniesienie zapasów posiadanych przez zobowiązanych do tego przedsiębiorców do Agencji Rezerw Materiałowych. Okres przejścia do nowego systemu powinien być jak najkrótszy ze względu na ograniczenia budżetowe. Dalej, rząd powinien przeprowadzić studium określające minimalne wymagania operacyjne (MOR) głównych rafinerii i ocenić odpowiedni poziom zapasów jakie te rafinerie powinny dobrowolnie lub obowiązkowo utrzymywać. Wreszcie, MAE zachęca rząd do przeprowadzania studium wykonalności utrzymywania zapasów interwencyjnych biokomponentów w ilości proporcjonalnej do ich udziału w paliwach trakcyjnych lub w inny sposób podjąć problem rosnącego udziału biokomponentów w paliwach wykorzystywanych w transporcie.

Innym ważnym zagadnieniem do rozważenia przez rząd jest rosnący popyt na paliwa, który od 2000 r. wzrósł prawie o jedną trzecią. Jest on zdominowany przez średnie destylaty, które sięgają ok. 50% całości popytu. Wysoki popyt na LPG, wynikający głównie z dużej różnicy opodatkowania w porównaniu do benzyn, to kolejny fakt wart zauważenia. Polska w dużym stopniu opiera się na imporcie LPG. Polskie rafinerie poczyniły inwestycje by dostosować ich wydajność i ofertę do rosnącego popytu na olej napędowy. Mimo tych inwestycji, wciąż konieczny będzie import oleju napędowego jednak w stosunkowo niewielkich ilościach.

Rosnący popyt na produkty naftowe napędzany jest przez sektor transportowy z uwagi na rosnącą ilość pojazdów i odejście od transportu kolejowego na rzecz drogowego (opisuje czym była mowa w Rozdziale 4 o efektywności energetycznej). Podobnie jak w innych państwach, wzrost popytu w sektorze transportowym jest bardzo trudny do kontrolowania. Rząd powinien zatem to wyzwanie uczynić jednym z priorytetów swojej polityki.

Instrumenty reagowania na popyt są bardzo ważną częścią polityki bezpieczeństwa energetycznego. Rząd powinien wykonać badania pozwalające ocenić ilościowe efekty dostępnych środków ograniczenia popytu, przystosowanych do warunków rynku polskiego. Ważnym jest również dokonywanie regularnej wymiany informacji o dostępnych środkach ograniczenia popytu w sektorze transportowym i procedurach wdrożeniowych z krajami sąsiednimi, w celu ułatwienia regionalnej koordynacji, jeżeli taka uważana jest za możliwą. Rząd powinien także zbadać potencjał substytucji paliw (ang. *fuel switching*).

Krajowa produkcja ropy naftowej i gazu to kolejny obszar, w którym jest potrzebne działanie rządu. Przeważa pogląd, że możliwość zwiększenia zasobów ropy naftowej w Polsce jest ograniczona. Bazując na badaniach geologicznych i działaniach poszukiwawczych jakie miały miejsce do tej pory, opinia ta może być uzasadniona. Jednakowoż, doświadczenie z innych regionów naftowych wskazują, że nie koniecznie. Biorąc pod uwagę rozwój technologiczny, prawdopodobieństwo wzrostu cen ropy w związku z rosnącym popytem na energię w skali globalnej oraz nowe modele biznesowe ograniczające koszty, taka dynamika może zmienić obraz sytuacji. Można zatem uznać, że aktywne podejście do zarządzania zasobami może pomóc przesunąć to, co obecnie jest postrzegane jako absolutne granice.

W celu poprawy dynamiki sektora, rząd polski podjął godne pochwały wysiłki w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji przemysłu naftowego. Istnieje jednak ograniczona liczba firm dysponujących koncesjami na poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej, z których większa część znajduje się w rękach PGNiG i LOTOS Petrobaltic. W celu wzmocnienia konkurencji, różnorodności i innowacji w sektorze wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, Ministerstwo Środowiska i Ministerstwo Gospodarki powinny promować ten sektor aktywniej i tak zorganizować obecny system udzielania koncesji aby polepszyć warunki brzegowe wejścia na rynek nowych podmiotów. Kwestia ta jest szczególnie istotna, gdyż Polska może mieć znaczne zasoby gazu łupkowego (o czym mowa jest wcześniej w Rozdziale 7). Dla prac poszukiwawczych w zakresie tych złóż ważnym uzupełnieniem już istniejących uczestników rynku mogą być kompetencje i kapitał dużych, międzynarodowych przedsiębiorstw naftowych i serwisowych. Jednak rząd powinien także skorzystać z tej sposobności aby zaangażować te wielkie przedsiębiorstwa w regularne działania poszukiwawcze na lądzie i morzu.

Zgodnie z tą filozofią, rząd powinien zapewnić odpowiedni system zachęt dla współpracy w zakresie badań i rozwoju (R&D) w sektorze wydobywczym. Nawet jeżeli sektor *upstream* jest względnie niewielki, posiada on potencjał skorzystania ze znaczącej renty zasobowej. Stąd, powinno zachęcać się do rozwijania współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami i instytucjami badawczymi w innych sektorach polskiej energetyki. Ważne jednak, aby wysiłki te były oparte na potrzebach sektora przemysłowego i aby uwydatniały korzyści konkurencyjne polskich instytucji badawczych. Założywszy, że rząd odniesie sukces w takiej organizacji sektora poszukiwań i rozwoju, który byłby atrakcyjny dla nowych graczy z rynku międzynarodowego, współpraca w zakresie R&D nie powinna być ograniczona tylko do podmiotów krajowych. Potencjalny rozwój sektora gazu łupkowego powinien być brany pod uwagę przy opracowywaniu priorytetów badawczo-rozwojowych, jako że polityki w zakresie R&D winny być realizowane na podstawie dalekosiężnych strategii.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

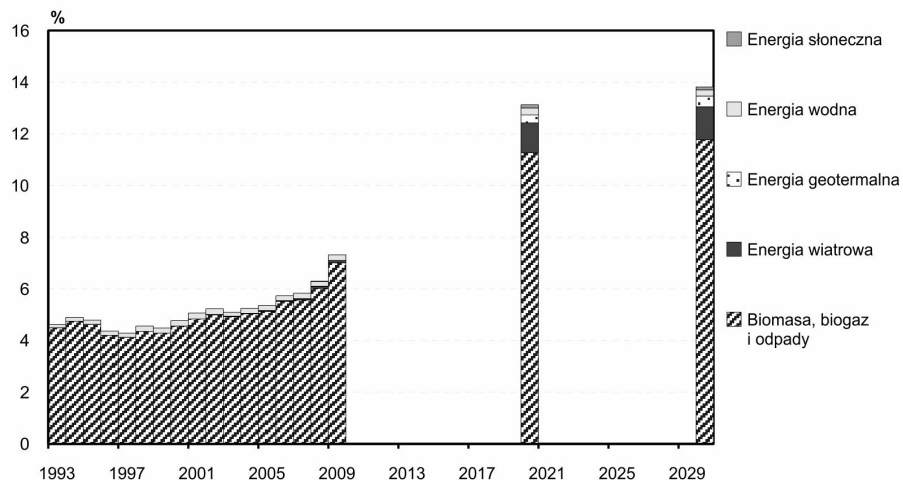
- Kontynuować promowanie dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw ropy naftowej i paliw do Polski, np. poprzez budowę korytarza Odessa–Brody–Płock–Gdańsk dla transportu ropy kaspijskiej do Europy.;*
- Kontynuować wysiłki w celu zwiększenia pojemności magazynowych i zdolności przesyłowych, np. budując drugą nitkę Rurociągu Pomorskiego.*
- Kontynuować wysiłki zmierzające do rewizji obecnego systemu zapasów obowiązkowych poprzez podnoszenie roli zapasów państwowych.*
- Usprawniać krajowy sektor poszukiwań i wydobycia poprzez przyciąganie nowych uczestników rynku i przez to wzmocnić konkurencję i innowacyjność.*
- Promować współpracę w zakresie badań i rozwoju (R&D) pomiędzy instytucjami badawczymi i przedsiębiorstwami, zwłaszcza w obszarach, które mogą odblokować pełny potencjał zasobowy i uwydatnić rozwój przemysłu.*
- Wzmocnić wysiłki w kierunku obniżenia popytu na paliwa, zwłaszcza w sektorze transportowym.*

9. ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

POPYT I PODAŻ

Udział odnawialnych źródeł energii i odpadów w całkowitej podaży energii pierwotnej (TPES) wzrastał w sposób równomierny w ciągu ostatnich lat, z poziomu 5,1% w 2003 r. do 7,3% (6,95 Mtoe) w 2009 r. (Wykres 37). Plasuje to Polskę na szesnastej pozycji spośród 28 państw członkowskich MAE biorąc pod uwagę procentowy udział TPES pochodzącej z odnawialnych źródeł energii i odpadów (Wykres 38). Miejsce Polski w rankingu jest porównywalne do Węgier, natomiast pozycja Polski jest wyższa niż państw sąsiadujących – Republiki Czeskiej i Słowacji. W zakresie produkcji energii elektrycznej z OZE, Polska zajmuje trzecią najniższą pozycję spośród 28 państw członkowskich MAE (Wykres 39), przed Koreą oraz Republiką Czeską. Dzieje się tak ponieważ, większość odnawialnych źródeł energii jest wykorzystywana do ogrzewania, o czym mowa poniżej.

Wykres 37. Odnawialne źródła energii jako procent TPES, 1993–2030



Uwaga: Wykres przedstawia dane historyczne do 2009 r. i plany rządowe na lata 2020–2030.

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010 oraz dane przekazane przez państwo.

W 2009 r. 95,7% podaży energii odnawialnej pochodziło z biomasy i odpadów⁵⁸, a mniejsze ilości z elektrowni wodnych (2,9%) i wiatrowych (1,3%), natomiast udział energii geotermalnej i słonecznej był nieznaczący. Udział biomasy rósł rocznie średnio na poziomie 4,5% w latach 1998–2009⁵⁹. W przybliżeniu połowa całości biomasy używana

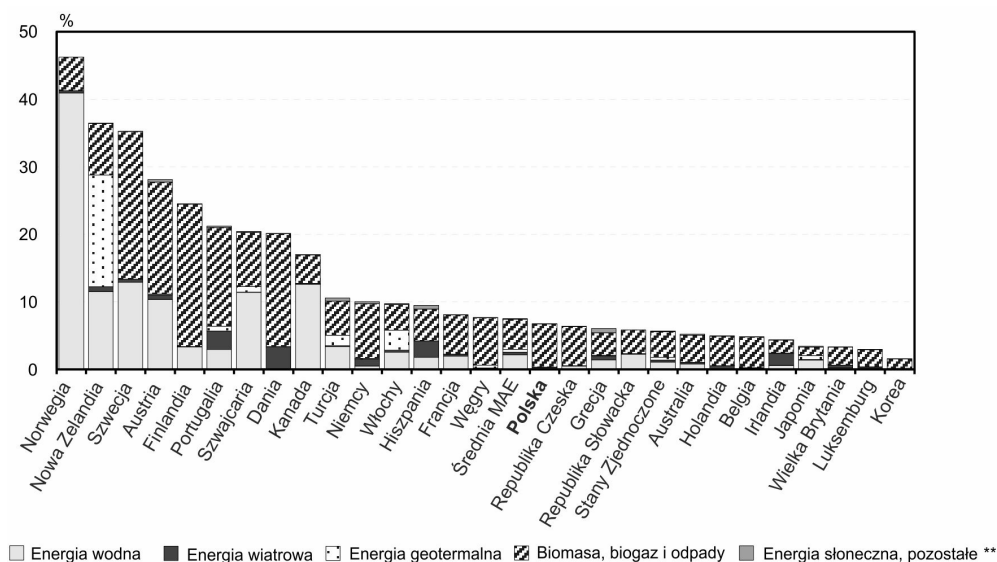
⁵⁸ Biomasa, odpady przemysłowe, odnawialne i nieodnawialne odpady komunalne.

⁵⁹ Udział biogazu i biopaliw w całości biomasy i odpadów wzrósł z 0,5% do prawie 10% w latach 1998–2008, ze szczególnie wysokim wzrostem w latach 2007–2008.

jest w sektorze mieszkaniowym, co w większości obejmuje „tradycyjne wykorzystanie biomasy” w sposób konwencjonalny o niskiej efektywności i z wysokim poziomem emisji cząstek stałych⁶⁰.

Rząd oczekuje znaczącego wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych w najbliższych latach. Jej udział w TPES ma ulec podwojeniu przed 2020 r. a następnie się ustabilizować (13,8% w 2030 r.). Największy wzrost jest spodziewany w odniesieniu do biomasy, zwiększając jej udział o 6,4 Mtoe w latach 2009–2020. Przewiduje się, że wykorzystanie kolektorów słonecznych do ogrzewania osiągnie relatywnie największy wzrost z powodu bardzo niskiego udziału wcześniej.

Wykres 38. Odnawialne źródła energii jako procent TPES w państwach członkowskich MAE, 2009*



* Dane szacunkowe.

** Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje energię pływów i fal morskich, jak też ciepło towarzyszące wykorzystaniu pomp ciepła (znaczenie marginalne).

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010.

Około 26% podaży energii ze źródeł odnawialnych jest wykorzystywany w sektorze przetwórczym do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Kolejne 35% wykorzystywane jest bezpośrednio w sektorze mieszkaniowym (głównie poprzez tradycyjne wykorzystanie biomasy do celów grzewczych), a kolejne 20% w przemyśle, głównie celulozowym, papierniczym i drzewnym.

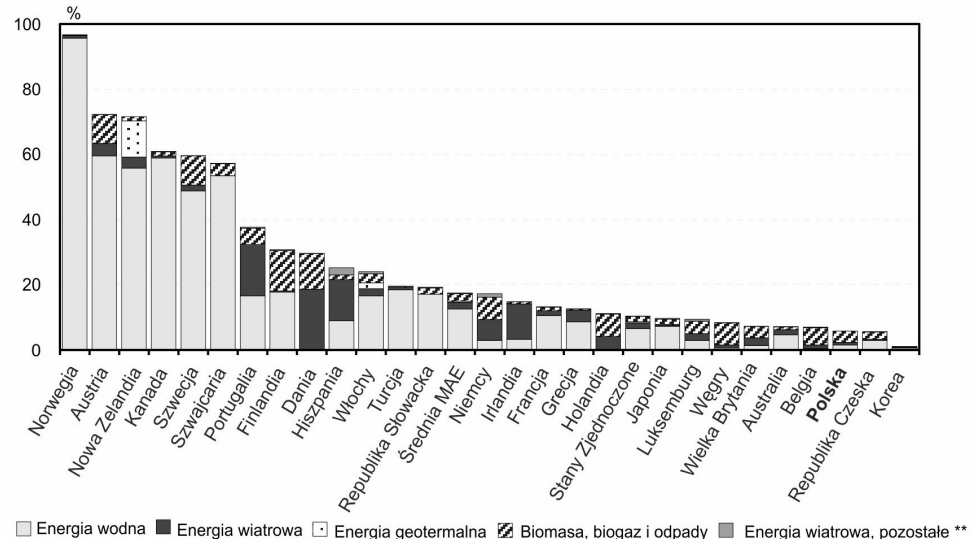
Według polskich danych, w 2006 r. ok. 90% całości energii ze źródeł odnawialnych w Polsce zużyto do celów grzewczych, 8% do produkcji energii elektrycznej i 2% w sektorze transportowym (biopaliwa). Rząd zakłada, że do 2030 r. udział sektorów energii elektrycznej i transportowego wzrośnie odpowiednio do 26% i 15%, podczas, gdy udział ciepłownictwa spadnie do 59% całkowitego zapotrzebowania na energię odnawialną.

⁶⁰ Tradycyjne użycie biomasy charakteryzuje się niskoefektywnym spalaniem i zanieczyszczeniem powietrza i nie jest zalecane przez MAE jako zrównoważony sposób zużycia energii odnawialnej.

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W 2009 r. produkcja energii elektrycznej z biomasy, energii słonecznej, wiatrowej i wodnej wyniosła 8,9 TWh, tj. 5,9% całej wyprodukowanej energii elektrycznej w kraju. Jest to trzeci najniższy wskaźnik udziału energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii spośród 28 państw członkowskich MAE (Wykres 45).

Wykres 39. **Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i odpadów jako procent całości produkcji energii elektrycznej wśród państw MAE, 2009**



* Dane szacunkowe.

** Wyrażenie *Pozostałe* obejmuje energię pływów i fal morskich, jak też ciepło towarzyszące wykorzystaniu pomp ciepła (znaczenie marginalne).

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2010.

Tabela 16. **Moc produkcji energii elektrycznej netto ze źródeł odnawialnych i odpadów, 2000–2008**

Technologia	Zainstalowane moce wytwórcze (MW)					Roczna średnia zmiana procentowa
	2000	2002	2004	2006	2008	
Energia wodna	2 183	2 207	2 282	2 331	2 335	0,9%
z czego elektrownie szczytowo-pompowe	1 366	1 366	1 406	1 406	1 406	0,4%
Energia wiatrowa	4	32	40	172	526	107,7%
Odpady przemysłowe	3	7	3	3	3	6,4%
Stałą biomasa	0	0	24	25	40	11,5%
Biogaz	9	14	24	32	52	24,9%
Łącznie	2 199	2 260	2 373	2 563	2 956	3,8%

Źródło: Renewables Information, IEA/OECD, Paris, 2010.

Całkowita zainstalowana moc wytwórcza z odnawialnych źródeł energii i odpadów wyniosła w 2008 r. 2956 MW (włączając w to wodne elektrownie szczytowo-pompowe), z poziomu 1 977 MW w 1990 r. i 2 199 MW w 2000 r. (Tabela 16). Moce produkcyjne w energii wiatrowej wzrosły w znaczącym stopniu (średnia roczna stopa zmiany wyniosła 107,7%).

OGRZEWANIE SŁONECZNE

Podobnie jak w innych państwach, dosyć trudno jest zebrać dane dotyczące małych, zdecentralizowanych systemów produkcji energii ze źródeł odnawialnych. W szczególności informacje na temat wykorzystania energii słonecznej do ogrzewania nie są uwzględniane w krajowych statystykach ponieważ dane statystyczne są zbierane wyłącznie w odniesieniu do przemysłu i przedsiębiorstw usługowych, podczas gdy według Instytutu Energii Odnawialnej kolektory słoneczne są wykorzystywane również w indywidualnych gospodarstwach domowych i osiedlach mieszkalnych. W 2007 r. całkowita zgłoszona powierzchnia kolektorów słonecznych wynosiła 236 000 m², o całkowitej mocy 165 MW_{th}⁶¹. Według ostatnio opublikowanych badań⁶² moce kolektorów słonecznych wynosiły w 2008 r. 249,3 MW_{th} i 357 MW_{th} w 2009 r., co pokazuje wzrost o 100 MW_{th} w 2009 r. w porównaniu do 2008 r.

POLITYKI I DZIAŁANIA

CELE

Polska polityka energetyczna w zakresie odnawialnych źródeł energii jest coraz bardziej zależna od wymagań UE. Dyrektywa UE 2009/28/EC⁶³ określiła obowiązkowy poziom udziału odnawialnych źródeł energii do 15% w finalnej konsumpcji energii brutto w Polsce (z 7,2% w 2005 r.) i zestaw celów pośrednich (Tabela 17). Określony został również wspólny cel dla wszystkich państw członkowskich UE na poziomie 20% do 2020 r. Dyrektywa określiła również jednostkowy cel dla sektora transportowego: 10% wykorzystywanej energii w tym sektorze musi pochodzić do 2020 r. z biopaliw lub innych odnawialnych źródeł energii. W Dyrektywie 2001/77/EC został również wyznaczony Polsce cel jednostkowy w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energii elektrycznej na poziomie 7,5% w 2010 r.

Tabela 17. Cele pośrednie dotyczące źródeł odnawialnych do 2020 r.

Rok	Udział odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii, %
2010	7,5
2012	8,76
2014	9,36
2016	10,44
2018	11,88
2020	15

Źródło: Dane przekazane przez państwo.

⁶¹ Przeliczono przy współczynniku 0,7 kWh/m² powierzchni kolektorów słonecznych, tak jak szacowane przez IEA *Solar Heating and Cooling Programme*.

⁶² IEA SHC, 2010 i ESTIF, 2010.

⁶³ Dyrektywa 2009/28/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz nowelizujące ją Dyrektywy 2001/77/EC i 2003/30/EC.

Polska jest na dobrej drodze do osiągnięcia wyznaczonych celów: udział odnawialnych źródeł energii w całkowitej finalnej konsumpcji energii brutto w 2008 r. osiągnął wielkość 7,9%. Szczegółowy cel dla energii elektrycznej jest bardziej ambitny: w 2008 r. jedynie 4,2% produkowanej energii elektrycznej pochodziło ze źródeł odnawialnych, a w 2009 r. był to poziom 5,8%. Mimo tego, rząd oczekuje, że w nadchodzących latach udział odnawialnych źródeł energii ulegnie zwiększeniu z uwagi na co raz większe doświadczenie w zakresie mechanizmów wsparcia. Eurostat, unijna agencja statystyczna, corocznie przedstawia raporty na temat postępów państw członkowskich w zakresie realizacji celów. Dane statystyczne na temat udziału odnawialnych źródeł energii w „finalnej konsumpcji energii brutto” nie są dostępne w statystykach MAE ze względu na różnice metodologiczne (Ramka 9).

Ramka 9. Finalna konsumpcja energii: różnice statystyczne pomiędzy MAE a UE

Dyrektywa UE 2009/28/EC określiła dla wszystkich państw członkowskich Unii Europejskiej cel zakładający zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii na poziomie 20% w finalnej konsumpcji energii do 2020 r. Dodatkowo określiła zestaw obowiązujących celów szczegółowych dla każdego z państw członkowskich. Podczas gdy MAE publikuje corocznie szczegółowe opracowania statystyczne w zakresie statystyki energetycznej oraz bilansów energetycznych dla wszystkich państw członkowskich UE, stosuje odmienną metodologię statystyczną od określonej w Dyrektywach UE. Publikacje MAE, włączając niniejszą, podają dane *netto* całkowitej finalnej konsumpcji energii (TFC). Dlatego też udział odnawialnych źródeł energii w „finalnej konsumpcji energii brutto” nie jest bezpośrednio dostępny w opracowaniach MAE. Według definicji dyrektywy „całkowita konsumpcja energii brutto” oznacza towary energetyczne dostarczone do celów energetycznych dla przemysłu, transportu, gospodarstw domowych, usług włączając usługi publiczne, rolnictwa, leśnictwa i rybołówstwa, wraz z konsumpcją energii elektrycznej i ciepła przez sektor energetyczny do produkcji energii elektrycznej i ciepła włączając straty przesyłowe i dystrybucyjne. Dla odmiany, definicja TFC stosowana przez MAE nie obejmuje strat w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz własnego zużycia energii elektrycznej oraz ciepła w sektorze, jak również konsumpcji w lotnictwie międzynarodowym. Z drugiej strony, obejmuje zużycie do celów nie-energetycznych. Więcej informacji o statystykach MAE można znaleźć na stronie internetowej <http://www.iea.org/stats/index.asp>.

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (PEP 2030) ma stymulować rozwój technologii w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem biomasy. Polityka określa identyczne cele dla odnawialnych źródeł energii co dyrektywa UE (15% w całkowitej konsumpcji energii, w tym 10% w sektorze transportowym do 2020 r.) oraz określa dalszy wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w latach kolejnych. W dokumencie *PEP 2030* podkreślono potrzebę ochrony lasów i wykorzystania obszarów rolniczych w sposób zrównoważony. W dokumencie podkreślono korzyści związane z produkcją energii elektrycznej opartej na lokalnie dostępnych źródłach. Jednocześnie wskazuje na istotność rozwiązań zapewniających stabilność systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z dokumentem *PEP 2030* istniejące mechanizmy wsparcia dla sektora elektroenergetycznego i transportowego (takie jak certyfikaty pochodzenia, zobowiązania

biopaliwowe i zwolnienia z podatku akcyzowego), zostaną zachowane. W tym samym czasie planowane są dodatkowe instrumenty wsparcia celem rozwoju odnawialnych źródeł ogrzewania i chłodzenia. Dokument określa również plany w zakresie wsparcia biogazowi rolniczych, morskich farmy wiatrowych i wykorzystania odpadów biodegradowalnych oraz oceny możliwości produkcji energii elektrycznej w istniejących zaporach wodnych. Obejmuje również plany mające na celu pobudzenie polskiego przemysłu produkującego urządzenia wykorzystywane w produkcji energii ze źródeł odnawialnych, takich jak turbiny wodne, czy kolektory słoneczne. Rząd uważa, że udzielenie wsparcia publicznego może pobudzić rozwój przemysłu w zakresie OZE. Na przykład, duża siła wiatru oraz względnie duża powierzchnia kraju powoduje, że Polska może stać się atrakcyjnym rynkiem dla rozwoju technologii wiatrowych. *PEP 2030* określa wsparcie finansowe dla projektów w zakresie odnawialnych źródeł energii z funduszy europejskich oraz funduszy przeznaczonych na ochronę środowiska.

PLAN DZIAŁAŃ W ZAKRESIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

W celu wdrożenia Dyrektywy UE w zakresie odnawialnych źródeł energii, Polska musiała przedłożyć Komisji Europejskiej Plan Działań w zakresie Odnawialnych Źródeł Energii do końca czerwca 2010 r. Plan nie został przedłożony do końca października ze względu na złożony proces przygotowania i zatwierdzenia. Projekt Planu Działań został przedłożony do konsultacji społecznych w maju 2010 r. Plan określa istniejące środki w odniesieniu do różnych sektorów – elektroenergetycznego, ciepłowniczego i chłodniczego oraz transportowego – i przewiduje wsparcie finansowe w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz wysoko efektywnych projektów dotyczących kogeneracji. Projekt Planu zakłada, że 15,5% w całkowitej konsumpcji energii brutto do 2020 r. będzie pochodzić z odnawialnych źródeł energii, nieznacznie przewyższając cel przewidziany dla Polski. Podczas gdy przewiduje się, że biomasa będzie głównym odnawialnym źródłem energii, największy wzrost przewiduje się wśród energii wiatrowej i słonecznej dla celów grzewczych.

ENERGIA ELEKTRYCZNA

Głównym narzędziem wsparcia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w elektroenergetyce jest system kwot obowiązkowych ze zbywalnymi certyfikatami pochodzenia – tzw. zielonymi certyfikatami. Zostały wprowadzone w październiku 2005 r. Wszyscy dostawcy energii elektrycznej muszą zapewnić, że część energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym będzie pochodzić z odnawialnych źródeł energii (Tabela 18). Jest to podobny system do systemu w zakresie certyfikatów dla elektrociepłowni omówionych w rozdziale 5.

W celu spełnienia nałożonego obowiązku, firmy mogą albo kupować certyfikaty pochodzenia (zielone certyfikaty) na Towarowej Giełdzie Energii lub wносить „opłatę kompensacyjną”. W wyniku tak zorganizowanego systemu, producenci energii elektrycznej produkujący ją z odnawialnych źródeł energii posiadają dwa źródła dochodów: ze sprzedaży energii elektrycznej po cenach gwarantowanych, które są równe średnim cenom rynkowym w roku poprzedzającym oraz poprzez sprzedaż zielonych certyfikatów. Średnia cena zielonych certyfikatów wyniosła w 2009 r. 250 PLN za MWh (ok. 58 EUR).

Tabela 18. **Obowiązkowy udział źródeł odnawialnych w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej, 2007–2017**

Rok	Udział odnawialnych źródeł energii w sprzedaży energii elektrycznej, %
2007	5,1
2008	7
2009	8,7
2010	10,4
2011	10,4
2012	10,4
2013	10,9
2014	11,4
2015	11,9
2016	12,4
2017	12,9

Źródło: Dane przekazane przez państwo.

Poziom opłaty substytucyjnej ustalany jest raz na rok przez regulatora rynku energii. Zwykle jest to kwota, która sięga wysokości maksymalnej ceny zielonego certyfikatu na dany rok. Kwota ta w 2009 r. wyniosła 258,89 PLN za MWh (ok. 60 EUR), a cena gwarantowana wyniosła 155,44 PLN (ok. 36 EUR) za MWh. Na przedsiębiorstwa energetyczne, które nie wypełniają swoich zobowiązań nabywania zielonych certyfikatów lub uiszczania opłaty substytucyjnej nakładane są kary finansowe. Środki finansowe z opłat i kar przekazywane są na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Do końca 2009 r. uzyskiwane środki finansowe mogły być wydatkowane jedynie na wsparcie inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii, lecz od 2010 r. mogą również być przeznaczane na inne cele.

Jak określono w Programie Działań Wykonawczych *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.*, Ministerstwo Gospodarki jest zobowiązane monitorować efektywność systemu zielonych certyfikatów, aby Polska mogła zrealizować nałożone cele związane z energią odnawialną. Ministerstwu powierzono zadanie analizy efektywności kosztowej mechanizmu wsparcia, ze szczególnym uwzględnieniem formuły opłaty substytucyjnej przy jednoczesnym zapewnieniu stabilności mechanizmu. Możliwe zmiany systemu, jeśli w ogóle, przewidziane są w 2012 r.

Inne mechanizmy wsparcia obejmują:

- Obowiązek zakupu całej energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci po cenie gwarantowanej, która jest równa średniej cenie rynkowej w roku poprzedzającym;
- 50% kosztów związanych z przyłączeniem do sieci odnawialnych źródeł energii jest subsydiowana;
- Instalacje oparte na energii ze źródeł odnawialnych o mocy do 5 MW korzystają z darmowych koncesji na przyłączenie do sieci;
- Zasady równoważące dotyczące elektrowni wiatrowych różnią się od tych, które obejmują pozostałe elektrownie;
- Pożyczki i granty przeznaczone na inwestycje w projekty odnawialnych źródeł energii z różnych funduszy (więcej informacji zawartych jest w części dotyczącej Finansowania i Rozwoju Projektów).

Program Działań Wykonawczych *PEP 2030* obejmuje listę środków ułatwiających decyzje inwestycyjne w zakresie budowy morskich farm wiatrowych. Zawiera także zadania dla kilku ministerstw, które dotyczą rozwoju możliwości wykorzystania istniejących zapór wodnych dla budowy elektrowni wodnych.

INTEGRACJA SIECI

Podobnie jak w wielu państwach, główne bariery inwestycyjne związane z odnawialnymi źródłami energii są związane z przyłączaniem i integracją sieciową instalacji generacji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Do kluczowych problemów należy zaliczyć⁶⁴:

- Niski stan infrastruktury oraz brak planów dotyczących rozwoju sieci, co skutkuje brakiem informacji na temat bieżących i przyszłych mocy przesyłowych i dystrybucyjnych;
- Brak jasnych odpowiedzi dotyczących warunków i kosztów przyłączenia w istniejących przepisach prawnych; w szczególności, brakuje oficjalnej metodologii mogącej zdefiniować koszt bezpośredniego podłączenia nowej jednostki oraz które związane są z rozbudową sieci, która i tak musi nastąpić;
- Uciążliwa i droga procedura administracyjna związana z procesem przyłączenia do sieci: w szczególności, wytwórca musi wpłacić depozyt podczas składania wniosku o przyłączenie, który nie jest zwracany w przypadku niezrealizowania projektu z jakiegokolwiek powodu;
- Brak szczegółowych badań w zakresie ilości energii z niestabilnych źródeł odnawialnych, która może zostać przyłączona do polskiej sieci elektroenergetycznej bez spowodowania zagrożenia dla jej bezpieczeństwa⁶⁵;
- Niewystarczająca liczba połączeń międzysystemowych (interkolektorów) z innymi państwami; Polska posiada kilka połączeń międzysystemowych oraz są planowane kolejne (zobacz rozdział 5 dotyczący energii elektrycznej).

OGRZEWANIE I CHŁODZENIE

Operatorzy sieci ciepłowniczych są zobowiązani prawem do kupowania ciepła z instalacji opartych na odnawialnych źródłach energii, które są połączone z systemem ciepłowniczym w ilości, która nie przekracza zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do tej sieci. Rząd planuje wprowadzić działania mające na celu zwiększenie wykorzystania energii geotermalnej, w tym pomp ciepła oraz systemów kolektorów słonecznych. Planuje również przeanalizować i być może wdrożyć dodatkowe narzędzia stymulujące rozwój sieci centralnego ogrzewania i chłodzenia wykorzystujących odnawialne źródła energii, co zostało określone w Programie Działań Wykonawczych do *PEP 2030*. Program nakłada również na Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Środowiska obowiązek wydania przepisów technicznych dotyczących kwalifikacji odpadów komunalnych jako odnawialnych źródeł energii.

⁶⁴ Na podstawie danych: Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej; dane przekazane przez państwo; oraz Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej.

⁶⁵ Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej szacuje, że sieć w Polsce może zintegrować 13 600 MW mocy pochodzącej z elektrowni wiatrowych do 2020 r.

W marcu 2010 r. Ministerstwo Środowiska zaproponowało poprawki do ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Jeżeli zaproponowane poprawki zostaną przyjęte przez Parlament, przewiduje się, że pobudzą rozwój technologii geotermalnej w Polsce, poprzez:

- zniesienie koncesji na poszukiwanie wód geotermalnych;
- zmniejszenie czasu procedur koncesyjnych;
- zerowe stawki opłat;
- przekazanie kompetencji w zakresie udzielania koncesji na wydobycie wód geotermalnych z Ministerstwa Środowiska do wojewodów.

Ministerstwo Środowiska przewiduje, że eksploatacja zasobów geotermalnych jest możliwa jest w kilku regionach Polski, szczególnie w Karpatach. Do 1 marca 2010 r., udzielono osiem koncesji na eksploatację oraz 20 na poszukiwanie wód geotermalnych. W Polsce funkcjonuje pięć ciepłowni zasilanych energią geotermalną.

Projekt Programu działań wykonawczych w zakresie odnawialnych źródeł energii zakłada udzielanie wsparcia podmiotom, które są w stanie pokryć do 45% całości kosztów inwestycyjnych związanych z instalacją kolektorów słonecznych. Co ciekawe, rynek kolektorów słonecznych w Polsce rozwija się stabilnie nawet bez wsparcia finansowego ze względu na względnie niski koszt instalacji urządzeń i stosunkowo szybki okres zwrotu poniesionych kosztów (zobacz część dotyczącą Ogrzewanie Słoneczne powyżej)⁶⁶.

Według Polskiej Izby Biomasy, istnieje potencjał gospodarczy dla dalszego wzrostu w obszarze użycia biomasy do ogrzewania i kogeneracji w małych, efektywnych instalacjach (co nie angażuje wysokich kosztów transportowych w systemach lokalnych).

TRANSPORT

W lipcu 2007 r. w Polsce został przyjęty całościowy dokument „Wieloletni Program Promocji Biopaliw lub innych paliw odnawialnych na lata 2008–2014”. Jego celem jest usprawnienie konkurencyjności rynku biopaliw, poprzez środki obejmujące cały łańcuch produkcji, od upraw poprzez przetwórstwo, dystrybucję i konsumpcję.

Współcześnie, kluczowe instrumenty służące promocji biopaliw obejmują działania podażowe. Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z 25 sierpnia 2006 r. wprowadziła obowiązek dla wszystkich dostawców paliw – producentów i importerów – zapewnienia udziału sprzedaży paliw ze źródeł odnawialnych od 2008 r. Udział ten – Narodowy Cel Wskaźnikowy – stopniowo wzrasta (Tabela 19). Kary za nieprzestrzeganie obowiązku zasilają konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz są wydawane wyłącznie na cele związane z biopaliwami i biokomponentami. Według ustawy o kontroli jakości paliw i biopaliw, producenci paliw mogą dodać do 5% biokomponentów do paliw tradycyjnych.

Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych pozwala rolnikom produkować biopaliwa na własny użytek. Według Ustawy o kontroli jakości paliw biopaliwa produkowane przez rolników na własne potrzeby muszą spełniać minimalne wymogi jakościowe, konieczne dla zachowania norm ochrony środowiska. Roczny limit produkcji na własny użytek to 100 litrów na jeden hektar użytków rolnych.

⁶⁶ ESTIF, 2010.

Tabela 19. Narodowy Cel Wskaźnikowy dla biopaliw

Jednostka	Współczynnik konwersji z % wartości energetycznej	Narodowy Cel Wskaźnikowy dla Polski, %						
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
% wartości energetycznej	1	3,45	4,60	5,75	6,20	6,65	7,10	7,55
% zawartości FAME w ON	1,0772	3,7162	4,9549	6,1936	6,6784	7,1631	7,6478	
% zawartości etanolu w benzynie	1,5088	5,2053	6,9403	8,6754	9,3544	10,0333	10,7123	

FAMEs: estry metylowe kwasów tłuszczowych.

Źródło: Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.

Udział biopaliw w transporcie w ostatnich latach był bardzo mały: wzrósł z 0,35% w 2000 r. do 0,68% w 2007 r. (według wartości energetycznej). Od momentu wprowadzenia obowiązku udział biopaliw wzrósł do 3,66% w 2008 r. i 4,63% w 2009 r., czyli przekroczył cel⁶⁷. Jednakże, według Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego cele w kolejnych latach będą trudne do osiągnięcia ze względu na niewielkie zapotrzebowanie na biopaliwa, które mogą być sprzedawane na polskim rynku – B100, B20 i E85⁶⁸. Stowarzyszenie optuje za wprowadzeniem B7 do sprzedaży co ułatwiłoby osiągnięcie NCW.

Inne środki mające na celu wsparcie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w transporcie obejmują zwolnienia i obniżki stawek podatkowych, w tym akcyzy dla biopaliw i paliw tradycyjnych z biokomponentami.

Jak wskazano wcześniej, „Wieloletni Program Promocji Biopaliw lub innych paliw odnawialnych na lata 2008–2014” obejmuje również środki w zakresie popytu, takie jak zwolnienia z opłat parkingowych oraz nakłada na administrację rządową obowiązek wykorzystywania biopaliw. Jednak na początku 2010 r. wdrożenie wspomnianych działań nie wystarczało do znacznego zwiększenia popytu na biopaliwa w Polsce.

BIOGAZ

Znowelizowane Prawo Energetyczne wprowadza podstawę prawną do podłączenia biogazu rolniczego do gazowej sieci dystrybucyjnej gazu. Operator systemu gazowego jest prawnie zobowiązany do zakupu biometanu pochodzenia rolniczego, przy czym nie została określona gwarantowana cena minimalna. Dostawca biometanu jest zobowiązany spełnić wymogi jakościowe dla gazu wprowadzanego na sieci.

Od stycznia 2011 r. każda ilość biometanu wprowadzona do sieci będzie przeliczana na ekwiwalent energii elektrycznej i będzie wówczas przedmiotem wsparcia z mechanizmu zielonych certyfikatów (metodologia przeliczania biometanu na ekwiwalent energii elektrycznej nie została jeszcze przyjęta w momencie pisania tego opracowania).

Program Działań Wykonawczych do *PEP 2030* określa następujące środki działania:

- przyjęcie przez Radę Ministrów dokumentu „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce” (dokument został przyjęty w lipcu 2010 r.);

⁶⁷ Od 2010 r. cel przekracza 5% jest zatem niemożliwe osiągnięcie go tylko poprzez dodawania biokomponentów do paliw tradycyjnych (5%).

⁶⁸ Niski popyt jest częściowo tłumaczony tym, że niektórzy producenci samochodów nie dają gwarancji na używanie takich mieszanek. Gdyby producenci byli zobligowani do utrzymania gwarancji przynajmniej przy stosowaniu B20, mogłoby to podnieść popyt i byłoby stosunkowo tanim rozwiązaniem.

- usuwanie barier rozwoju biogazowni rolniczych zidentyfikowanych w Programie (od 2009 r.);
- sporządzenie przewodnika dla inwestorów zainteresowanych realizacją budowy biogazowni rolniczych, zawierającego m.in. przykładowe projekty biogazowni (2010 r.);
- przeprowadzenie, we współpracy z samorządami lokalnymi, kampanii informacyjnej przekazującej pełną i precyzyjną informację na temat korzyści wynikających z budowy biogazowni (2010 r.);
- Monitorowanie wdrażania programu.

FINANSOWANIE I ROZWÓJ PROJEKTU

Program Działań Wykonawczych do *PEP 2030* ma na celu wsparcie projektów w zakresie odnawialnych źródeł energii, podobnie jak rozwój infrastruktury niezbędnej do ich przyłączenia, poprzez wykorzystanie środków publicznych, w tym:

- Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2007–2013;
- Regionalnych Programów Operacyjnych na lata 2007–2013;
- Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

Współcześnie, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jest kluczową instytucją finansującą projekty w zakresie odnawialnych źródeł energii w Polsce. W latach 1989–2009 współfinansował 647 projektów poprzez wsparcie finansowe wynoszące 914,7 mln PLN (211 mln EUR) lub 32,2% kosztów. Całkowita wartość wszystkich projektów wyniosła 2,8 mld PLN (0,65 mld EUR). Fundusz przeznaczył 1 500 mln PLN (346 mln EUR) na zrealizowanie projektów w zakresie odnawialnych źródeł energii i wysokoefektywnych projektów kogeneracyjnych w latach 2009–2012 (biomasa, energia wiatrowa i geotermalna). Dodatkowa suma 560 mln PLN (129 mln EUR) ma zostać wydatkowana w szerszym zakresie na technologie w zakresie odnawialnych źródeł energii w latach 2009–2011 poprzez Regionalne Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Narodowy Fundusz planuje także przeznaczyć 300 mln PLN (69 mln EUR) na gospodarstwa domowe i właścicieli wspólnot mieszkaniowych w celu instalacji kolektorów słonecznych w 2010–2014.

Program Działań Wykonawczych do *PEP 2030* podkreśla również potrzebę opracowania potencjalnych rozwiązań ułatwiających dostęp do krajowych i zagranicznych funduszy poprzez likwidację rygorystycznych ograniczeń i wymogów.

Choć dostęp do środków finansowych pozostaje najważniejszy, kolejnym ważnym zagadnieniem w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii są długie i skomplikowane procedury. W zależności od uwarunkowań technologicznych, uzyskanie zezwoleń na realizację projektów w zakresie odnawialnych źródeł energii w Polsce obejmuje kilka etapów (ok. 6–8) różniących się między sobą w zależności od regionu. Koordynacja wszystkich etapów rozwoju projektu jest w gestii odpowiedzialności inwestora, oprócz ustaleń dotyczących oddziaływania na środowisko, gdzie to ciało decyzyjne koordynuje całość procedury. W Polsce nie ma możliwości obsługi projektów w zakresie odnawialnych źródeł energii „przy jednym okienku” (zintegrowana procedura pozyskiwania zezwoleń).

WNIOSKI

Podaż energii ze źródeł odnawialnych w Polsce wzrasta równomiernie w ciągu ostatnich lat, głównie dzięki systemowi zielonych certyfikatów i zachętom dla inwestorów. Jednak, jeżeli państwo ma spełnić zobowiązania międzynarodowe oraz cele krajowe, należy uruchomić dodatkowe działania i odpowiednie środki wsparcia, szczególnie w sektorze elektroenergetycznym. Udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej stawia Polskę na trzecim miejscu od końca wśród 28 państw członkowskich MAE. W 2009 r. 5,9% produkowanej energii elektrycznej pochodziło z odnawialnych źródeł energii, co jest nadal słabym wynikiem biorąc pod uwagę szybko zbliżający się termin do osiągnięcia poziomu 7,5% w 2010 r. W przeciwieństwie do niektórych państw członkowskich MAE, Polska posiada znaczne zasoby energii odnawialnej, w szczególności w zakresie biomasy i energii wiatrowej. Badania zaś sugerują, że ich potencjał ekonomiczny może być wyższy, niż wiążący Polskę cel w zakresie odnawialnych źródeł energii na poziomie 15% ostatecznej konsumpcji energii brutto do 2020 r. W celu wykorzystania całkowitego potencjału potrzebne są bardziej efektywne działania.

Rząd Polski rozpoczął działania zmierzające do osiągnięcia tych celów, takie jak przyjęcie zobowiązań w zakresie zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz udzielania wsparcia dla projektów dotyczących odnawialnych źródeł energii. Głównym narzędziem wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest mechanizm rynkowy – system kwot obowiązkowych, wraz z systemem zielonych certyfikatów, który został wprowadzony w 2005 r. Okazał się on być raczej skuteczny w stymulowaniu inwestycji w najbardziej rozwinięte i ekonomicznie atrakcyjne technologie związane z energią odnawialną, takie jak biomasa, pozwalając Polsce zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym w najbardziej efektywny kosztowo sposób.

Mimo to, bilans odnawialnych źródeł energii w Polsce nie jest zrównoważony: podaż jest zdominowana przez biomasę, podczas gdy niemalże 90% całość energii odnawialnej wykorzystywane jest do celów grzewczych. Rząd słusznie planuje zróżnicować udział odnawialnych źródeł energii poprzez wspieranie budowy farm wiatrowych (w tym morskich) oraz innych technologii.

Kluczowy mechanizm wsparcia – system zielonych certyfikatów – może być efektywny w zakresie stymulowania rozwoju lądowych farm wiatrowych, jeżeli równolegle rozwiązane zostaną ograniczenia prawne i regulacyjne. Jednak nie pobudzi on rozwoju droższych technologii w zakresie odnawialnych źródeł energii. To rynkowe podejście jest właściwe tylko jeżeli działania w zakresie odnawialnych źródeł energii napędzane są głównie troską o zmiany klimatyczne oraz celami w zakresie maksymalizacji redukcji emisji gazów cieplarnianych przy jak najniższych kosztach. Jednakże, w wielu państwach inne względy oddziałują na polityki w zakresie OZE. Odnawialne źródła energii mogą wpływać na poprawę jakości powietrza, tworzenie nowych miejsc pracy, przyspieszyć rozwój gospodarczy regionów oraz przyczynić się do rozwoju krajowej bazy badawczej i przemysłowej. Jeżeli dodatkowo, poza celami w zakresie zmian klimatu, rząd Polski pragnie wykorzystać na większą skalę potencjał całego koszyka technologii w zakresie OZE oraz skorzystać z płynących z nich korzyści środowiskowych i społecznych, może rozważyć wprowadzenie większego wsparcia dla mniej rozwiniętych, a przez to droższych technologii.

Rząd powinien kontynuować wysiłki zmierzające do usunięcia barier, które utrudniają rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, takich jak utrudniony dostęp do uzyskania środków finansowych, brak świadomości społecznej, syndrom NIMBY (ang. *not in my backyard*, „byle nie na moim podwórku”) oraz ograniczeń w zakresie możliwości przyłączenia systemów OZE do sieci. Jedną kluczową barierą jest mało wydajna i stara sieć przesyłowa oraz dystrybucyjna. Integracja dużych ilości różnego rodzaju energii odnawialnej do sieci elektroenergetycznej może stanowić wyzwanie i kreować dodatkowe koszty. Połączenia międzysystemowe zwiększają elastyczność systemu oraz mogą stanowić efektywną kosztowo formę urozmaicenia oferty, pomijając ułatwienia dla eksportu i podniesienie bezpieczeństwa dostaw.

Brak jasnych ram regulacyjnych warunków i kosztów przyłączenia jest kolejną barierą uniemożliwiającą wzrost udziału energii elektrycznej z niestabilnych źródeł, w tym przede wszystkim energii wiatrowej. Rząd zdaje sobie sprawę z tych problemów i próbuje je rozwiązać, jednak dalsze wysiłki w tym zakresie są wciąż niezbędne. Dla przykładu, Polska może rozpatrzyć wprowadzenie ułatwień w postaci „jednego okienka” dla udzielania pozwoleń dla projektów w zakresie odnawialnych źródeł energii, jak to ma miejsce w Danii. Duński Urząd Regulacji Energetyki wprowadził uproszczoną procedurę w postaci „jednego okienka” dla uzyskania pozwoleń na lokalizację, określenia oddziaływania inwestycji na środowisko, uzyskania zezwoleń budowlanych i eksploatacji oraz licencji na produkcję energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę duży udział ciepła w całkowitym bilansie energetycznym Polski, ważne jest położenie większej uwagi na produkcję ciepła z odnawialnych źródeł energii w celu zrealizowania celów wytyczonych przez Dyrektywę UE o odnawialnych źródłach energii. Ukierunkowane polityki, które zachęcają do użycia nowoczesnych, wysoce wydajnych technologii ogrzewania i chłodzenia, nie tylko pomogą Polsce zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym, ale także podniosą jakość życia mieszkańców. Obecnie, ponad połowa biomasy jest wykorzystywana bezpośrednio w sektorze mieszkaniowym, w dużym zakresie w tradycyjnej formie, przy niskiej efektywności i wysokich emisjach cząstek stałych. Nowoczesne wykorzystanie biomasy w mieszkalnictwie podniesie zatem efektywność energetyczną i zmniejszy negatywny wpływ jej zastosowania na zdrowie ludzi.

Większość środków wsparcia w Polsce jest skierowanych na sektory elektroenergetyczny i biopaliwa. Godne pochwały są działania rządu, które obejmują analizę możliwości wprowadzenia dodatkowych narzędzi służących rozwojowi sieci ciepłowniczych centralnego ogrzewania i chłodzenia opartych na odnawialnych źródłach energii. Przekształcenie elektrociepłowni opalanych węglem na wykorzystywanie biomasy albo biodegradowalnych odpadów komunalnych przyczyni się do realizacji celów w zakresie odnawialnej energii elektrycznej i ciepła. Plany zmierzające do wykorzystania w szerszym zakresie energii geotermalnej, włączając pompy ciepła, jak również kolektorów słonecznych oraz odnawialnych odpadów komunalnych powinny być również kontynuowane.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Zapewnić terminową i efektywną implementację środków i działań określonych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. i w Krajowym Planie Działań dla energii ze źródeł odnawialnych w celu realizacji pełnego potencjału źródeł odnawialnych w elektroenergetyce, ciepłownictwie i transporcie.

- Stworzyć ramy dla inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej, celem umożliwienia terminowego przyłączenia niestabilnych źródeł energii elektrycznej.*
- Kontynuować realizację planów promujących użycie odnawialnych źródeł energii do ogrzewania i chłodzenia, w szczególności skupiając się na:*
 - *stymulacji użycia nowoczesnych, wysokoefektywnych technologii w zakresie biomasy w sektorze mieszkaniowym; oraz*
 - *popodnoszeniu zrównoważonego wykorzystywania biomasy i odpadów komunalnych w istniejących elektrociepłowniach i systemach centralnego ogrzewania.*
- Rozważyć wprowadzenie dodatkowych mechanizmów wsparcia dla mniej dojrzałych technologii energii odnawialnej (takich jak morskie farmy wiatrowe), których nie stymuluje obecny system zielonych certyfikatów.*
- Zredukować bariery administracyjne dla projektów z zakresu energetyki odnawialnej.*

CZĘŚĆ III
TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE

10. TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE I R&D

STRATEGIA BADAŃ I ROZWOJU SEKTORA ENERGETYCZNEGO

Rozwój świadomości technologicznej oraz innowacji, również w sektorze energii, jest jednym z celów rządowych zawartych w Strategii Rozwoju Kraju 2007–2015 i w Strategicznych Ramach Odniesienia 2007–2013.

We wrześniu 2008 r., rząd przyjął Krajowy Program Badań Naukowych i Prac Rozwojowych (*KPBNiPR*). Definiuje on priorytetowe obszary badań na okres od 5 do 10 lat, a także strategiczne programy badawczo-rozwojowe na okres od 3 do 5 lat. „Energia i Infrastruktura” jest jednym z pięciu priorytetów *KPBNiPR*. Po raz pierwszy rząd zdefiniował energię jako strategiczny kierunek badań i rozwoju R&D. W przeszłości problem ten był rozproszony wśród różnych innych projektów i programów i miał niewielkie znaczenie strategiczne.

Obszar badań „Energii i infrastruktury” obejmuje następujące priorytety badawcze:

- Redukcja konsumpcji energii poprzez rozwój i wdrażanie energooszczędnych rozwiązań w przemyśle, sektorze usług i gospodarstwach domowych;
- Efektywne i przyjazne środowisku użycie narodowych zasobów paliw kopalnych;
- Rozwój alternatywnych źródeł energii i ich nośników (źródła odnawialne, energia nuklearna i technologie wodorowe).

Te priorytety badawcze zgodne są z głównymi kierunkami polityki energetycznej Polski, które zmierzają do poprawy efektywności energetycznej, wprowadzenia energii jądrowej i podniesienia udziału źródeł odnawialnych, starając się wykorzystać maksymalnie krajowe zasoby węgla (patrz Rozdział 2 o ogólnej polityce energetycznej).

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. określa „zróżnicowanie technologiczne” jako narzędzie zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego. Dokument podkreśla potrzebę wdrażania nowoczesnych technologii do sektora elektrycznego i intensyfikacji wysiłków związanych z innowacyjnością w większości sektorów – od gazu ziemnego i sieci ciepłowniczych po efektywność energetyczną. Stworzony zostaje wymóg „wsparcia dla badań i rozwoju nowych technologii oraz rozwiązań” w obszarze efektywności energetycznej, źródeł odnawialnych i czystego węgla, włączając mechanizmy CCS (wychwytywania i składowania CO₂).

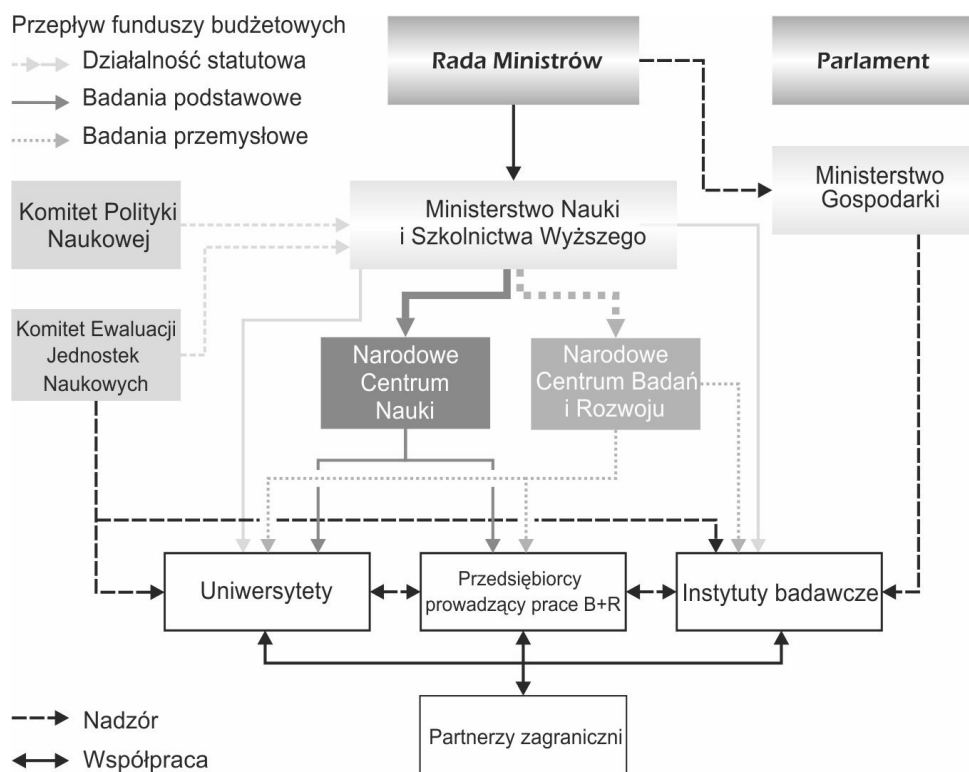
Choć istnieją pewne punkty wspólne pomiędzy polską polityką badawczo-rozwojową a ogólną polityką energetyczną (w szczególności odnośnie zmian klimatycznych i celów dotyczących bezpieczeństwa energetycznego), Polska, póki co, nie rozwinęła spójnej strategii badawczo-rozwojowej, o jasno sprecyzowanych celach, z długoterminowym finansowaniem i monitoringiem oraz oceną wyników. Nowy pakiet prawodawczy, przyjęty w kwietniu 2010 r. wywrze wpływ na politykę badań i rozwoju, w tym na jej przyszły kształt.

Aneks 1 do *PEP 2030* oceniający wdrożenie poprzedniej polityki energetycznej (2005 r.) podkreśla, że Polska, kierowana troską o bezpieczeństwo energetyczne i zapobieganie zmianom klimatycznym, poczyniła postępy we wspieraniu badań i rozwoju od 2005 r. Powyższy dokument wyraża jednak opinię, że zastosowane działania nie przyspieszyły zbyt znacznie postępu w zakresie badań i rozwoju w energetyce, przez co opóźnieniu uległa modernizacja tego sektora. Wdrożenie Krajowego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych (*KPBNiPR*) z aktywnym udziałem przemysłu energetycznego ma tę sytuację poprawić. Rząd stwierdza, że powyższy program oraz szczegółowe programy strategiczne odnoszące się do poszczególnych celów w energetyce będą monitorowane i oceniane (w trakcie realizacji oraz po ich zakończeniu)⁶⁹.

ORGANIZACJA INSTYTUCJONALNA

Polskie Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego ponosi główną odpowiedzialność za politykę w zakresie badań naukowych, podczas, gdy „sektorowe” ministerstwa (Gospodarki, Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Środowiska) odpowiadają za wdrożenie projektów i wprowadzanie nowych technologii w odpowiednich obszarach. Wykres 40 ukazuje różne instytucje zaangażowane we wdrażanie badań i rozwoju w energetyce.

Wykres 40. Struktura instytucjonalna badań i rozwoju w energetyce, z 1 października 2010 r.



Źródło: MAE na podstawie danych przekazanych przez państwo.

⁶⁹ Analiza *ex-ante* potrzeb dotyczących strategii badawczo-rozwojowych dla energetyki została połączona z projektem prognostycznym Głównego Instytutu Górniczego w Katowicach (projekt zakończony w 2007 r.).

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego odpowiada za rozwój, prowadzenie i całościową koordynację polityki badawczej, fundusze na badania⁷⁰ i promocję współpracy międzynarodowej w obszarze badań. W 2005 r. utworzono ciało doradcze Ministra – Radę Naukową.

Departamenty **Ministerstwa Gospodarki** zajmujące się problematyką energetyczną odpowiadają za wdrażanie projektów demonstracyjnych (takich jak CCS) i za ogólne wprowadzanie nowych technologii (takich jak źródła odnawialne). Ministerstwo Gospodarki nadzoruje **jednostki badawczo-rozwojowe** będące instytucjami państwowymi działającymi jako osobne podmioty, o własnej strukturze organizacyjnej i mechanizmach finansowania, prowadzącymi konkretnie ukierunkowane prace badawczo-rozwojowe. Budżety tych instytucji są ustalane na dwa sposoby. Jednostki badawczo-rozwojowe otrzymują wsparcie finansowe na swe działania statutowe (oparte na ocenie ich prac wykonywanej co cztery lata). Drugi nurt wsparcia finansowego to środki przeznaczane z budżetu na zasadzie konkurencyjności.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) zostało utworzone w lipcu 2007 r. w celu zarządzania i wdrażania strategii naukowych badań i rozwoju (w tym związanych z energetyką), przekładających się bezpośrednio na rozwój innowacji. Zadania NCBiR zawierają w sobie wsparcie dla wprowadzania nowych technologii. Centrum finansowane jest z budżetu państwa. Od października 2010 r., zgodnie z nowym prawem przyjętym w kwietniu 2010 r.⁷¹, NCBiR ma większą niezależność w otrzymywaniu środków finansowych i zarządzaniu swoim budżetem na cele badawcze, a także w rozwijaniu programów strategicznych i projektów.

Ramka 10. Wybrane instytucje badawczo-rozwojowe

W Polsce istnieje szereg szanowanych, specjalistycznych instytucji badawczo-rozwojowych, w szczególności zajmujących się węglem i innymi paliwami kopalnymi. Główny Instytut Górnictwa w Katowicach, założony w 1945 r., jest organizacją badawczo-rozwojową pod nadzorem Ministra Gospodarki. Służy on przemysłowi górnictwu szerokim zakresem udostępnianych możliwości naukowych i inżynierskich, włączając w to szkolenia specjalistów i certyfikacje produktów. Składając się z dwudziestu wydziałów, pokrywa on wszystkie aspekty działalności górniczej, od mechanizmów pracy z warstwami skalnymi i projektowania kopalń, poprzez bezpieczeństwo technik eksplozywnych i wentylację kopalń, do rekultywacji terenu i gospodarowania odpadami. Eksperymentalna kopalnia węgla „Barbara” w Mikołowie, otwarta w 1925 r. nadal oferuje unikalną przestrzeń dla działalności badawczej na głębokości 30 i 45 m, na 5 km powierzchni roboczej. Obecne badania i rozwój obejmują techniki usprawniające odzysk węgla i współpracę z Ukrainą w zakresie wydobycia cienkich pokładów węgla.

Inne węglowe centra badawczo-rozwojowe to: Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze; Instytut Chemii Organicznej i Instytut Inżynierii Chemicznej Polskiej Akademii Nauk; Instytut Inżynierii Elektrycznej (Warszawa); POLTEGOR projekt Sp. z o.o. (Wrocław); AGH (Kraków); Politechnika Częstochowska; Politechnika Gdańska; Politechnika Krakowska; Politechnika Łódzka; Politechnika Śląska (Katowice); Politechnika Warszawska; oraz Politechnika Wrocławska.

⁷⁰ Poza funduszami na rozwój i badania w sektorze wojskowym.

⁷¹ Ustawa o Krajowym Centrum Badań i Rozwoju.

Instytucje szkolnictwa wyższego odgrywają ważną rolę w obszarze badań. Nauczaniem i badaniami w zakresie energetyki zajmuje się 14 polskich uniwersytetów. Historycznie były one prowadzone w dziedzinach inżynierii mechanicznej i elektrycznej, a główny przedmiot zainteresowania dotyczył wydobycia i przetwórstwa paliw kopalnych. W latach 2004–2005, Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego zatwierdziło nowy obszar studiów – energia i technologie energetyczne. W chwili obecnej, fakultety energetyki i technologii energetycznych znajdują się na czterech polskich uniwersytetach, gdzie możliwe jest ich studiowanie, prowadzenie badań i rozwijanie technologii.

Jednostki rozwojowe są jednostkami działalności gospodarczej prowadzącymi eksperymentalne działania rozwojowe, nakierowane na praktyczne zastosowanie wyników badań.

Krajowe Centrum Badań Naukowych to nowa instytucja stworzona przez ustawę przyjętą 30 kwietnia 2010 r. Jest to agencja rządowa, mieszcząca się w Krakowie, przejmująca zadania Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego z zakresu finansowania badań podstawowych.

Centrum Technologii Czystego Węgla (CCTW), uruchomione w 2009 r., jest wspólnym projektem Głównego Instytutu Górniczo-Hutniczego i Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla (ICHPW)⁷². Jego praca skupia się na komercjalizacji technologii innowacyjnych „czystego węgla”, takich jak ciśnieniowa gazyfikacja węgla, tlenowe spalanie węgla i podziemna gazyfikacja węgla. Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego współfinansuje kwotą ok. 38 mln EUR (ok. 165 mln PLN) całkowity koszt ustanowienia tego centrum – 45 mln EUR (205 mln PLN). W Polu 10 wymienione zostały inne instytucje badawczo-rozwojowe.

FINANSOWANIE BADAŃ I ROZWOJU SEKTORA ENERGETYCZNEGO

Główne źródła finansowania badań i rozwoju w energetyce, również dla celów demonstracyjnych, to jedno z zadań budżetu państwa, funduszy UE i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Do 1 października 2010 r. większość z funduszy pochodziła bezpośrednio z Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego⁷³. Jedynie niektóre projekty finansowało Krajowe Centrum Badań i Rozwoju, między innymi program „Zaawansowane Technologie w Produkcji Energii”.

1 października 2010 r. MNiSW przejęło odpowiedzialność za przeznaczanie środków budżetowych, monitoring i nadzór nad działaniami badawczo-rozwojowymi. Kieruje ono fundusze na badania przemysłowe i projekty jednostek badawczo-rozwojowych, uniwersytetów i innych beneficjentów (w tym przemysłowych). Przyznaje również fundusze na kluczowe badania.

Demonstracyjne projekty technologii energetycznych finansowane są przez fundusze UE oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a koordynowane przez Ministerstwo Gospodarki.

Rząd polski nie wymaga scentralizowanej metody zbierania danych dotyczących finansowania badań i rozwoju w energetyce. Ponieważ środki te pochodzą z różnych

⁷² www.gig.eu i www.cctw.gig.eu

⁷³ Poza projektami rozwojowo-badawczymi w wojskowości finansowanymi poprzez bezpośrednie zasilenia z Ministerstw Finansów i Obrony Narodowej.

źródeł i są kierowane przez różne instytucje, trudno jest określić kwoty całościowe wydawane ze środków publicznych, w szczególności przed 2008 r. Do 2008 r., kiedy to przyjęto Krajowy Program Badań Naukowych i Prac Rozwojowych, nauka w Polsce finansowana była w sposób nie uwzględniający podziału tematycznego poszczególnych dziedzin badań i rozwoju. Wnioski dla projektów (dla badań stosowanych i przemysłowych) były rozpatrywane w płaszczyźnie horyzontalnej, a fundusze przyznawane były dla wielu dziedzin nauki i badań interdyscyplinarnych. W związku z tym tak trudno określić dokładną kwotę środków budżetowych na projekty badawcze. Całość środków przeznaczonych z budżetu państwa na badania energetyczne nie przekroczyła 10% wszystkich nakładów na finansowanie projektów (choć kwota ta różniła się w różnych wypadkach i czasami była znacznie niższa).

Rząd informuje, że w ciągu ostatnich kilku lat, nawet w sytuacji kryzysu globalnego, wszystkie przeznaczone na badania i rozwój środki zostały wydane w sposób efektywny.

PROGRAMY BADAŃ I ROZWOJU SEKTORA ENERGETYCZNEGO

Większość z wprowadzanych, trwających i planowanych programów oraz projektów badawczo-rozwojowych opiera się na wiedzy i długoletnim doświadczeniu technologicznym w polskim górnictwie i przetwórstwie. Polska ma długoletnią historię rozwoju technologii węglowych. Nowe techniki górnicze, wysoka wydajność sprzętu górniczego, podziemna gazyfikacja węgla (szczególnie Eksperymentalna Kopalnia Mars w latach sześćdziesiątych), wydobycie metanu ze złóż węgla, techniki obróbki węgla (kruszenie, suszenie i podawanie), technologie przetwórstwa węgla (do form paliw płynnych, gazowych i chemicznych) oraz wyposażenie do wytwarzania energii elektrycznej – wszystko to jest wynikiem badań i rozwoju, a czasem również komercjalizacji na terenie Polski.

Rosnąca presja w kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych zmusza Polskę do poszukiwania dróg obniżenia emisji dwutlenku węgla z procesu użycia węgla. W celu zapewnienia wykorzystania węgla zgodne z międzynarodowymi i krajowymi celami zrównoważonej gospodarki, Polska kładzie szczególny nacisk na nowe, czyste technologie jego wydobycia i przetwórstwa, jak też wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS).

Polska nie posiada jednak żadnych szczególnych programów badawczych związanych z energią.

ZAAWANSOWANE TECHNOLOGIE WYTWARZANIA ENERGII

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) wdraża program strategiczny „Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii”, zlecony przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego w ramach Krajowego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych. Program ten jest zaprojektowany, aby wspierać konsolidację zespołów badawczych i integrację środowisk naukowych i biznesowych.

Budżet programu strategicznego wynosi 300 mln PLN (69 mln EUR) na okres 5 lat (2010–2015) oraz dodatkowe 63 mln PLN (14,5 mln EUR) pochodzące z przemysłu. Program skupia się na technologiach o największym potencjale zastosowań komercyjnych w następujących obszarach:

- Wysokoefektywna produkcja energii elektrycznej z zatrzymywaniem emisji CO₂ (70 mln PLN lub 16 mln EUR);
- Tlenowe spalanie pyłu węglowego i kotły do spalania upłynnionego węgla z zatrzymywaniem CO₂ (80 mln PLN lub 18,5 mln EUR);
- Gazyfikacja węgla w celu produkcji paliw i energii elektrycznej (80 mln PLN lub 18,5 mln EUR);
- Produkcja energii elektrycznej i paliw z biomasy, odpadów rolniczych i innych produktów, które mogą być poddane recydingowi (70 mln PLN lub 16 mln EUR).

Początek realizacji celów badawczych został ogłoszony w czerwcu 2009 r. i wiosną 2010 r. podpisano umowy. W sektorach energetycznym i chemicznym firmy takie jak PGE Elektrownia Turów SA, Tauron Polska Energia SA, Eurol Innovative Technology Solutions Sp. z o.o., Energa SA, Południowy Koncern Energetyczny SA oraz ZAK SA, jak też firmy produkujące oprzyrządowanie (Rafako SA, Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o.) i kopalnie (KGHM Polska Miedź SA, Katowicki Holding Węglowy SA, Południowy Koncern Węglowy SA) współfinansują oraz biorą udział w zespole wdrażającym ten program. NCBiR monitoruje i ocenia wdrażanie całości.

WYDOBYCIE I PRZETWÓRSTWO WĘGLA

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego finansuje lub finansowało następujące projekty badawcze:

- Optymalizacja wpływów ekonomicznych i środowiskowych procesu wydobycia oraz użycia węgla kamiennego do 2020 r. (koordynowana przez Główny Instytut Górnictwa, do 2004 r.);
- Materiały i technologie w gospodarce wodnej (koordynowane przez Główny Instytut Górnictwa, zakończone w 2009 r.);
- Chemia perspektywicznych procesów przetwórstwa węgla (koordynowane przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, planowane ukończenie w 2010 r.);
- Superkrytyczne elektrownie węglowe (koordynowane przez Politechnikę Śląską, planowane zakończenie w 2010 r.).

Technologie dostępne w górnictwie węglowym będą się rozwijać z uwagi na współzawodnictwo rynkowe firm produkujących sprzęt górniczy. Różne technologie dają możliwości wydobywania węgla w sposób czystszy i bezpieczniejszy; wsparcie rządu dla badań i rozwoju ma rolę decydującą. Program ulepszeń redukujących emisję konwencjonalnych zanieczyszczeń powietrza w Polsce przyczynił się do postępów w modernizacji procesu odsiarczania spalin kominowych (FGD) w wielu elektrowniach i wyposażania innych w nowoczesne kotły spalania fluidyzacyjnego (CFBC).

Rząd polski wspiera technologie przetwórstwa chemicznego, upłynniania węgla oraz związane z jego gazyfikacją głównie ze względu na bezpieczeństwo energetyczne. Oznacza to, że jeśli te technologie wejdą na rynek, będą miały odpowiedni potencjał do zredukowania polskiego zapotrzebowania na importowany gaz i ropę w przyszłości. Szereg projektów związanych z przetwórstwem węgla już zostało w Polsce wdrożonych. Przykładowo, w kwietniu 2010 r., jako część EU HUGE (podziemnej gazyfikacji węgla

ukierunkowanej na produkcję wodoru w Europie), programu koordynowanego przez GIG, zrealizowano jedenaście partnerskich projektów podziemnej gazyfikacji węgla w kopalni Barbara.

WYCHWYTYWANIE I SKŁADOWANIE DWUTLENKU WĘGLA (CCS)

Inicjatywy rządowe to przede wszystkim Krajowy Program Geologicznego Magazynowania CO₂, prowadzony przez Ministerstwo Środowiska oraz Program Czystego Węgla w Energetyce prowadzony przez Ministerstwo Gospodarki, zawierający przykłady rozwiązań CCS. Do 2015 r., w Polsce, dwa demonstracyjne projekty CCS mają wejść w życie jako część szerszego unijnego programu demonstracyjnego.

W Polskiej Grupie Energetycznej SA (PGE) zaproponowano dla elektrowni Bełchatów zastosowanie płuczek wieżowych dla CO₂ wydalanego w wyniku spalania (MEA), mających pracować na budowanej właśnie jednostce o mocy 858 MW. Około jedna trzecia CO₂ emitowanego lub 1,8 Mt CO₂ rocznie zostanie w ten sposób przechwycona z tej jednostki opalanej węglem brunatnym, skompresowana do stanu płynnego i przetransportowana 60–140 km do zasolonych, głębinowych wodnych zbiorników magazynujących. Całkowity koszt inwestycji wynosi 600 mln EUR (2,6 mld PLN), z czego 30% (180 mln EUR lub 780 mln PLN) będzie pochodzić z Europejskiego Planu Naprawy Gospodarczej. Podobnie jak zbiorowe inwestycje, inne fundusze mogą pochodzić z pozostałych rezerw w ramach systemu handlu emisjami UE, Polskiego Systemu Zielonych Inwestycji, Krajowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i poprzez EEA i dotacje z Funduszu Norweskiego⁷⁴.

Drugi projekt demonstracyjny CCS dotyczący emisji przed spalaniem jest planowany dla Zakładów Azotowych Kędzierzyn SA (ZAK) w proponowanej elektrowni poligeneracyjnej w Zakładach Chemicznych w Kędzierzynie Koźlu, we współpracy z Południowym Koncernem Energetycznym SA (PKE). Unowocześnienie poprzez wprowadzenie cyklu zintegrowanego zgazowania paliwa (IGCC) w sąsiedniej elektrowni PKE Blachownia pozwoli produkować energię elektryczną (309 MW), ciepło (137 MW), metanol (0,529 Mtpa) i gaz syntetyczny (0,703 Mtpa) z użyciem dwóch gazogeneratorów, z możliwością produkcji wodoru. W związku z użyciem paliw, węgla kamiennego i biomasy, celem elektrowni pozostaje przechwycenie 2,8 Mt CO₂ rocznie, (zakładając skuteczność wielkości 90%). Podobne elektrownie poligeneracyjne są drogie i Kędzierzyn ma wydać na to około 1,4 mld EUR (6 mld PLN), z terminem zakończenia na 2015 r. Możliwe jest jednak, że projekt dostarczy zysków pozwalających ten koszt zamortyzować. Elektrownia zastąpi stare i nieefektywne jednostki w zakładzie w Blachowni i dostarczy ciepło dla całego Kędzierzyna. Produkcja metanolu zredukuje zależność sektora chemicznego od importu z Białorusi. W dłuższej perspektywie, projekt ten mógłby usprawnić bezpieczeństwo energetyczne Polski poprzez obniżenie popytu na gaz importowany, ropę i paliwa płynne. Podobny wynik zależy od tego, czy osiągnięte zostaną założone progi redukcji kosztów tej technologii.

Państwowy Instytut Geologiczny wraz z Akademią Górniczo-Hutniczą wspomagają Główny Instytut Górnictwa w tworzeniu geologicznej mapy Polski, która pozwoli na określenie potencjału magazynowania CO₂. Jest to potrzebne jako narzędzie pomocnicze do podejmowania decyzji w kwestii lokalizacji nowych bezemisyjnych elektrowni, biorąc pod uwagę również dwie wspomniane już, demonstracyjne elektrownie używające CCS.

⁷⁴ www.eeagrants.org

Według wstępnych szacunków Państwowego Instytutu Geologicznego, w Polsce zdolność do magazynowania CO₂ wynosi 6-7 Gt CO₂, przede wszystkim wliczając w to zasolone głębinowe zbiorniki wodne. Opróżnione zbiorniki na gaz i ropę w zachodniej i południowo-wschodniej Polsce posiadają ograniczoną zdolność do magazynowania. Wspieranie odzysku węglowodorów z użyciem CO₂ może jednak tę opcję uczynić atrakcyjną finansowo w Borzęcinie, Kamieniu Pomorskim oraz możliwie na Morzu Bałtyckim. Możliwość przechowywania CO₂ w wyrobiskach kopalnianych, gdzie zastąpiłby metan, jest również interesująca, jednak koliduje z wydobywaniem węgla, zarówno w tradycyjnej technologii, jak też poprzez podziemną gazyfikację.

ŹRÓDŁA ODNAWIALNE

Poza badaniami dotyczącymi biomasy i odpadów w ramach programu Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii (patrz wyżej), Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego finansuje projekt wykorzystania biomasy i odpadów biodegradowalnych do produkcji energii elektrycznej i biogazu (koordynowane przez Instytut Inżynierii Energetycznej, planowane zakończenie w 2010 r.).

Długoterminowy program Promocji Biopaliw i Innych Odnawialnych Źródeł Energii na lata 2008–2014 (Rozdział 9) wspiera badania i rozwój zaawansowanych technologii produkcji biopaliw. Polska Platforma Technologiczna Biopaliw i Biokomponentów, koordynowana przez Instytut Paliw i Energii Odnawialnej, pod egidą Ministra Gospodarki, została utworzona w 2006 r.⁷⁵.

W 2008 r., wdrażanych było jedenaście projektów badawczych dotyczących biopaliw, o całkowitym koszcie 2,3 mln PLN oraz szesnaście projektów rozwojowych związanych z biopaliwami o całkowitym koszcie 13,4 mln PLN (3,1 mln EUR). Jeden z zakończonych już projektów rozwojowych (9,892 mln PLN lub 2,3 mln EUR), dotyczący przetwórstwa biomasy i biodegradowalnych odpadów w paliwo gazowe, wdrożono w 2008 r. Technologiczna inicjatywa „Instalacja zasobnika do produkcji estrów tłuszczowych z odpadów tłuszczowych” otrzymała nagrodę w wysokości 2,6 mln PLN (0,6 mln EUR). Jeden z programów – Eureka: „Rozwój technologii produkcji biopaliw z olejów roślinnych i tłuszczów zwierzęcych z pomocą oleju Inicznikowego jako nowego surowca” – otrzymał ponad 2 mln PLN (0,46 mln EUR) w latach 2007–2011⁷⁶.

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

NCBiR wdraża projekt strategiczny „Zintegrowany System Obniżenia Konsumpcji Energii w Użytkowaniu Budynków” z budżetem 30 mln PLN (6,9 mln EUR) w okresie 2010–2013. NCBiR zarządza 10 innymi projektami dotyczącymi efektywności energetycznej w ramach posiadanych narzędzi finansowych.

ENERGIA JĄDROWA

Tematyka badań i rozwoju w obszarze energii jądrowej jest omawiana w Rozdziale 5. W czerwcu 2010 r. NCBiR rozpoczął przygotowania do strategicznego projektu dotyczącego energii nuklearnej o budżecie 50 mln PLN (11,5 mln EUR). Informacje powinny się ukazać w końcu 2010 r.

⁷⁵ <http://www.pptbib.pl/eng/news.html>

⁷⁶ Rada Ministrów, 2009.

WSPÓŁPRACA MIĘDZYNARODOWA

Wstąpienie Polski do Unii Europejskiej podniosło intensywność uczestnictwa polskich naukowców w wielu międzynarodowych programach badawczych. Przykładowo, Polska jest członkiem Wieloletniego Ramowego Programu Europejskiej Wspólnoty Energii Atomowej, Europejskiej Fundacji Naukowej i inicjatywy Eureka (w szczególności w klastrze EUROGIA+ koncentrującym się na technologiach o niskiej emisji dwutlenku węgla).

W ramach międzynarodowej współpracy Polska gromadzi fundusze na szereg programów badawczych Komisji Europejskiej. Uczestnicząc w tych działaniach, udostępnia ona własną ekspertyzę i sieć badawczą, które w dłuższej perspektywie przyczynią się do zbudowania narodowej zdolności badawczej Polski.

Polscy naukowcy uczestniczyli aktywnie w projektach unijnych i wspieranych przez Europejski Fundusz Węgla i Stali, w tym RECOPOL (testy pilotujące wprowadzenie CO₂ do pokładów węglowych dla podniesienia produkcji metanu), C3-CAPTURE (sucha metoda przechwytywania CO₂ z użyciem nowatorskiej metody kalcynacji-karbonizacji wapienia), ISCC (innowacyjna metoda przechwytywania CO₂ z gazyfikacji węgla z pomocą regenerowalnych sorbentów), CO₂-REMOVE (monitoring, pomiar i sprawdzenie miejsc magazynowania CO₂), MOVECBM (rozszerzenie RECOPOL z dalszą analizą), MINTOS (bezpieczniejszy i czystszy podziemny transport w kopalniach) i HUGE (gazyfikacja węgla w celu otrzymania wodoru)⁷⁷.

NCBiR bierze udział w dwóch projektach ERA-NET odnoszących się do energii: ERA-NET BIOENERGY i ERA-NET FENCO (Koalicja Energii ze Źródeł Kopalnych). W ramach tych projektów NCBIR jest zaangażowany w wymianę informacji dotyczących polityk badawczo-rozwojowych w krajach partnerskich, jak też w zgłaszanie zapotrzebowania na propozycje badawczo-rozwojowe ogłaszane przez ERA-NET. W wyniku zgłoszeń zapotrzebowania zorganizowanych przez ERA-NET BIOENERGY „Czyste Spalanie Biomasy” od 2009 r. sfinansowano dwa międzynarodowe projekty badawczo-rozwojowe z polskim uczestnictwem (NCBiR).

Aby zapewnić efektywną współpracę między badaczami w 1998 r. ustanowiono Wspólną Inicjatywę dla Czystego Węgla (Polską Platformę Technologii Czystego Węgla), w celu stworzenia możliwości tworzenia sieci współpracy, z połączeniem z europejskimi sieciami o podobnym charakterze.

Polska jest częścią Wspólnoty Wiedzy i Innowacji InnoEnergy (KIC-InnoEnergy)⁷⁸, ustanowionej przez Europejski Instytut Innowacji i Technologii, w celu rozwinięcia zrównoważonych technologii energetycznych. Jedno z sześciu Centrów Kolokacyjnych KIC-InnoEnergy znajduje się w Polsce i jest koordynowane przez Akademię Górniczo-Hutniczą. Centrum to koordynuje pracę nad technologiami czystego węgla, wykonywaną we współpracy z instytucjami badawczymi, firmami, sektorem bankowym oraz władzami lokalnymi i państwowymi.

⁷⁷ Szczegóły tych projektów są do znalezienia na stronie Komisji Europejskiej CORDIS (<http://cordis.europa.eu>).

⁷⁸ www.innoenergy-initiative.com

Polska uczestniczy w czterech wielostronnych inicjatywach technologicznych MAE, lub Umowach Wdrażających (IA) dotyczących węgla i zachowania energii w sektorze budowlanym⁷⁹:

- Budynki i systemy komunalne;
- Magazynowanie energii ;
- Przetwarzanie złóż fluidalnych; oraz
- Czysty węgiel.

Polskie zespoły badawcze również prowadzą badania dla firm zagranicznych; uniwersytety i instytuty naukowe wdrażają umowy dwustronne z partnerami zagranicznymi.

WNIOSKI

Rząd polski słusznie skupił się na badaniach i rozwoju w energetyce. Jako pozytywny należy uznać fakt, iż Krajowy Program Badań Naukowych i Prac Badawczych określił Energię i Infrastrukturę jako jeden z pięciu priorytetowych obszarów badawczych. Jest to pewien rodzaj strategicznego ukierunkowania, który stanowi ważny element skutecznego programu badań i rozwoju energetyki.

Priorytety badawcze określone przez krajowy program badawczo-rozwojowy (redukcja zużycia energii, efektywne i przyjazne środowisku użycie energii z paliw kopalnych i rozwój alternatywnych źródeł energii) są spójne z celami określonymi w *Polityce Energetycznej Polski do 2030 r.* Podkreśla to związek pomiędzy polityką energetyczną a strategią badawczo-rozwojową. Więzy takie powinny być wzmacniane, są bowiem ważne dla zapewnienia postępu we współczesnej technologii w całym łańcuchu badawczo-rozwojowym: od rozpoczęcia badań, poprzez demonstrację, aż do jej komercyjnego wykorzystania.

Jednakże większość z wdrażanych, prowadzonych i planowanych projektów badawczo-rozwojowych skupia się głównie na priorytetach rządowych – czystych paliwach kopalnych – podczas gdy pozostałe dwa priorytety (efektywność energetyczna i źródła odnawialne) korzystają z mniejszego wsparcia rządowego. Wachlarz projektów badawczo-rozwojowych powinien zostać urozmaicony tak, aby lepiej współgrać z ustalonymi kierunkami polityki.

Polskie sukcesy w zastosowaniu czystych technologii węglowych spotykają się z uznaniem, co może mieć duże znaczenie dla kraju. Jeżeli Polska ma zamiar kontynuować użycie dużych ilości rodzimego węgla oraz cieszyć się wynikającymi z tego korzyściami dla bezpieczeństwa energetycznego, musi kontynuować ulepszanie wydobycia i wykorzystania węgla, które jest przyjazne środowisku.

Polska ma imponującą historię rozwoju technologicznego związanego z węglem. Technologie górnicze, wysoka wydajność sprzętu górniczego, podziemna gazyfikacja węgla, wydobycie metanu ze złóż węgla, technologie przetwórstwa węgla i wyposażenie produkcji energii elektrycznej na bazie węgla – wszystko to rozwinęło się w Polsce.

⁷⁹ Wdrażane umowy są umowami prawnymi pod egidą *Framework for International Energy Technology Co-operation* MAE wspierających badania, rozwój oraz rozmieszczenie poszczególnych technologii. Więcej informacji na <http://www.iea.org/techno/index.asp>

Potrzeba teraz nowych technologii, mogących zapewnić użycie węgla w sposób zgodny z narodowymi celami dotyczącymi zrównoważonej gospodarki. W szczególności istnieje potrzeba demonstracji oszczędnej metody wychwytywania i magazynowania CO₂. W związku z tym niezwykle mile widziany jest proponowany obecnie projekt związany z elektrownią Bełchatów. Rząd powinien zapewnić fundusze pozwalające na jego kontynuację.

Wydobycie energii z obszernych zasobów węgla w Polsce, z użyciem technologii niekonwencjonalnych, mogłoby zmienić obraz energetyczny kraju. Trwające badania w tym obszarze powinny być nadal wspierane. Mniej jasny pozostaje sens wspierania przetwórstwa węgla. Zważywszy na to, że rynek międzynarodowy oferuje dziś tańsze źródła metanolu, elektrownia poligeneracyjna w Kędzierzynie wydaje się być mało oszczędnym wariantem.

Szerzej ujmując, wsparcie rządu dla technologii przetwórstwa chemicznego, upłynniania i gazyfikacji węgla, oparte na zamierzeniach związanych z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego, może zostać zakwestionowane, jako że sektor górnictwa węglowego czeka walka o zaspokojenie prognozowanego popytu z innych sektorów, włączając w to produkcję energii elektrycznej (tak jak to omawia Rozdział 6).

Zakłady przetwórstwa chemicznego, upłynniania i gazyfikacji węgla nie stanowią dziś konkurencji dla alternatywnych źródeł substancji chemicznych czy paliw. Zastosowanie tych technologii w przeszłości podlegało innym, wyjątkowym warunkom, z braku ówczesnie alternatywnych źródeł. W przypadku posiadania bogatych i długoletnich zasobów węgla, które mogą być wydobywane bardzo niskim kosztem, może istnieć ekonomiczne uzasadnienie dla wielomiliardowej inwestycji koniecznej, aby móc przetwarzać węgiel w łatwiej przesyłany i bardziej wartościowy produkt.

Podczas gdy na polskiej scenie badań i rozwoju poczyniono znaczny postęp, pozostało nadal wiele wyzwań. Ponieważ różne stadia rozwoju technologicznego – od badań naukowych do komercjalizacji – są finansowane i nadzorowane przez różne instytucje, potrzebna będzie silniejsza koordynacja pomiędzy odpowiednimi jednostkami, w celu szybszego rozpowszechnienia nowych technologii energetycznych. W szczególności rząd powinien mieć całościową strategię rozwojowo-badawczą dotyczącą przeznaczenia środków finansowych z różnych źródeł, zgodnie z priorytetami państwa w zakresie badań i rozwoju. Wzrasta powiązanie kwestii energetycznych z innymi obszarami polityki takimi jak transport, czy rozwój regionalny. Badania i rozwój w tych sektorach będą wymagały bardziej multidyscyplinarnego podejścia i konieczna stanie się bliższa współpraca między różnymi ministerstwami i laboratoriami badawczymi.

Biorąc pod uwagę ograniczoną ilość środków publicznych na badania, rozwój i demonstrację w energetyce, oszczędność programów rozwojowo-badawczych powinna być czynnikiem akcentowanym. Największą przeszkodą dla skutecznej analizy kosztów oraz ostatecznej optymalizacji programów badawczo-rozwojowych, jest brak wiarygodnych danych dotyczących tego rodzaju działań, funduszy i środków pochodzących z tych funduszy. Rząd powinien usprawnić zakres danych dotyczących badań i rozwoju oraz metodę przeglądu strategii badawczo-rozwojowych i wydatków na nie przeznaczonych, w celu zapewnienia oszczędności projektów oraz ich spójności z całościową polityką energetyczną. Jako pozytywny należy uznać fakt, że Krajowy Program Badań Naukowych i Prac Rozwojowych oraz inne strategiczne programy i projekty finansowane przez NCBR są monitorowane i oceniane. Inne programy badawczo-rozwojowe oraz fundusze powinny również podlegać starannej ocenie.

Za pozytywne również należy uznać to, że przemysł energetyczny jest obecny w programach badawczych. Rząd powinien w dalszym ciągu angażować przemysł w obszar badań i rozwoju energetyki, z uwzględnieniem wzrostu poziomu inwestycji, udostępnianiem informacji i komercjalizacji wyników badań.

Polska od dawna kształci inżynierów, głównie w dziedzinie produkcji i przetwórstwa paliw kopalnych. Dziś Polska stoi przed nowymi wyzwaniem w energetyce i polityce klimatycznej. By im sprostać, rząd potrzebuje wykorzystać wszystkie dostępne środki, szczególnie technologie niskiej emisji CO₂. Zaleca się stworzenie nowej dyscypliny naukowej na polskich uczelniach – energia i technologie energetyczne. Rząd powinien przyspieszyć rozwój zasobów ludzkich w sektorach energii i technologii energetycznych.

Polska aktywnie poszukuje możliwości uczestnictwa w międzynarodowej współpracy w ramach dwustronnych i wielostronnych programów, szczególnie na polu technologii czystego węgla. Jest to bardzo pomocne i powinno być dalej wspierane. Polska może rozważyć możliwości uczestnictwa w większej ilości umów wdrażanych przez MAE i innych inicjatywach międzynarodowych, będących w zgodności z jej priorytetami badawczo-rozwojowymi. Międzynarodowa współpraca może pomóc Polsce nabyć i zaadaptować najlepsze dostępne technologie, pasujące do warunków panujących w kraju. Na przykład, rząd mógłby skorzystać z badań przeprowadzanych przez GHG IA⁸⁰ i sieci badawczej GHG IA oraz brać udział w Forum Przywództwa na rzecz Sekwestracji Węgla, jak też innych międzynarodowych formach współpracy.

Polska może także zwielokrotnić istniejący zakres badań, przenosząc ciężar w większym stopniu na biomasę i biopaliwa, uczestnicząc w Bioenergy IA⁸¹, Advanced Motor Fuels IA⁸² i Global Bioenergy Partnership.

ZALECENIA

Rząd Polski powinien:

- Kontynuować integrację polityk energetycznej i klimatycznej oraz strategii badawczo-rozwojowych; położyć większy nacisk na efektywność energetyczną i OZE w portfolio projektów badawczo-rozwojowych w celu lepszego dopasowania do ustanowionych kierunków strategicznych;*
- Wzmocnić monitoring oraz ocenę postępów w badaniach i rozwoju sektora energetycznego w celu maksymalizacji efektywności kosztowej wydatków publicznych;*
- Stymulować zwiększoną aktywność badawczo-rozwojową w przemyśle, także poprzez zachęty podatkowe i partnerstwo pomiędzy rządem, przemysłem i ośrodkami naukowymi.*
- Zwiększać wysiłki w zakresie edukacji energetycznej w celu zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na naukowców i inżynierów*

⁸⁰ Wdrażanie umowy dotyczącej Programu Współpracy w Technologiach ograniczenia emisji Gazów Ciepłarnianych pochodzących z Użycia Paliw Kopalnych.

⁸¹ Wdrażanie umowy dotyczącej Programu Badawczego, Rozwojowego i Demonstracyjnego związanego z Bioenergią.

⁸² Wdrażanie umowy dotyczącej Programu Badawczego, Rozwojowego i Demonstracyjnego związanego z Zaawansowanymi Paliwami Silnikowymi.

CZĘŚĆ IV
ANEKSY

ANEKS A: ORGANIZACJA PRZEGLĄDU

KRYTERIA PRZEGLĄDU

Wspólne cele państw MAE, przyjęte przez Ministrów MAE 4 czerwca 1993 r. na spotkaniu paryskim, realizowane są za pomocą wprowadzonych wówczas kryteriów w zakresie całościowych (In-Depth) przeglądów przeprowadzanych przez MAE. *Wspólne Cele* są wymienione w Aneksie D.

ZESPÓŁ PRZEGLĄDOWY

Zespół Przeglądowy odwiedził Warszawę w dniach od 29 marca do 2 kwietnia 2010 r. Zespół spotkał się z przedstawicielami rządu, firmami energetycznymi, grupami interesu i wieloma innymi organizacjami. Wstępny raport został opracowany na bazie tych spotkań, odpowiedzi rządu na pytania zawarte w kwestionariuszach MAE dotyczących polityki energetycznej i innych informacji. Zespół wyraża wdzięczność za współpracę i pomoc wielu osobom w trakcie wizyty. Dzięki gościnności i chętnemu udostępnianiu informacji przez gospodarzy, wizyta okazała się wysoce wydajna i przyjemna. Zespół pragnie w sposób szczególny gorąco i serdecznie podziękować Panu Miłoszowi Karpińskiemu, Naczelnikowi w Departamencie Ropy i Gazu, Panu Leszkowi Banaszakowi, Radcy Ministra w Departamencie Energetyki, i wszystkim ich kolegom, w tym Pani Elżbiecie Piskorz i Panu Michałowi Paszkowskiemu za ich niezawodną pomoc, poświęcenie i entuzjazm w przygotowaniu i przeprowadzaniu wizyty. Zespół pragnie także wyrazić swoją wdzięczność Pani Hannie Trojanowskiej, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki, za jej gościnność i osobiste zaangażowanie w przedstawieniu zespołowi problemów polityki energetycznej oraz Panu Maciejowi Kaliskiemu, Dyrektorowi Departamentu Ropy i Gazu, za udzielone wsparcie i zasoby w organizacji Przeglądu.

Członkowie Zespołu:

Brian McSharry, Department of Communications, Energy and Natural Resources, Irlandia
(Kierownik zespołu)

Bess Coleman, Department for Energy and Climate Change, Wielka Brytania

Pavel Gebauer, Ministry of Industry and Trade, Republika Czeska

Torgeir Knutsen, Ministry of Petroleum and Energy, Norwegia

Öztürk Selvitop, Ministry of Energy and Natural Resources, Turcja

Chris Bolesta, Directorate General for Energy, Komisja Europejska

Martin Taylor, Agencja Energii Jądrowej

André Aasrud, Międzynarodowa Agencja Energetyczna

Shinji Fujino, Międzynarodowa Agencja Energetyczna

Brian Ricketts, Międzynarodowa Agencja Energetyczna

Elena Merle-Beral, Międzynarodowa Agencja Energetyczna (desk officer).

Elena Merle-Beral zorganizowała i zarządzała wizytą zespołu oraz sporządziła wstępny raport, za wyjątkiem: Rozdziału 3 dotyczącego zmian klimatycznych, który napisał André Aasrud, Rozdziału 6 o Węglu, napisanego przez Brian Ricketts oraz większości Rozdziałów 7 i 8 dotyczących Gazu ziemnego i Ropy naftowej, napisanych przez Akihiro Tonai z Emergency Preparedness Division MAE. Martin Tailor sporządził tekst sekcji dotyczącej Energii jądrowej w Rozdziale 5. Raport zawiera również część informacji z dokumentu roboczego "Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland", przygotowanego przez Biuro Głównego Ekonomisty MAE w maju 2010 r.

W raporcie wykorzystano również komentarze wielu ekspertów z MAE: Rob Arnot, Milou Beerepoot, Ulrich Benterbusch, Aad van Bohemen, Toril Bosoni, Georg Bussmann, Anne-Sophie Corbeau, Iana Cronshaw, Rebecca Gaghen, Hiroshie Hashimoto, Didier Houssin, Tom Kerr, Eduardo Lopez, François Guyena, Paweł Olejarnik, Samantha Olz, Carrie Pottinger, Martina Repikova, Lisa Ryan, Michael Waldron i Julius Walker, jak też komentarze Chris Bolesta i innych członków zespołu.

Monica Petit, Georg Bussmann i Bertrand Sadin przygotowali dane liczbowe. Georg Bussmann, Alex Blackburn i Karen Treanton zajmowali się wsparciem i dostarczali statystyk. Viviane Consoli stanowiła pomoc edytorską.

ODWIEDZONE ORGANIZACJE

Zespół przeprowadził rozmowy z następującymi jednostkami zajmującymi się tematyką energetyki i ochrony środowiska:

Agencjami rządowymi i władzami wykonawczymi

Ministerstwo Gospodarki

Ministerstwo Środowiska

Ministerstwo Infrastruktury

Ministerstwo Skarbu Państwa

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego

Urząd Regulacji Energetyki (URE)

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKIK)

Agencja Rynku Energii S.A.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Przedsiębiorstwa, instytuty badawcze, organizacje pozarządowe oraz inni uczestnicy

Akademia Górniczo-Hutnicza (AGH)

Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego (PPWB)

Główny Instytut Górnictwa (GIG)

Koalicja Klimatyczna (Porozumienie Organizacji Pozarządowych)

CP Energia

Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Enea S.A

Energa S.A

EWE Polska

Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu

Gaz-System S.A.

Instytut Energii Odnawialnej

Instytut na rzecz Ekorozwoju

Instytut Ochrony Środowiska

Katowicki Holding Węglowy S.A.

Grupa LOTOS S.A.

Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

OLPP (Operator Logistyczny Paliw Płynnych)

Grupa PERN

PGE S.A.

PGNiG S.A.

PKN Orlen S.A.

Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych

Polska Izba Biomasy

Polska Izba Przemysłu Chemicznego (PIPC)

Federacja Konsumentów

Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej

Fundacja na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii (FEWE)

Państwowy Instytut Geologiczny (PIG)

Polska Organizacja Gazu Płynnego

Krajowa Agencja Poszanowania Energii (KAPE)

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Hutnicza Izba Przemysłowo Handlowa (HIPH)

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej "Vis Venti"

PSE Operator S.A.

RWE

Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii (w Urzędzie Regulacji Energetyki)

Tauron Polska Energia S.A

Vattenfall

ANEKS B: BILANSE ENERGETYCZNE I KLUCZOWE DANE STATYSTYCZNE

		Jednostka: Mtoe						
PODAŻ		1973	1990	2000	2008	2009P	2020	2030
PRODUKCJA CAŁKOWITA		107,41	103,87	79,59	71,39	67,52	74,28	80,52
Węgiel		100,73	98,97	71,30	60,91	56,43	51,89	49,44
Torf		-	-	-	-	-	-	-
Ropa naftowa		0,39	0,18	0,72	0,79	0,70	1,99	1,70
Gaz ziemny		4,87	2,38	3,31	3,69	3,68	4,16	4,17
Biomasa, biogaz i odpady ¹		1,29	2,23	4,07	5,74	6,42	11,42	14,01
Energia jądrowa		-	-	-	-	-	2,92	8,76
Energia wodna		0,13	0,12	0,18	0,19	0,20	0,27	0,28
Energia wiatrowa		-	-	-	0,07	0,09	1,18	1,53
Energia geotermalna		-	-	0,00	0,01	-	0,31	0,50
Energia słoneczna		-	-	-	0,00	-	0,13	0,14
CAŁKOWITY IMPORT NETTO²		-13,89	0,25	9,02	29,48	29,80	27,12	38,55
Węgiel Eksport		26,98	20,51	17,33	10,07	8,91	10,53	5,80
Węgiel Import		0,82	0,39	1,02	6,49	6,55	2,86	2,96
Węgiel Import netto		-26,17	-20,12	-16,31	-3,58	-2,36	-7,67	-2,85
Ropa naftowa Eksport		1,12	1,48	1,92	3,27	2,74	8,06	7,39
Ropa naftowa Import		12,87	15,79	21,74	27,96	27,47	33,66	37,51
Ropa naftowa Bunkier morski i lotniczy		-0,71	-0,62	-0,56	-0,81	-0,74	-1,16	-1,72
Ropa naftowa Import netto		11,04	13,68	19,27	23,88	23,99	24,44	28,40
Gaz ziemny Eksport		-	0,00	0,03	0,03	0,03	0,09	0,09
Gaz ziemny Import		1,39	6,78	6,64	9,15	8,16	10,44	13,08
Gaz ziemny Import netto		1,39	6,78	6,61	9,12	8,12	10,34	12,99
Energia elektryczna Eksport		0,32	0,99	0,83	0,83	0,83	0,43	0,43
Energia elektryczna Import		0,17	0,90	0,28	0,73	0,64	0,43	0,43
Energia elektryczna Import netto		-0,15	-0,09	-0,55	-0,11	-0,19	-	-
RÓŻNICA		-0,64	-1,02	0,52	-2,99	-2,35	-	-
PODAŻ CAŁKOWITA (TPES)³		92,88	103,11	89,12	97,88	94,98	101,40	119,07
Węgiel		74,70	78,87	56,30	54,75	51,84	44,22	46,60
Torf		-	-	-	-	-	-	-
Ropa naftowa		10,68	13,04	19,16	24,54	24,10	26,44	30,10
Gaz ziemny		6,26	8,94	9,96	12,54	12,28	14,51	17,16
Biomasa, biogaz i odpady ¹		1,27	2,23	4,07	5,89	6,66	11,42	14,01
Energia jądrowa		-	-	-	-	-	2,92	8,76
Energia wodna		0,13	0,12	0,18	0,19	0,20	0,27	0,28
Energia wiatrowa		-	-	-	0,07	0,09	1,18	1,53
Energia geotermalna		-	-	0,00	0,01	-	0,31	0,50
Energia słoneczna		-	-	-	0,00	-	0,13	0,14
Wymiana handlowa w zakr. Energii elektrycznej ⁴		-0,15	-0,09	-0,55	-0,11	-0,19	-	-
Udział (%)								
Węgiel		80,4	76,5	63,2	55,9	54,6	43,6	39,1
Torf		-	-	-	-	-	-	-
Ropa naftowa		11,5	12,6	21,5	25,1	25,4	26,1	25,3
Gaz ziemny		6,7	8,7	11,2	12,8	12,9	14,3	14,4
Biomasa, biogaz i odpady		1,4	2,2	4,6	6,0	7,0	11,3	11,8
Energia jądrowa		-	-	-	-	-	2,9	7,4
Energia wodna		0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Energia wiatrowa		-	-	-	0,1	0,1	1,2	1,3
Energia geotermalna		-	-	-	-	-	0,3	0,4
Energia słoneczna		-	-	-	-	-	0,1	0,1
Wymiana handlowa w zakr. Energii elektrycznej		-0,2	-0,1	-0,6	-0,1	-0,2	-	-

0 nieistotne, - b.d., brak danych.

2009P dane wstępne.

ZAPOTRZEBOWANIE								
OSTATECZNA KONSUMPCJA (SEKTORY)	1973	1990	2000	2008	2009P	2020	2030	
TFC (Całkowita konsumpcja finalna)	60,55	61,83	58,21	65,52	64,86	72,88	84,62	
Węgiel	27,99	17,39	13,30	12,00	11,59	10,49	10,72	
Torf	-	-	-	-	-	-	-	
Ropa naftowa	8,96	11,07	17,51	22,00	22,25	24,29	27,89	
Gaz ziemny	5,45	7,90	8,15	10,21	9,82	11,14	12,86	
Biomasa, biogaz i odpady ¹	0,81	1,63	3,89	4,78	5,13	6,39	7,53	
Energia geotermalna	-	-	0,00	0,01	-	0,13	0,20	
Energia słoneczna	-	-	-	0,00	-	0,13	0,14	
Energia elektryczna	5,01	8,28	8,48	10,13	9,69	11,25	14,75	
Ciepłownictwo	12,33	15,56	6,89	6,39	6,38	9,07	10,54	
Udział (%)								
Węgiel	46,2	28,1	22,8	18,3	17,9	14,4	12,7	
Torf	-	-	-	-	-	-	-	
Ropa naftowa	14,8	17,9	30,1	33,6	34,3	33,3	33,0	
Gaz ziemny	9,0	12,8	14,0	15,6	15,1	15,3	15,2	
Biomasa, biogaz i odpady	1,3	2,6	6,7	7,3	7,9	8,8	8,9	
Energia geotermalna	-	-	-	-	-	0,2	0,2	
Energia słoneczna	-	-	-	-	-	0,2	0,2	
Energia elektryczna	8,3	13,4	14,6	15,5	14,9	15,4	17,4	
Ciepłownictwo	20,4	25,2	11,8	9,7	9,8	12,4	12,5	
PRZEMYSŁ ŁĄCZNIE⁵	29,46	27,47	21,89	20,44	18,79	21,60	24,73	
Węgiel	10,15	6,87	7,60	4,62	3,70	3,90	4,61	
Torf	-	-	-	-	-	-	-	
Ropa naftowa	2,92	3,04	4,27	4,17	4,39	4,80	5,29	
Gaz ziemny	4,65	4,56	4,10	5,00	4,50	4,51	5,03	
Biomasa, biogaz i odpady ¹	0,17	0,68	0,99	1,26	1,37	1,56	1,80	
Energia geotermalna	-	-	-	-	-	0,01	0,02	
Energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-	
Energia elektryczna	3,28	3,68	3,48	3,81	3,42	4,24	5,02	
Ciepłownictwo	8,30	8,64	1,45	1,58	1,42	2,57	2,96	
Udział (%)								
Węgiel	34,4	25,0	34,7	22,6	19,7	18,1	18,6	
Torf	-	-	-	-	-	-	-	
Ropa naftowa	9,9	11,1	19,5	20,4	23,4	22,2	21,4	
Gaz ziemny	15,8	16,6	18,7	24,5	23,9	20,9	20,3	
Biomasa, biogaz i odpady	0,6	2,5	4,5	6,2	7,3	7,2	7,3	
Energia geotermalna	-	-	-	-	-	0,1	0,1	
Energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-	
Energia elektryczna	11,1	13,4	15,9	18,6	18,2	19,6	20,3	
Ciepłownictwo	28,2	31,4	6,6	7,7	7,6	11,9	12,0	
TRANSPORT³	8,97	7,27	9,51	15,67	15,98	18,39	23,00	
INNE SEKTORY ŁĄCZNIE⁶	22,13	27,09	26,81	29,41	30,08	32,89	36,89	
Węgiel	14,19	10,34	5,69	7,38	7,89	6,09	5,11	
Torf	-	-	-	-	-	-	-	
Ropa naftowa	1,03	1,41	4,19	3,23	3,09	3,78	3,41	
Gaz ziemny	0,80	3,34	3,99	4,87	5,05	6,25	7,42	
Biomasa, biogaz i odpady ¹	0,65	0,95	2,90	3,08	3,09	3,39	3,85	
Energia geotermalna	-	-	0,00	0,01	-	0,12	0,18	
Energia słoneczna	-	-	-	0,00	-	0,13	0,14	
Energia elektryczna	1,43	4,13	4,60	6,02	5,99	6,65	9,21	
Ciepłownictwo	4,03	6,92	5,44	4,81	4,96	6,49	7,58	
Udział (%)								
Węgiel	64,1	38,2	21,2	25,1	26,2	18,5	13,9	
Torf	-	-	-	-	-	-	-	
Ropa naftowa	4,7	5,2	15,6	11,0	10,3	11,5	9,2	
Gaz ziemny	3,6	12,3	14,9	16,6	16,8	19,0	20,1	
Biomasa, biogaz i odpady	2,9	3,5	10,8	10,5	10,3	10,3	10,4	
Energia geotermalna	-	-	-	-	-	0,4	0,5	
Energia słoneczna	-	-	-	-	-	0,4	0,4	
Energia elektryczna	6,5	15,2	17,2	20,5	19,9	20,2	25,0	
Ciepłownictwo	18,2	25,6	20,3	16,4	16,5	19,7	20,5	

Jednostka: Mtoe

POPYT							
TRANSFORMACJA ENERGII I STRATY	1973	1990	2000	2008	2009P	2020	2030
WYTWARZANIE ENERGII⁷							
INPUT (Mtoe)	39,67	55,17	40,79	41,58	40,55	42,31	52,08
OUTPUT (Mtoe)	7,22	11,56	12,31	13,38	13,00	14,47	18,62
(TWh gross)	83,91	134,42	143,17	155,58	151,12	168,28	216,47
Udział produkcji (%)							
Węgiel	93,9	97,5	96,2	92,2	90,4	67,5	58,1
Torf	-	-	-	-	-	-	-
Ropa naftowa	2,3	1,2	1,3	1,5	1,5	1,7	1,4
Gaz ziemny	1,7	0,1	0,6	2,0	2,1	5,1	6,4
Biomasa, biogaz i odpady	0,4	0,2	0,4	2,4	3,7	9,0	8,9
Energia jądrowa	-	-	-	-	-	6,7	15,5
Energia wodna	1,7	1,1	1,5	1,4	1,6	1,9	1,5
Energia wiatrowa	-	-	-	0,5	0,7	8,1	8,2
Energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
Energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
STRATY CAŁKOWITE	28,95	37,58	31,80	30,71	29,15	28,52	34,45
z czego:							
Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła ⁸	18,21	25,94	20,34	20,73	20,10	17,66	21,76
Inna transformacja	4,02	3,73	3,12	2,43	1,87	3,95	5,02
Zużycie własne i straty ⁹	6,73	7,91	8,34	7,56	7,18	6,91	7,67
Różnice statystyczne	3,38	3,69	-0,89	1,65	0,97	-	-
WSKAŹNIKI	1973	1990	2000	2008	2009P	2020	2030
PKB (mld USD w wartościach z 2000 r.)	102,82	118,17	171,28	237,47	237,89	428,71	705,00
Ludność (miliony)	33,37	38,03	38,26	38,12	38,17	37,83	36,80
TPES/PKB ¹⁰	0,90	0,87	0,52	0,41	0,40	0,24	0,17
Produkcja energii/TPES	1,16	1,01	0,89	0,73	0,71	0,73	0,68
TPES <i>per capita</i> ¹¹	2,78	2,71	2,33	2,57	2,49	2,68	3,24
Podaż ropy/PKB ¹⁰	0,10	0,11	0,11	0,10	0,10	0,06	0,04
TFC/PKB ¹⁰	0,59	0,52	0,34	0,28	0,27	0,17	0,12
TFC <i>per capita</i> ¹¹	1,81	1,63	1,52	1,72	1,70	1,93	2,30
Emisje CO ₂ związane ze zużyciem energii (Mt CO ₂) ¹²	312,1	343,8	291,4	298,7
Emisje CO ₂ przy bunkrowaniu (Mt CO ₂)	2,2	1,9	1,7	2,5
WSKAŹNIKI WZROSTU (% rocznie)	73-79	79-90	90-00	00-08	08-09	09-20	20-30
TPES	5,2	-1,8	-1,4	1,2	-3,0	0,6	1,6
Węgiel	4,9	-2,1	-3,3	-0,4	-5,3	-1,4	0,5
Torf	-	-	-	-	-	-	-
Ropa naftowa	7,6	-2,1	3,9	3,1	-1,8	0,8	1,3
Gaz ziemny	5,4	0,4	1,1	2,9	-2,1	1,5	1,7
Biomasa, biogaz i odpady	-1,9	6,4	6,2	4,7	13,0	5,0	2,1
Energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	11,6
Energia wodna	3,7	-2,2	4,0	0,3	10,3	2,6	0,2
Energia wiatrowa	-	-	-	-	29,2	26,0	2,6
Energia geotermalna	-	-	-	20,1	-100,0	-	4,7
Energia słoneczna	-	-	-	-	-100,0	-	1,0
TFC (Całkowita konsumpcja finalna)	3,9	-1,9	-0,6	1,5	-1,0	1,1	1,5
Konsumpcja energii	5,9	1,4	0,2	2,2	-4,4	1,4	2,7
Produkcja energii	3,9	-2,4	-2,6	-1,3	-5,4	0,9	0,8
Import netto ropy naftowej	7,2	-1,8	3,5	2,7	0,5	0,2	1,5
PKB	2,4	-0,0	3,8	4,2	0,2	5,5	5,1
Wzrost wskaźnika TPES/PKB	2,7	-1,8	-5,0	-2,9	-3,2	-4,6	-3,3
Wzrost wskaźnika TFC/PKB	1,4	-1,8	-4,2	-2,6	-1,1	-4,2	-3,4

Uwaga: Zaokrąglenia mogą powodować różnice sum całkowitych od sumy poszczególnych danych.

Przypisy do bilansu energetycznego i podstawowych danych statystycznych

1. OZE i odpady przeznaczone do spalania zawierają biomasę stałą, biomasę płynną, biogaz oraz odpady komunalne. Dane są często oparte na cząstkowych badaniach i mogą być trudne do porównania z danymi innych krajów.
2. Oprócz węgla, ropy naftowej, gazu i energii elektrycznej, całkowity import netto obejmuje również OZE przeznaczone do spalania.
3. Poza międzynarodowymi bunkrami morskimi i międzynarodowymi bunkrami lotniczymi.
4. Całość podaży energii elektrycznej przedstawia sprzedaż netto. Ujemna liczba TPES wskazuje na to, że eksport przewyższa import.
5. Przemysł zawiera wykorzystanie nieenergetyczne.
6. Inne sektory obejmują sektor mieszkaniowy, handlowy, usług publicznych, rolnictwa, leśnictwa, rybołówstwa i inne niewyszczególnione sektory.
7. Wsad paliw do produkcji energii elektrycznej zawiera wsad do produkcji energii elektrycznej, kogeneracji (CHP) i ciepłowni. Produkcja odnosi się tylko do wytworzenia energii elektrycznej.
8. Straty w produkcji energii elektrycznej i ciepła w punktach głównej działalności producenta i jednostkach produkcji autonomicznej. Przy produkcji energii elektrycznej z paliw niekopalnych, teoretyczne straty są przedstawiane w oparciu o 100%-wą wydajność elektrowni wodnych i wiatrowych.
9. Dane na temat „strat” dla prognozowanych lat, często zawierają duże rozbieżności statystyczne dotyczące różnic pomiędzy spodziewaną podażą oraz popytem i najczęściej nie odzwierciedlają rzeczywistych oczekiwań co do zysków i strat przetwarzania.
10. Toe na tysiąc dolarów amerykańskich w cenach i kursach wymiany walut w 2000 r.
11. Toe na osobę.
12. „Emisja CO₂ związana z produkcją energii” została oszacowana dzięki Sektorowej Analizie IPCC Tier i zweryfikowanych Wytocznych 1996 IPCC. Zgodnie z metodologią IPCC, emisje z międzynarodowych morskich i lotniczych bunkrów nie są wliczone w wartości krajowe ogółem. Przewidywany poziom emisji CO₂ z ropy i gazu został ustalony w wyniku wyliczenia współczynnika emisji CO₂ przy produkcji energii na 2008 rok i użycia tego współczynnika w prognozie zaopatrzenia w energię. Przyszłe emisje związane z węglem są oparte na projekcjach podaży poszczególnych produktów i obliczone są za pomocą metodologii i czynników emisyjnych IPCC/OECD.

ANEKS C: ISTNIEJĄCE I PLANOWANE ELEKTROWNIE OPALANE WĘGLEM, 2009

Nazwa elektrowni	Lokalizacja	Właściciel (struktura akcjonariatu)	Elektrociepłownia	Moc wytwórcza, MW	Jednostka, MW (zakontraktowany)	Rodzaj paliwa	Uwagi
Adamów	Turek, Konin	Zespół Elektrowni PAK SA (50% – akcjonariat państwowy, 47% Elektrim SA oraz 3% akcjonariat prywatny)	Y	600	5 x 120 (1964–66)	Węgiel brunatny/ biomasa	
Będzin	Sosnowiec, Katowice	Elektrociepłownia Będzin SA Mitteleuropäische Energieversorgung AG (MEAG)	Y	80	1 x 80 (1978)	Węgiel kamienny	FGD (Jednostki 8 i 10 (1995); Jednostki 11 i 12 (1996); Jednostki 5 i 6 (2000); Jednostki 7 i 9 (2003); Jednostki 3 i 4 (2007); Jednostki 1 i 2 (2012))
Bełchatów	Bełchatów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów		4440	12 x 370 (1982–88)	Węgiel brunatny	
Bełchatów	Bełchatów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów		858	1 x 858 (2011)	Węgiel brunatny	SC, FGD, CCS gotowy (30% wychwyty od 2015)
Białystok	Białystok	Elektrociepłownia Białystok SA Société Nationale d'Electricité et de Thermique (SNET)	Y	173	1 x 63 (1978) 2 x 55 (1981/91) 1 x 230 (----) p	Węgiel kamienny	
Bielsko-Biała	Bytom, Katowice	PKE Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała SA	Y	135	2 x 25 (1965) 1 x 30 (1970) 1 x 55 (1997) 1 x 50 (2013) p	Węgiel kamienny	CFBC
Blachownia	Kędzierzyn Koźle	PKE Elektrownia Blachownia	Y	165	4 x 55 (1957-60) 1d 1 x 29 (1968) d 1 x 32 (1968) d 1 x 900 (----) p	Węgiel kamienny	
Bydgoszcz II	Bydgoszcz	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	Y	227	1 x 50 (1971) 1 x 35 (1971) 2 x 55 (1976/99) 1 x 32 (1983) 1 x 190 (2018) p	Węgiel kamienny	
Chorzów II	Chorzów, Katowice	CEZ AS (75%) Elektrociepłownia Chorzów SA (25%)	Y	226	2 x 113 (2003)	Węgiel kamienny	CFBC
Czechnica	Wrocław	Zespół Elektrociepłowni Wrocław SA	Y	132	1 x 32 (1961) 2 x 50 (1982/83)	Węgiel kamienny	
Czczott	Wola, Pszczyna	RWE Elektrownia Czczott			1 x 800 (2015) p	Węgiel kamienny	
Częstochowa	Częstochowa	Fortum Częstochowa SA	Y		1 x 64 (2010) c	Węgiel kamienny/ biomasa	CFBC
Dolina Odra	Gryfino Szczecin	Zespół Elektrowni Dolina Odra SA	Y	1600	8 x 200 (1974-77)	Węgiel kamienny	FGD (Jednostki 7 & 8 (2002))
Elbląg	Elbląg, Gdańsk	Elbląskie Zakłady Energetyczne SA Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.	Y	49	2 x 12 (1955) 1 x 25 (1957)	Węgiel kamienny	
Gdańsk II	Gdańsk	Elektrociepłowni Wybrzeże SA (45% udziałów EDF)	Y	242	1 x 22 (1971) 4 x 55 (1973–94)	Węgiel kamienny	

Nazwa elektrowni	Lokalizacja	Właściciel (struktura akcjonariatu)	Elektrociepłownia	Moc wytwórcza, MW	Jednostka, MW (zakontraktowany)	Rodzaj paliwa	Uwagi
Gdynia III	Gdynia, Gdańsk	Elektrociepłowni Wybrzeże SA (45% udziałów EDF)	Y	110	2 x 55 (1990)	Węgiel kamienny	
Gorzów	Gorzów	PGE Elektrociepłownia Gorzów SA	Y	73	1 x 5 (1958) 1 x 6 (1971) 1 x 32 (1978) 1 x 30 (1977)	Węgiel kamienny	
Gubin	Lubuskie	Gubin Power Project JV			2 x 1000 (2018) p	Węgiel brunatny	
Halemba	Ruda Śląska	PKE SA Elektroownia Halemba	Y	100	4 x 50 (1962-63) 2d 1 x 440 (2012) p	Węgiel kamienny	
Jaworzno II	Jaworzno, Katowice	PKE S.A. Elektroownia Jaworzno III SA		190	4 x 50 (1954-55) 3d 3 x 50 (1962) 3d 2 x 70 (1999)	Węgiel kamienny	CFBC
Jaworzno III	Jaworzno, Katowice	PKE Elektroownia Jaworzno III SA	Y	1345	5 x 225 (1977-78) 1 x 220 (1978)	Węgiel kamienny	FGD (1996) FGD (1996)
Katowice	Katowice, Silesia	PKE Elektrociepłownia Katowice SA	Y	135	1 x 135 (2000)	Węgiel kamienny / miat węglowy	CFBC
Kędzierzyn Polyceneration	Kędzierzyn Kozłe	Poludniowy Koncern Energetyczny SA Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA			1 x 300 (2015) p	Węgiel kamienny/ biomasa	IGCC z CCS
Konin	Konin	Zespół Elektrowni PAK SA (50% – akcjonariat państwowy, 47% Elektrim SA oraz 3% akcjonariat prywatny)	Y	193	1 x 28 (1961) 1 x 55 (1961) d 1 x 65 (1994) 4 x 50 (1958-59) 2d 2 x 120 (1963) 2d	Węgiel brunatny/ biomasa	FGD (1997)
Kozienice	Kozienice, Radom	Elektrownia Kozienice SA	Y	2600	8 x 200 (1972-75) 2 x 500 (1978-79) 2 x 1000 (2015/16) c	Węgiel kamienny	FGD (Jednostki 4-8 (2007)) FGD (2001)
Kraków Łęg	Kraków	Electricité de France EDF (66%) Elektrociepłownia Kraków SA (33%)	Y	460	2 x 120 (1977/78) 2 x 110 (1984/85)	Węgiel kamienny	
Łagisza	Będzin, Katowice	PKE SA Elektroownia Łagisza	Y	1060	4 x 120 (1963-69) 2d 3 x 120 (1969-70) 1 x 460 (2009)	Węgiel kamienny	FGD (dry) (1998) SC CFBC
Łaziska	Łaziska Górne, Silesia	PKE Elektroownia Łaziska SA (85%) akcjonariat pracowniczy (15%)	Y	1155	2 x 125 (1967) 3 x 225 (1971-72) 1 x 230 (1970)	Węgiel kamienny	FGD (1996) FGD (1999-2000) FGD (1999)
Łódź II	Łódź	Zespół Elektrociepłowni Łódź SA	Y	181	3 x 26 (1958) 2 x 25 (1959/60) 1 x 20 (1960) 1 x 33 (1967)	Węgiel kamienny	
Łódź III	Łódź	Zespół Elektrociepłowni Łódź SA	Y	199	1 x 34 (1969) 3 x 55 (1971-77)	Węgiel kamienny	
Łódź IV	Łódź	Zespół Elektrociepłowni Łódź SA	Y	215	2 x 55 (1977/78) 1 x 105 (1993)	Węgiel kamienny	FGD (2003)
Lublin Bogdanka	Lubelskie	Polska Grupa Energetyczna			2 x 800 (2016) p	Węgiel kamienny	

Nazwa elektrowni	Lokalizacja	Właściciel (struktura akcjonariatu)	Elektrociepłownia	Moc wytwórcza, MW	Jednostka, MW (zakontraktowany)	Rodzaj paliwa	Uwagi
Miechowice	Bytom, Katowice	Zespół Elektrowni Bytom SA	Y	110	2 x 55 (1953/86)	Węgiel kamienny	
Opalenie	Pomorskie	Vattenfall AB			2 x 800 (---) p	Węgiel kamienny	
Opole	Opole	Zakład Energetyczny Opole SA		2160	6 x 360 (1993-97) 2 x 800 (2015) p	Węgiel kamienny	FGD (1993-97)
Ostrolęka A	Ostrolęka	Zespół Elektrowni Ostrolęka SA	Y	75	1 x 25 (1958) 1 x 17 (1958) 1 x 6,9 (1961) 1 x 26 (1967)	Węgiel kamienny	BFBC (1997)
Ostrolęka B	Ostrolęka	Zespół Elektrowni Ostrolęka SA	Y	652	2 x 226 (1972) 1 x 200 (1972)	Węgiel kamienny	
Ostrolęka C	Ostrolęka	Stora Enso Poland SA	Y		1 x 1000 (2015) p	Węgiel / biomasa / odpady poprodukcyjne przemysłu papierniczego / osad	CFBC
Pątnów I	Konin	Zespół Elektrowni PAK SA (50% – akcjonariat państwowy, 47% Elektrim SA oraz 3% akcjonariat prywatny)		800	6 x 200 (1967-69) 2d 2 x 200 (1973/74) 2d	Węgiel brunatny	FGD (2008)
Pątnów II	Konin	Zespół Elektrowni PAK SA (50% – akcjonariat państwowy, 47% Elektrim SA oraz 3% akcjonariat prywatny)		464	1 x 464 (2008)	Węgiel brunatny	SC + FGD (2008)
Pełpin Kulczyk	Pomorskie	Kulczyk Holdings			2 x 800 (---) p		
Polaniec	Staszów, Tamobrzeg	Elektrownia im. Tadeusza Kościuszki SA (1%) Electrabel SA (99%)	Y	1800	8 x 225 (1979-83)	Węgiel kamienny/ biomasa	FGD (Jednostki 1-4 (2008); Jednostki 5-8 (1998))
Pomorzany	Gryfino, Szczecin	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	Y	120	2 x 60 (1960)	Węgiel kamienny	FGD (elektronoligrafia) (2002)
Poznań Karolin	Poznań	Dalkia Poznań ZEC SA Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA	Y	155	1 x 55 (1984) 1 x 100 (1990)	Węgiel kamienny	FGD (dry)
Rybnik	Rybnik	Electricité de France EDF (56.67%) EnBW (28.33%) akcjonariat pracowniczy (15%)	Y	1720	3 x 225 (1972-74) 3 x 215 (1973-78) 2 x 200 (1978) 1 x 800 (---) p	Węgiel kamienny	FGD (dry) (1998) FGD (dry) (1991) FGD (dry) (1992)
Siekierki	Warszawa	Elektrociepłownia Warszawskie SA (31%) Vattenfall AB (69%)	Y	490	4 x 30 (1962) 4d 1 x 50 (2002) 3 x 105 (1974-78) 1 x 125 (1975) 1 x 480 (2013) p	Węgiel kamienny	CFBC FGD (2002)
Siersza	Trzebinia	PKE Elektrownia Siersza SA	Y	796	2 x 130 (1962) 1d 4 x 120 (1969-70) 1d 2 x 153 (2001/03)	Węgiel kamienny	FGD (1998) CFBC
Skawina	Skawina, Kraków	CEZ AS (75%) Elektrownia Skawina SA (25%)	Y	490	1 x 50 (1961) 4 x 110 (1958-60)	Węgiel kamienny	FGD (1993)

Nazwa elektrowni	Lokalizacja	Właściciel (struktura akcjonariatu)	Elektrociepłownia	Moc wytwórcza, MW	Jednostka, MW (zakontraktowany)	Rodzaj paliwa	Uwagi
Stalowa Wola	Stalowa Wola, Tarnobrzeg	Elektrownia Stalowa Wola SA	Y	350	1 x 35 (1954) d 1 x 10 (1957) d 2 x 125 (1966) 1 x 60 (1982) 1 x 40 (1982)	Węgiel kamienny	
Turów	Bogatynia, Dolny Śląsk	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Turów	Y	2106	3 x 235 (1998–2000) 3 x 261 (2003–04) 1 x 200 (1964) d 3 x 206 (1970–71) 1 x 460 (2016) p	Węgiel brunatny	CFBC jednostki zmodernizowane 1–3 CFBC jednostki zmodernizowane 4–6 Jednostek 7 zamkniętych w 2004 FGD (dry) (1994), FGD (2010–2012)
Tychy II	Tychy	Elektrociepłownia Tychy SA	Y	40	1 x 40 (2002)	Węgiel kamienny / torf / drewno	CFBC
Wola	Piast Ruch, Wola	RWE Power(75%) Kompania Węgłowa (25%)			1 x 800 (2015) p	Węgiel kamienny	
Wrocław	Wrocław	Zespół Elektrociepłowni Wrocław SA		255	1 x 55 (1972) 2 x 100 (1984/87)		
Zabrze	Zabrze, Katowice	Elektrociepłownia Zabrze SA	Y	103	1 x 25 (1976) 1 x 35 (1953) 1 x 32 (1997) 1 x 11 (1953)	Węgiel kamienny	FGD (dry) (1997) FGD (dry) (1997) FGD (dry) (1997) FGD (dry) (1997)
Zamość	Zamość	ZKE Zakład Energetyczny Zamość SA (51%) Southern Energy Inc (USA) (49%)	Y	80	1 x 80 (1999)	Węgiel kamienny/ gaz ziemny	
Żarnowiec STEAG	Pomorskie	Polish Power			1 x 800 (---) p		
Żerań	Warszawa	Elektrociepłownia Warszawskie SA (31%) Vattenfall AB (69%)	Y	250	8 x 25 (1954–58) 1 x 35 (1963) 1 x 15 (1969)	Węgiel kamienny	CFBC (1997–2001, 3 jednostki)
Łącznie				29 959			

Notes: *i)* Total capacity listed in the table includes 9 461 MW of lignite-fired generation capacity. *ii)* In addition to the units listed, there are a further 342 small power generation units in Poland with a total capacity of approximately 3 000 MWe. They range in size from 0.5 MWe to 60 MWe, with just 13 units above 30 MWe. Most are located on or near industrial sites and supply heat as well as power.

Abbreviations: BFBC: bubbling fluidised bed combustor; c: under construction; CEZ: CEZ Group (Czech Republic); CHP: combined heat and power; CFBC: circulating fluidised bed combustor; d: decommissioned; FGD: flue gas desulphurisation; IGCC: integrated gasification combined cycle; LCPD: EU Large Combustion Plants Directive; p: planned; PAK: Pątnów Adamów Konin SA; PGE: Polska Grupa Energetyczna SA; PKE: Poludniowy Koncern Energetyczny SA; SC: supercritical.

Sources: IEA Clean Coal Centre CoalPower5 database, Ministry of Economy, Platts UDI *World Electric Power Plants Database 2009* and IEA analysis.

ANEKS D: “WSPÓLNE CELE” MIĘDZYNARODOWEJ AGENCJI ENERGETYCZNEJ

Państwa członkowskie* Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) zmierzają do stworzenia warunków, w których sektory energetyczne ich gospodarek mogłyby wносить możliwie najpełniejszy wkład w zrównoważony rozwój gospodarczy i dobrobyt obywateli oraz w stan środowiska. Ustanowienie wolnych i otwartych rynków jest zasadniczym punktem wyjścia w formułowaniu polityki energetycznej, przy położeniu przez rządy szczególnego nacisku na bezpieczeństwo energetyczne i ochronę środowiska. Państwa MAE mają świadomość rosnącej współzależności energetycznej w wymiarze globalnym. Dążą zatem do wspierania skutecznego funkcjonowania międzynarodowych rynków energetycznych i zachęcania do dialogu z wszystkimi jego uczestnikami. W celu zapewnienia realizacji tych zamierzeń, kraje członkowskie chcą stworzyć ramy polityki zgodne z poniższymi celami:

1. **Zróżnicowanie, efektywność i elastyczność sektora energetycznego** to podstawowe warunki długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego: paliwa używane wewnątrz oraz pomiędzy sektorami powinny być tak zróżnicowane, jak tylko jest to w praktyce możliwe. Paliwa niekopalne, szczególnie energia jądrowa i wodna, wnoszą znaczny wkład do zróżnicowania podaży energii w grupie państw MAE.

2. Systemy energetyczne powinny mieć **zdolność jak najszybszej i najelastyczniejszej reakcji w sytuacjach kryzysowych**. W niektórych wypadkach wymaga to mechanizmów reagowania zbiorowego: państwa MAE współpracują w ramach Agencji, organizując wspólnie działania kryzysowe w razie problemów z podażą ropy.

3. **Zrównoważone dostawy i użycie energii** są podstawą dla osiągnięcia wspólnych celów. Decydenci powinni dążyć do minimalizacji negatywnego wpływu energetyki na środowisko, podobnie jak decyzje dotyczące środowiska powinny uwzględniać konsekwencje energetyczne. Interwencje rządowe powinny szanować Zasadę – Zanieczyszczający Płaci tam, gdzie jest to wykonalne.

4. **Źródła energii przyjazniejsze środowisku powinny być promowane i rozwijane**. Podstawą jest czyste zużycie paliw kopalnych. Kolejnym priorytetem jest rozwój źródeł niekopalnych pod względem gospodarczym. Część członków MAE pragnie w przyszłości wdrażać i ulepszać opcję nuklearną, z zachowaniem najwyższych standardów bezpieczeństwa, ze względu na to, że energia jądrowa nie powoduje emisji dwutlenku węgla. Źródła odnawialne będą również miały coraz większe znaczenie.

5. **Podniesienie efektywności energetycznej** może sprzyjać zarówno ochronie środowiska jak i bezpieczeństwu energetycznemu, z zachowaniem oszczędnych rozwiązań. Istotne możliwości zwiększenia efektywności energetycznej istnieją na każdym stadium cyklu energetycznego, od produkcji energii do jej konsumowania. Do zrealizowania tych możliwości potrzebne są wysiłki rządów i wszystkich użytkowników energii.

6. **Niezbędny wkład do realizacji wyznaczonych powyżej zamierzeń wnoszą również nieprzerwane badania, rozwój i umieszczanie na rynku nowych, ulepszonych technologii energetycznych**. Polityki technologii energetycznych powinny w szerszym

stopniu uzupełniać polityki energetyczne. Międzynarodowa współpraca w rozwoju i rozpowszechnianiu technologii energetycznych, w tym udział przemysłu i współpraca z krajami nieczłonkowskimi, powinna być wspierana.

7. **Odpowiednio ukształtowane ceny energii** pozwalają rynkom skutecznie funkcjonować. Ceny energii nie powinny być sztucznie utrzymywane poniżej kosztów dostaw, w celu promowania celów społecznych i przemysłowych. Koszty wpływu produkcji energii na środowisko powinny znaleźć odzwierciedlenie w cenach energii.

8. **Wolny i otwarty handel** oraz bezpieczne ramy inwestycyjne stanowią wkład w efektywny rynek energii i bezpieczeństwo energetyczne. Należy przeciwdziałać zakłóceniom w handlu i inwestycjach w energetyce.

9. **Współpraca wszystkich uczestników rynku energii** przyczynia się do podnoszenia poziomu świadomości informacyjnej, a także zachęca do rozwoju efektywnych i właściwych pod względem ekologicznym oraz elastycznych systemów energetycznych i rynków na całym świecie. Jest to potrzebne we wspieraniu inwestycji, handlu i zaufania koniecznego do osiągnięcia globalnego bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska. (Wspólne Cele zostały przyjęte przez Ministrów MAE na spotkaniu paryskim 4 czerwca 1993 r.)

*Australia, Austria, Belgia, Kanada, Republika Czeska, Dania, Finlandia, Francja, Niemcy, Grecja, Węgry, Irlandia, Włochy, Japonia, Korea, Luksemburg, Holandia, Nowa Zelandia, Norwegia, Polska, Portugalia, Republika Słowacka, Hiszpania, Szwecja, Szwajcaria, Turcja, Wielka Brytania, Stany Zjednoczone.

ANEKS E: GLOSARIUSZ I LISTA SKRÓTÓW

W niniejszym raporcie użyto skrótów stosowanych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną. Mimo, iż skróty te były wyjaśniane w tekście podczas ich pierwszego użycia, poniższy glosariusz oferuje szybki i ujednoczony przegląd dla całego ich zbioru.

AAU	assigned amount units (jednostki przyznanej energii)
Bcm	billion cubic metres (miliard metrów sześciennych)
CCS	carbon capture and storage (wychwytywanie i składowanie CO ₂)
CDM	clean development mechanism (under the Kyoto Protocol) mechanism czystego rozwoju (w ramach Protokołu z Kioto)
CHP	combined heat and power (Kogeneracja energii elektrycznej i ciepła)
CNG	compressed natural gas (sprężony gaz ziemny)
CO ₂	carbon dioxide (dwutlenek węgla)
CO ₂ -eq	carbon dioxide equivalent (równowartość dwutlenku węgla)
DSM	demand-side management (zarządzanie stroną popytową)
DSO	distribution system operator (operator systemu dystrybucyjnego)
EC	European Commission (Komisja Europejska)
ERO	Energy Regulatory Office (Urząd Regulacji Energetyki)
ESCO	energy services company (przedsiębiorstwo usług energetycznych)
ETS	Emissions Trading Scheme (European Union) (System Handlu Emisjami UE)
EU	European Union (Unia Europejska)
FAME	fatty acid methyl ester (estry metylowe kwasów tłuszczowych)
GCV	gross calorific value (ciepło spalania)
GDP	gross domestic product (Produkt Krajowy Brutto)
GHG	greenhouse gas (gaz cieplarniany)
GWh	gigawatt-hour (gigawat na godzinę)
IEA	International Energy Agency (Międzynarodowa Agencja Energetyczna)
IPCC	Intergovernmental Panel of Climate Change (Międzynarodowy Zespół ds. Zmian Klimatu)
JI	joint implementation (under the Kyoto Protocol) wspólne wdrożenia (w ramach Protokołu z Kioto)
kb/d	thousand barrels per day (tysiąc baryłek dziennie)
LCPD	Large Combustion Plant Directive (European Commission)
LNG	liquefied natural gas (skroplony gaz ziemny)

LPG	liquefied petroleum gas (propan butan)
mb	million barrels (milion baryłek)
mcm	million cubic metres (milion metrów sześciennych)
Mt	million tonnes (milion ton)
Mtoe	million tonnes of oil equivalent (milion ton ekwiwalentu ropy naftowej)
MW	megawatt (megawaty)
NAP	National Allocation Plan (Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień)
NEEAP	National Energy Efficiency Action Plan (Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej)
NESO	National Emergency Sharing Organisation (Rządowa Grupa ds. Reagowania Kryzysowego)
NGO	non-governmental organisation (organizacje pozarządowe)
NIMBY	not in my backyard (byle nie na moim podwórku)
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju)
PPA	power purchasing agreement (umowa na zakup energii)
ppm	parts per million (cząsteczka na milion)
PPP	purchasing power parity: the rate of currency conversion that equalises the purchasing power of different currencies, <i>i.e.</i> estimates the differences in price levels between countries siła wartości nabywczej: kurs wymiany waluty, który zrównuje siłę nabywczą poszczególnych walut, tj. Szacuje różnice poziomów cen pomiędzy krajami
PV	photovoltaic (fotowoltaniczny)
R&D	research and development (badania i rozwój)
SME	small and medium-sized enterprises (małe i średnie przedsiębiorstwa)
SSO	storage system operator (operator systemu magazynowania)
TFC	total final consumption of energy (Finalna konsumpcja energii)
TJ	terajoules (teradžul)
toe	tonne of oil equivalent (ekwiwalent tony ropy naftowej)
TPA	third-party access (dostęp stron trzecich)
TPES	total primary energy supply (bilans energii pierwotnej)
TSO	transmission system operator (operator systemu przesyłowego)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Ramowa Konwencja ONZ w sprawie Zmian Klimatu)
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe (Komisja Gospodarcza ONZ ds. Europy)
USD	United States dollars (dolar amerykański)
VAT	value-added tax (podatek VAT)

Polskie skróty

CCTW:	Centrum Czystych Technologii Węglowych - Clean Coal Technologies Center
ICHPW:	Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla at Zabrze – Institute for Chemical Processing of Coal
DZW:	Dolnośląskie Zagłębie Węglowe – Lower Silesian coal basin
GIG:	Główny Instytut Górnictwa – The Central Mining Institute
GZW:	Górnośląskie Zagłębie Węglowe – Upper Silesian coal basin
LZW:	Lubelskie Zagłębie Węglowe - Lublin coal basin
NFOŚiGW:	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – National Fund for Environmental Protection and Water Management
PARG:	Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego – State Hard Coal Restructuring Agency
PKP:	Polskie Koleje Państwowe SA – Polish State Railways
PPWB:	Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego – Association of Brown Coal Producers

ANEKS F: BIBLIOGRAFIA

ARP (Agencja Rozwoju Przemysłu SA – Industrial Development Agency) (2004), Response to Questionnaire: “Economic and Social Aspects of Coal Industry Restructuring in Transition Economies”, ARP, Katowice, Polska.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – Federal Institute for Geosciences and Natural Resources) (2009), Reserves, Resources and Availability of Energy Resources – Annual Report 2009, BGR, Hannover, Germany, www.bgr.bund.de.

EEA (European Environment Agency) (2009), European Community Emission Inventory Report 1990–2007 under the UNECE Convention on Long-range Transboundary Air Pollution (LRTAP), Technical Report No. 8/2009, EEA, Copenhagen, Denmark.

ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation) (2010) *Solar Thermal Markets in Europe: Trends and Markets Statistics*, ESTIF, Brussels.

URE (Urząd Regulacji Energetyki) (2010) Krajowy Raport dla Komisji Europejskiej, Czerwiec 2010, Warszawa.

Global Insight (2010) *Country Summary – Poland*, IHS, Global Insight Inc.

Raport dla Komisji Europejskiej za 2008 rok na podstawie artykułu 4(1) Dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, Sierpień 2009, Warszawa.

Główny Urząd Statystyczny (2009) *Efektywność Wykorzystania Energii w latach 1997–2007*, GUS, Warszawa.

Główny Urząd Statystyczny (2010), informacje są dostępne na stronie <http://www.stat.gov.pl>, dostęp, I Kwartał 2010.

CEPiK (Centralna Ewidencja Pojazdów i Kierowców) (2010), informacje są dostępne na stronie <http://www.cepik.gov.pl>, dostęp, I Kwartał 2010.

IEA (2009) *Implementing Energy Efficiency Policies -- Are IEA Member Countries on Track?*, IEA/OECD Paris.

IEA (2010) *Energy and CO₂ Emissions Scenarios of Poland*, working paper, IEA, Paris.

IEA SHC (IEA Solar Heating and Cooling Programme) (2010) *Solar Heat Worldwide: Markets and Contribution to the Energy Supply 2008*, IEA SHC, Gleisdorf, Austria.

Kasztelewicz, Z. (2006), “Węgiel brunatny: optymalna oferta energetyczna dla Polski” (“Lignite: Optimal Energy for Poland”), PPWB w Bogatynia, redakcja Górnictwa Odkrywkowego, Bogatynia, Wrocław, Polska.

Mining Annual Review (1989-2007), Mining Annual Review, various years, The Mining Journal Ltd. / Mining Communications Ltd., London.

Ministerstwo Gospodarki (2007), *Strategia dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015*, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r., Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, Polska, www.mg.gov.pl/english/economy/coal+mining+sector/.

Ministerstwo Gospodarki (2009), *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.*, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, Polska.

NCB (National Coal Board) (1958), *Coal Mining in Poland: The Report of the Technical Mission of the National Coal Board*, National Coal Board, London.

OECD (2008) *Economic Survey of Poland*, OECD, Paris.

OECD (2009) *OECD Economic Outlook No. 85*, June, OECD, Paris.

PARG (Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa Węgla Kamiennego – State Hard Coal Restructuring Agency) (2001), “Restructuring Process of the Polish Hard Coal Industry in 1998–2000”, paper presented to Ad-hoc Group of Experts on Coal and Thermal Power, 19–20 November 2001, ENERGY/GE.1/2001/4/Add.2, UNECE, Geneva, Switzerland.

PGI (Polish Geological Institute – Państwowy Instytut Geologiczny) (2009), *Bilans Zasobów Kopalni i Wód Podziemnych w Polsce (Mineral and Groundwater Resources of Poland)*, PIG, Warszawa, Polska, www.pgi.gov.pl.

Piekorz, J. (2004), “Restructuring of the Polish Hard Coal Industry”, paper presented to Ad-hoc Group of Experts on Coal in Sustainable Development, UNECE, Geneva, Switzerland, 7–8 December, www.unece.org/ie/se/pp/csddec.html, accessed 15 July 2008.

Polish Economic Chamber for Renewable Energy, *REPAP2020 Renewable Energy Policy Action: Paving the Way Towards 2020*.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Ocena możliwości rozwoju i potencjału energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 r.*, Warszawa.

Walker, S. (2000), *Major Coalfields of the World*, 2nd edition, CCC/32, IEA Coal Research, London.



International
Energy Agency

Online bookshop

Buy IEA publications
online:

www.iea.org/books

PDF versions available
at 20% discount

Books published before January 2010
- except statistics publications -
are freely available in pdf

International Energy Agency • 9 rue de la Fédération • 75739 Paris Cedex 15, France

iea

Tel: +33 (0)1 40 57 66 90

E-mail:
books@iea.org

Key
World
Energy
STATISTICS

A wealth of
**ENERGY
STATS**
at your
fingertips

IEA
ENERGY STATS:
free download
to your iPhone
on iTunes and
AppShopper



International
Energy Agency

www.iea.org



IEA PUBLICATIONS, 9, rue de la Fédération, 75739 PARIS CEDEX 15
PRINTED IN FRANCE BY SOREGRAPH, FEBRUARY 2011
(612011041P1) ISBN: 9789264098183

Obecny dokument był oryginalnie opublikowany przez MAE w języku angielskim.
Pomimo iż ten tekst został przetłumaczony możliwie najdokładniej dzięki współpracy
z Departamentem Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej,
mogą istnieć drobne różnice w przekładzie.

Polska

Polska dokonała godnych pochwały wysiłków w rozwoju solidnych ram polityki energetycznej w ostatnich latach. Jako że bezpieczeństwo energetyczne stanowi jeden z głównych priorytetów polityki państwa, kraj zwiększa bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego poprzez budowę terminalu LNG, zwiększa pojemność podziemnych magazynów gazu i zwiększa krajową produkcję gazu. Także polskie plany w zakresie rozwoju transgranicznych połączeń energetycznych i gazowych przyczynią się do bezpieczeństwa dostaw w regionie. Ponadto, rząd ogłosił ambitny program atomowy do 2030 r., przewidujący uruchomienie pierwszego bloku elektrowni jądrowej przed rokiem 2022. Inne przedsięwzięcia obejmują zmniejszenie energochłonności, zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii oraz położenie większego nacisku na badania i rozwój w sektorze energii (R&D).

Pomimo tych pozytywnych zmian, możliwa jest dalsza poprawa strategii energetycznej Polski. Po pierwsze, potrzebna jest bardziej zintegrowana polityka energetyczno-klimatyczna aby w sposób stabilny wprowadzić Polskę na ścieżkę niskoemisyjną przy jednoczesnym zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego. Po drugie, polityka energetyczna mogłaby położyć większy nacisk na promowanie konkurencji dla większej efektywności rynków energetycznych. Szczególnym wyzwaniem będzie dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego Polski, co wymagać będzie ogromnych inwestycji. Węgiel stanowi 55% pierwotnej podaży energii Polski i 92% produkcji energii elektrycznej, podnosząc istotne wyzwania związane ze zmianami klimatu i ochroną środowiska. W tym kontekście wysiłki Polski w celu poprawy efektywności energetycznej i zróżnicowania bilansu energetycznego kraju są godne pochwały i powinny być kontynuowane. Zachęcające jest także zwrócenie uwagi rządu na badania i rozwój w obszarze czystych technologii węglowych, w tym wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS). Rząd mógłby bardziej skupić się na pozytywnej roli jaką może odegrać gaz ziemny w dekarbonizacji bilansu energii elektrycznej, zwłaszcza jeżeli potwierdziłyby się potencjalne zasoby gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Dla skorzystania z tych zasobów niezbędne jest przygotowanie niezbędnych ram prawnych i regulacyjnych.

Ten całościowy Przegląd analizuje wyzwania energetyczne, przed którymi stoi Polska i przedstawia oceny oraz formułuje rekomendacje dla dalszego udoskonalania strategii energetycznej. Przegląd ma na celu pomóc krajowi w dochodzeniu do bardziej bezpiecznej i zrównoważonej przyszłości energetycznej.