

The cover features a stylized world map with a red-to-yellow color gradient. The title 'World Energy Outlook' is centered in a large, bold, white, italicized font. Below it, the word 'SYNTEZA' is written in a smaller, bold, yellow font. On the right side, the year '2009' is displayed in large, bold, yellow digits. The background has a glowing, crackle-like texture.

World Energy Outlook

SYNTEZA



International
Energy Agency

World Energy Outlook

2009

Od zeszłorocznego wydania *World Energy Outlook* (WEO-2008) kryzys gospodarczy doprowadził zarówno do spadku zużycia energii, jak i emisji CO₂ oraz inwestycji. Czy oznacza to możliwość zahamowania zmian klimatu, czy też raczej groźbę, że nadchodzące ożywienie gospodarcze może zostać zduszone w zarodku?

Jakie zobowiązania i środki powinni podjąć podczas Konferencji Klimatycznej ONZ (COP 15) w Kopenhadze negocjatorzy ds. klimatu, jeżeli naprawdę chcą powstrzymać wzrost temperatur na świecie? Ile to może kosztować? Jak dużo musiałyby zapłacić kraje rozwinięte, aby sfinansować działania podejmowane poza ich terytorium?

Jak duże są światowe zasoby gazu ziemnego i jaki jest typowy cykl produkcji pola gazowego? Co oznacza boom gazu niekonwencjonalnego w USA dla reszty świata? Czy czeka nas globalna nadpodaż gazu? Jaką rolę gaz będzie odgrywał w bilansie energetycznym przyszłości? Jak może zmienić się sposób ustalania ceny gazu ziemnego?

WEO-2009 zawiera odpowiedzi na te i wiele innych pytań. Publikowane dane są wyjątkowo obfite, prognozy bardziej szczegółowe niż kiedykolwiek, a analiza pasjonująca.

World Energy Outlook

SYNTEZA

Polish translation



International
Energy Agency

2009

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

Komisja Europejska również
uczestniczy w pracach MAE.

ORGANIZACJA WSPÓŁPRACY GOSPODARCZEJ I ROZWOJU

OECD jest unikalnym forum, na którym rządy trzydziestu państw demokratycznych pracują razem w celu sprostania wyzwaniom gospodarczym, społecznym i ochrony środowiska, jakie stawia przed nimi globalizacja. OECD przoduje również w działaniach mających na celu zrozumienie nowych wyzwań i pomoc rządów w reagowaniu na związane z nimi kwestie, takie jak ład korporacyjny, gospodarka oparta na informacji oraz wyzwania starzejącego się społeczeństwa. W ramach prac Organizacji rządy mogą porównywać swoje doświadczenia w zakresie prowadzonych przez nie polityk, poszukiwać odpowiedzi na wspólne problemy, identyfikować dobre praktyki, koordynować polityki krajowe i międzynarodowe.

© OECD/IEA, 2009

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE),
Szef Biura ds. Komunikacji i Informacji
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, Francja.

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

W ciągu ostatnich dwunastu miesięcy byliśmy świadkami niezwyklej zawirowań na światowych rynkach energetycznych, pomimo których wyzwania związane z transformacją światowego systemu energetycznego wciąż są pilne i trudne. Światowy kryzys finansowy i recesja mają decydujący wpływ na perspektywy rozwoju rynków energii, zwłaszcza na najbliższe lata. Zagregowany popyt światowy na energię znacząco zmalał wraz z osłabieniem aktywności ekonomicznej i to, jak szybko się odbije, zależy w głównej mierze od tempa poprawy gospodarki światowej. Reagując na zagrożenie krachem gospodarczym w wyniku kryzysu finansowego, państwa bezzwłocznie zastosowały skoordynowane instrumenty polityki fiskalnej i monetarnej na niespotykaną wcześniej skalę. W wielu przypadkach pakiety stymulacyjne zawierają narzędzia promocji czystej energii, tak by stawić czoła nawet większemu i równie realnemu, długofalowemu zagrożeniu, które wiąże się z katastrofalnymi zmianami klimatu.

To, jak odpowiemy na to wyzwanie, będzie miało daleko idące konsekwencje dla rynków energetycznych. Sektor energii, jako wiodące źródło emisji gazów cieplarnianych, leży u podłoża problemu i wobec tego musi być integralną częścią podjętych rozwiązań. Nadszedł czas na działanie: piętnasta ONZ-owska Konferencja Stron w Kopenhadze w grudniu 2009 r. to unikalny moment dla wynegocjowania porozumienia, które zastąpiłoby Protokół z Kioto i które wprowadziłoby świat na prawdziwie zrównoważoną ścieżkę zużycia energii. Tegoroczne wydanie *World Energy Outlook (WEO-2009)* dostarcza danych liczbowych określających to wyzwanie i wskazuje środki potrzebne, by mu sprostać.

Skala i zakres wyzwań stojących przed sektorem energii są olbrzymie - daleko większe niż powszechnie się uważa. Ale można i trzeba stawić im czoła. Recesja, poprzez ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w zasadzie ułatwiła zadanie transformacji sektora energii, dając nam bezprecedensową, choć ograniczoną w czasie, okazję do podjęcia działań w celu skoncentrowania inwestycji w technologie niskoemisyjne. Emisje dwutlenku węgla (CO₂) związane ze zużyciem energii będą w 2009 r. na poziomie daleko niższym niż byłyby gdyby nie recesja. Redukcja ta okaże się jednak niewiele warta, jeśli w Kopenhadze nie zostanie osiągnięte wiążące porozumienie a poziom emisji powróci na ścieżkę wzrostową.

Chociaż ciężar niezbędnych inwestycji poniosą głównie gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa, to jednak stanowisko rządów jest kluczowe do zmiany mapy inwestycji w energetyce. Polityki i ramy regulacyjne na poziomie krajowym i międzynarodowym będą stanowić o tym, czy decyzje inwestycyjne i konsumpcyjne będą ukierunkowywane na wybór opcji niskoemisyjnych. W związku z tym tegoroczne wydanie *World Energy Outlook* prezentuje wyniki dwóch scenariuszy: Scenariusza

Referencyjnego, który daje nam podstawowy obraz tego, jak światowe rynki energetyczne mogłyby ewoluować w sytuacji braku zmian dotychczasowych polityk i działań rządów; oraz Scenariusza 450, obrazującego świat, w którym podejmuje się wspólne działania w celu ograniczenia długoterminowej koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie 450 cząsteczek na milion ekwiwalentu CO₂ (ppm CO₂-eq) - cel, który zyskuje powszechne poparcie na świecie.

Kryzys finansowy chwilowo zahamował rosnące zużycie paliw kopalnych

Na skutek kryzysu finansowego i gospodarczego światowe zużycie energii spadnie w 2009 r. - po raz pierwszy od 1981 r. w znaczącym stopniu - ale biorąc pod uwagę obecne polityki rządowe, popyt na energię szybko powróci do długookresowego trendu wzrostowego wraz z początkiem ożywienia gospodarczego. W naszym Scenariuszu Referencyjnym prognozowany światowy popyt na energię pierwotną wzrasta o 1,5% rocznie pomiędzy 2007 a 2030 r., z nieco ponad 12 000 milionów ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe) do 16 800 Mtoe, co łącznie stanowi 40% wzrost. Głównym motorem tego wzrostu są rozwijające się kraje Azji, a zaraz po nich kraje Bliskiego Wschodu. W porównaniu z ubiegłoroczną edycją WEO, przewidywane tempo wzrostu zużycia energii jest wolniejsze, w głównej mierze za sprawą kryzysu mającego miejsce w pierwszych latach okresu objętego prognozą oraz na skutek nowych polityk rządowych przyjętych w ostatnim roku. Średnio w latach 2007-2010 popyt nieznacznie maleje pod wpływem gwałtownego spadku w 2009 r. - wstępne dane wskazują na spadek w tym roku nawet do 2%. Następnie popyt ożywia się. Jego tempo wzrostu osiąga średnio 2,5% rocznie w okresie 2010-2015 i zwalnia stopniowo po 2015 r. wraz z dojrzywaniem rozwijających się gospodarek i spowolnieniem światowego przyrostu ludności.

Paliwa kopalne pozostają dominującym źródłem energii pierwotnej na świecie w Scenariuszu Referencyjnym, stanowiąc ponad $\frac{3}{4}$ całkowitego wzrostu zużycia energii pomiędzy 2007 a 2030 r. W wartościach bezwzględnych, w okresie objętym prognozą najwięcej rośnie zużycie węgla, a w dalszej kolejności gazu ziemnego i ropy. Dominującym paliwem pierwotnym w 2030 r. pozostaje jednak ropa, pomimo iż jej udział spada z obecnych 34% do 30%. Popyt na ropę (wyłączając biopaliwa) wzrasta średnio o 1% rocznie w okresie objętym prognozą, z 85 mln baryłek dziennie (mb/d) w 2008 r. do 105 mb/d w 2030 r. Cały ten przyrost pochodzi z krajów spoza OECD, a popyt w krajach OECD w istocie maleje. Sektor transportowy odpowiada za 97% wzrostu zużycia ropy. Jako że wydobycie konwencjonalnej ropy naftowej w krajach spoza Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC) osiąga swój szczyt około 2010 r., większość potrzebnego wzrostu wydobycia będzie musiała pochodzić z państw OPEC, gdzie znajduje się przeważająca część pozostałych do wydobycia zasobów konwencjonalnej ropy naftowej.

Głównym czynnikiem kształtującym popyt na węgiel i gaz jest niepoohamowany wzrost zapotrzebowania dla produkcji energii elektrycznej. Prognozowany światowy popyt na energię elektryczną do 2030 r. wzrasta o 2,5% rocznie. Przeszło 80% przyrostu

przypada na kraje spoza OECD. Globalnie do 2030 r. dodatkowe zainstalowane moce produkcyjne energii elektrycznej wynoszą 4 800 gigawatów (GW) - prawie pięciokrotność obecnych mocy wytwórczych Stanów Zjednoczonych. Największy przyrost ma miejsce w Chinach (około 28% całości). Węgiel pozostaje głównym paliwem w sektorze elektroenergetycznym, a przy tym jego udział w światowej produkcji energii elektrycznej wzrasta o trzy punkty procentowe, osiągając 44% w 2030 r. Produkcja energii jądrowej wzrasta we wszystkich głównych regionach świata oprócz Europy, ale jej udział w całości produkcji energii elektrycznej spada.

Wyłączywszy elektrownie wodne, współczesne technologie oparte na odnawialnych źródłach energii (OZE), w tym energia wiatrowa, słoneczna, geotermalna, pływów i fal oraz bioenergetyka, odnotowują największy stopień wzrostu w Scenariuszu Referencyjnym. Większa część tego wzrostu przypada na sektor elektroenergetyczny: udział produkcji energii elektrycznej pochodzącej z OZE, nie uwzględniając elektrowni wodnych wzrasta z 2,5% w 2007 r. do 8,6% w 2030 r., z czego energia wiatrowa osiąga największy wzrost w wartościach bezwzględnych. Również konsumpcja biopaliw w transporcie wzrasta dynamicznie, natomiast udział elektrowni wodnych w produkcji energii elektrycznej spada z 16% do 14%.

Spadek poziomu inwestycji w sektorze energii będzie miał daleko idące konsekwencje

Poziom inwestycji w sektorze energetycznym spadł gwałtownie w ciągu ostatniego roku w obliczu mniejszych możliwości pozyskania finansowania, słabnącego zapotrzebowania na energię i niższego poziomu przepływów środków pieniężnych. Wszystkie te czynniki są pochodną kryzysu finansowego i gospodarczego. Spółki energetyczne uruchamiają mniej szybów naftowych i gazowych, ograniczają wydatki na rafinerie, rurociągi i elektrownie. Wiele rozpoczętych projektów jest spowalnianych a pewna część planowanych projektów została odłożona w czasie bądź anulowana. Przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe wydają mniej na nowe, bardziej wydajne energetycznie urządzenia, wyposażenie i samochody, co w długoterminowej perspektywie źle wroży efektywności zużycia energii.

Większość spółek sektora naftowego i gazowego ogłosiła cięcia wydatków kapitałowych oraz zapowiedziała opóźnienia bądź przerwanie części projektów - głównie jako wynik niższego poziomu przepływów środków pieniężnych. Szacujemy, że w skali światowej budżety inwestycyjne na wydobycie ropy i gazu zostały obniżone w 2009 r. o około 19% w porównaniu z 2008 r., co stanowi spadek inwestycji o ponad 90 miliardów USD. Projekty wydobycia ropy z piasków roponośnych w Kanadzie stanowią największą część wstrzymanych możliwości produkcyjnych w sektorze naftowym. Podobnie inwestycje w sektorze elektroenergetycznym napotkały trudności związane z pozyskaniem finansowania oraz spadkiem popytu, który ogranicza bieżące zapotrzebowanie na nowe moce wytwórcze. Pod koniec 2008 r. i na początku 2009 r., inwestycje w sektorze OZE spadły proporcjonalnie

bardziej niż w innych gałęziach produkcji energii elektrycznej, a ostatecznie w całym 2009 r. może to być spadek rządu 20%. Gdyby nie rządowe zachęty fiskalne, inwestycje w sektorze OZE stopniałyby o prawie 30%.

Spadające inwestycje w sektorze energetycznym będą miały daleko idące i - w zależności od reakcji rządów - potencjalnie groźne konsekwencje dla bezpieczeństwa energetycznego, zmian klimatycznych i ubóstwa energetycznego. Każdy przedłużający się spadkowy trend inwestycyjny, zwłaszcza w przypadku projektów o długim okresie wykonawczym, grozi ograniczeniem przyrostu mocy produkcyjnych w średnim okresie i wystąpieniem ryzyka niedostatku podaży. Taki stan rzeczy mógłby doprowadzić za kilka lat do ponownego, nagłego wzrostu cen, w momencie kiedy popyt najprawdopodobniej umacniałby się, i mógłby też stać się czynnikiem ograniczającym globalny wzrost gospodarczy. Dotyczy to zwłaszcza podaży ropy i energii elektrycznej. Każdy taki niedobór mógłby z kolei zagrozić trwałości odradzania się gospodarki. Niższe ceny paliw kopalnych podważają także atrakcyjność inwestycji w czyste technologie energetyczne (choć ostatnie posunięcia rządów zachęcające do takich inwestycji i wchodzące w skład pakietów stymulacyjnych pomagają w zapobieganiu takiemu zjawisku). Cięcia inwestycji w infrastrukturę sektora energetycznego grożą także utrudnieniem dostępu do energii elektrycznej czy innych nowoczesnych nośników energii dla ubogich gospodarstw domowych.

Kryzys finansowy zmusił nas do zastanowienia się, czy wszystkie inwestycje w sektorze energetycznym niezbędne do sprostania rosnącemu popytowi mogą zostać uruchomione. Kapitał niezbędny do zaspokojenia przewidywanego popytu na energię do 2030 r. w Scenariuszu Referencyjnym jest ogromny, sięgający łącznie kwoty 26 bilionów USD (w wartościach dolara amerykańskiego z 2008 r.), czyli średnio 1,1 biliona USD lub 1,4% światowego PKB rocznie. Sektor elektroenergetyczny wymaga inwestycji na poziomie 53% całości tej sumy. Ponad połowa wszystkich inwestycji energetycznych potrzebna jest w państwach rozwijających się, gdzie przewidywany popyt i podaż rosną najszybciej. Z uwagi na nikłe szanse na szybki powrót do czasów tanich i łatwych kredytów, finansowanie inwestycji w sektorze energetycznym będzie w średnim okresie, w większości przypadków, trudniejsze i droższe niż miało to miejsce przed kryzysem.

Brak zmiany dotychczasowych działań prowadzi do niepokojącej zależności od energii kopalnej

Podążanie dzisiejszą ścieżką energetyczną, bez żadnych zmian w politykach rządów, oznaczałoby gwałtownie rosnącą zależność od paliw kopalnych, co miałoby niekorzystny wpływ na zmiany klimatyczne i bezpieczeństwo energetyczne. Scenariusz Referencyjny zakłada dalszy szybki wzrost emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii do 2030 r., będący następstwem zwiększonego światowego zapotrzebowania na energię kopalną. Emisje CO₂ i tak wzrosły już z poziomu 20,9 gigaton (Gt) w 1990 r.

do poziomu 28,8 Gt w 2007 r., a przewidywany jest dalszy wzrost tych wartości do odpowiednio 34,5 Gt w 2020 r. i 40,2 Gt w 2030 r. - co stanowi średni wzrost na poziomie 1,5% rocznie w całym okresie objętym prognozą. W 2020 r., światowe emisje są mniejsze o 1,9 Gt (5%) w porównaniu ze Scenariuszem Referencyjnym WEO-2008. $\frac{3}{4}$ tego spadku jest efektem kryzysu gospodarczego i związanego z nim niższego popytu na energię kopalną, podczas gdy reszta jest efektem wydatków stymulacyjnych rządów na promocję niskoemisyjnych technologii oraz innych nowo wdrożonych polityk energetycznych i klimatycznych. Wstępne dane sugerują, że światowe emisje CO₂ związane ze zużyciem energii mogą spaść w 2009 r. - przypuszczalnie o około 3% - chociaż spodziewany jest powrót trendu wzrostowego emisji od 2010 r.

Kraje spoza OECD odpowiadają za całość przewidywanego wzrostu emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii do 2030 r. $\frac{3}{4}$ z 11 Gt przyrostu pochodzi z Chin (gdzie emisje rosną o 6 Gt), Indii (2 Gt) i Bliskiego Wschodu (1 Gt). Przewiduje się nieznaczny spadek emisji w państwach OECD z uwagi na spowolnienie popytu na energię (będące w bliskim okresie skutkiem kryzysu a w dłuższej perspektywie wynikiem znaczących postępów w zakresie efektywności energetycznej) i większe zastosowanie energii jądrowej i OZE, w dużej mierze dzięki już przyjętym politykom ograniczającym zmiany klimatyczne i podnoszącym bezpieczeństwo energetyczne. Natomiast we wszystkich głównych państwach spoza OECD obserwuje się wzrost emisji. Niemniej jednak, podczas gdy państwa spoza OECD odpowiadają dziś za 52% światowych emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii rocznie, to odpowiadają tylko za 42% skumulowanych emisji świata od 1890 r.

Te trendy prowadziłyby do szybkiego wzrostu koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze. Stopa wzrostu konsumpcji energii kopalnej przewidywana w Scenariuszu Referencyjnym prowadzi nas nieuchronnie w kierunku długoterminowej koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie przekraczającym 1 000 ppm ekwiwalentu CO₂. Koncentracja CO₂ zakładana w Scenariuszu Referencyjnym spowodowałaby wzrost średniej temperatury światowej o nawet 6 °C. To niemalże na pewno spowodowałoby olbrzymie zmiany klimatyczne i nieodwracalne szkody dla naszej planety.

Trendy zawarte w Scenariuszu Referencyjnym uwydatniają także obawy co do bezpieczeństwa dostaw nośników energii. O ile, zgodnie z założeniami Scenariusza Referencyjnego, OECD będzie importować mniej ropy naftowej w 2030 r. niż dzisiaj, to niektóre państwa spoza OECD, zwłaszcza Chiny i Indie, będą notować znaczący wzrost importu. Wzrost importu netto nastąpi także w większości regionów świata sprowadzających gaz ziemny, w tym w Europie i krajach rozwijających się Azji. Prognozy zawarte w Scenariuszu Referencyjnym wskazują na coraz wyższy poziom wydatków na import energii, stanowiąc poważny ciężar ekonomiczny dla importerów. Zakłada się, że ceny ropy naftowej spadną z poziomu 97 USD za baryłkę w 2008 r. do poziomu około 60 USD za baryłkę w 2009 r. (mniej więcej poziom z połowy 2009 r.),

ale następnie odbiją się wraz z poprawą sytuacji gospodarczej, aby osiągnąć poziom 100 USD za baryłkę do 2020 r. i 115 USD za baryłkę do 2030 r. (w wartościach dolara z 2008 r.). W wyniku tego przewiduje się, że państwa OECD liczone jako grupa będą wydawać średnio blisko 2% PKB na import ropy naftowej i gazu w okresie do 2030 r. Ten ciężar jest nawet wyższy w przypadku większości państw importerów spoza OECD. W rozbiciu na poszczególne kraje świata, Chiny wyprzedzają niedługo po 2025 r. Stany Zjednoczone jako państwo o najwyższych wydatkach na import ropy i gazu (w ujęciu pieniężnym), podczas gdy Indie prześcigają niebawem po 2020 r. Japonię, stając się trzecim największym importerem. Rosnąca koncentracja światowych zasobów konwencjonalnych ropy i gazu w niewielkiej liczbie państw, włączając Rosję i bogate w zasoby kraje Bliskiego Wschodu, spowoduje wzrost ich pozycji rynkowej i możliwości kształtowania cen.

Poszerzanie dostępu do nowoczesnej energii dla najuboższych pozostaje palącym problemem. Szacujemy, że 1,5 mld ludzi - ponad 1/5 populacji świata - wciąż nie ma dostępu do energii elektrycznej - około 85% z nich zamieszkuje obszary wiejskie, głównie w Afryce Subsaharyjskiej i Azji Południowej. W Scenariuszu Referencyjnym, liczba osób na całym świecie bez dostępu do energii elektrycznej maleje jedynie o 200 mln do 2030 r., ale rośnie w przypadku Afryki. Poszerzanie dostępu do nowoczesnej energii jest warunkiem niezbędnym dla ludzkiego rozwoju. Powszechny dostęp do energii elektrycznej mógłby zostać osiągnięty przy zastosowaniu odpowiednich polityk oraz dodatkowych inwestycjach światowych na poziomie 35 mld USD rocznie (w wartościach dolara z 2008 r.) do 2030 r., co stanowi tylko 6% wartości inwestycji w sektorze elektroenergetycznym zakładanych w Scenariuszu Referencyjnym. Związany z tym wzrost popytu na energię pierwotną i emisji CO₂ byłby bardzo nieznaczny.

Ograniczenie wzrostu temperatury do 2°C wymaga rewolucji niskoemisyjnej w sektorze energetycznym

Chociaż podzielone są opinie na temat tego, co może być uznane za zrównoważony, długoterminowy poziom rocznych emisji CO₂ dla sektora energetycznego, coraz powszechniej przyjmuje się, że należy ograniczyć wzrost temperatury na świecie do 2°C. Aby ograniczyć do 50% prawdopodobieństwo wzrostu średniej światowej temperatury o więcej niż 2°C, koncentracja gazów cieplarnianych w atmosferze musiałaby być ustabilizowana na poziomie około 450 ppm ekwiwalentu CO₂. W Scenariuszu 450 pokazujemy, jak ten cel może zostać osiągnięty dzięki radykalnym i skoordynowanym działaniom strategicznym we wszystkich częściach świata. W tym scenariuszu światowe emisje CO₂ związane ze zużyciem energii osiągają swój szczyt na poziomie 30,9 Gt na krótko przed 2020 r. i spadają następnie do poziomu 26,4 Gt w 2030 r. - o 2,4 Gt poniżej emisji w 2007 r. i o 13,8 Gt poniżej przewidywań wskazanych w Scenariuszu Referencyjnym. Te ograniczenia wynikają z możliwej do osiągnięcia kombinacji instrumentów - w szczególności rynków emisji, porozumień

sektorowych oraz strategii i środków podjętych przez państwa - dostosowanych do warunków poszczególnych sektorów i grup państw. Tylko poprzez wykorzystanie potencjału ograniczeń każdego z sektorów i regionów mogą zostać osiągnięte niezbędne redukcje emisji. Zakładamy, że państwa OECD+ (grupa państw OECD i nie należących do OECD państw członkowskich UE) podejmą zobowiązania do redukcji krajowych emisji od 2013 r. Ponadto zakładamy, że wszystkie pozostałe państwa podejmą odpowiednie działania i polityki na poziomie krajowym oraz umożliwią obrót uprawnieniami do emisji. Natomiast po 2020 r. zobowiązania zostaną także podjęte przez Inne Wielkie Gospodarki - grupa krajów w której skład wchodzi Chiny, Rosja, Brazylia, RPA i Bliski Wschód.

Poziom redukcji emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii jaki zakładany jest w Scenariuszu 450 (w porównaniu ze Scenariuszem Referencyjnym) do 2020 r. - w ciągu jedynie najbliższej dekady - wydaje się trudny do zrealizowania, ale kryzys finansowy stwarza nam niepowtarzalną możliwość podjęcia niezbędnych działań w miarę zmian nastrojów politycznych. Zakładana w Scenariuszu 450 ilość emisji w 2020 r. na poziomie 30,7 Gt jest niższa o 3,8 Gt niż w Scenariuszu Referencyjnym. W krajach spoza OECD obecnie rozważane polityki rządowe razem z porozumieniami sektorowymi w transporcie i przemyśle przynoszą efekt w postaci redukcji emisji o 1,6 Gt. Bez właściwych ram współpracy międzynarodowej nie możemy jednak liczyć na takie efekty. Wyzwaniem dla negocjatorów międzynarodowych jest znalezienie takich instrumentów, które dadzą odpowiedni poziom dodatkowych bodźców gwarantujących wdrożenie niezbędnych środków. W Scenariuszu 450 same Chiny, stosując odpowiednie strategie na poziomie krajowym, osiągają redukcję emisji na poziomie 1 Gt, co plasuje ten kraj na czele światowych wysiłków zmierzających do ograniczenia zmian klimatycznych. Pozostałe redukcje emisji w 2020 r. osiągnięte zostają dzięki państwom grupy OECD+ poprzez zastosowanie maksymalnych pułapów emisji w sektorze elektroenergetycznym i poszczególnych gałęziach przemysłu, przyjęcie strategii na poziomie krajowym i poprzez finansowanie - w ramach rynków emisji - dodatkowych redukcji w państwach spoza OECD. W 2020 r. cena emisji tony CO₂ w państwach OECD+ osiąga poziom 50 USD. Kryzys finansowy i gospodarczy na pewien czas spowolnił rosnącą dominację technologii wysokoemisyjnych. Mając na uwadze pobudzenie popytu w perspektywie najbliższych kilku lat, niezbędne jest osiągnięcie porozumienia zapewniającego jasne sygnały ekonomiczne, zachęcające do rozwoju i upowszechnienia technologii niskoemisyjnych.

Zakładając osiągnięcie nowego, międzynarodowego porozumienia klimatycznego oraz całościową i szybką zmianę sposobu w jaki produkujemy, przesyłamy i zużywamy energię, co byłoby prawdziwą rewolucją niskoemisyjną, moglibyśmy wprowadzić świat na ścieżkę 450 ppm. Musimy nauczyć się wykorzystywać energię w sposób bardziej efektywny, a zawartość pierwiastka węgla w energii, którą zużywamy musi zostać ograniczona poprzez przestawienie się na źródła nisko bądź

zupełnie bezemisyjne. W Scenariuszu 450 popyt na energię pierwotną rośnie o 20% pomiędzy rokiem 2007 a 2030, czyli średnio 0,8% rocznie, podczas gdy w Scenariuszu Referencyjnym wartość ta wynosi 1,5% rocznie. Większa efektywność energetyczna budynków i przemysłu zmniejsza popyt na energię elektryczną i, w mniejszym stopniu, na paliwa kopalne. Średnia intensywność emisyjna nowych samochodów zostaje zredukowana o ponad połowę, zmniejszając zużycie paliw. Udział paliw niekopalnych w bilansie energii pierwotnej wzrasta z 19% w 2007 r. do 32% w 2030 r., podczas gdy emisje CO₂ na jednostkę PKB są niższe o ponad połowę od ich wartości z 2007 r. Jednak zapotrzebowanie na wszystkie rodzaje paliw, z wyjątkiem węgla, jest wyższe w 2030 r. niż w 2007 r., a paliwa kopalne pozostają dominującym źródłem energii w 2030 r.

Efektywność energetyczna ma największy potencjał ograniczenia emisji

Efektywność zużycia końcowego energii ma największy udział w redukcji emisji CO₂ w 2030 r., stanowiąc ponad połowę całości ograniczeń w Scenariuszu 450 w porównaniu ze Scenariuszem Referencyjnym. Inwestycje w obszarze efektywności energetycznej w budynkach, przemyśle i transporcie zwykle mają krótkie okresy zwrotu i ujemny koszt netto obniżenia emisji, ponieważ oszczędności kosztów paliwa w całym okresie użytkowania kapitału często przewyższają dodatkowy koszt kapitałowy narzędzia efektywnościowego, nawet jeśli przyszłe oszczędności są zdyskontowane. Dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego także odgrywa ważną rolę w redukcji emisji. Sektor elektroenergetyczny stanowi ponad $\frac{2}{3}$ całości redukcji w Scenariuszu 450 (z czego 40% jest wynikiem niższego zapotrzebowania na energię elektryczną). Zauważalna jest znacząca zmiana w bilansie paliw i technologii w sektorze elektroenergetycznym: produkcja oparta na węglu jest ograniczona o połowę w 2030 r. w porównaniu ze Scenariuszem Referencyjnym, a energia jądrowa i OZE mają większy udział. USA i Chiny łącznie przyczyniają się do około połowy redukcji emisji w sektorze elektroenergetycznym. Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) w sektorze elektroenergetycznym i przemyśle odpowiada za 10% wszystkich oszczędności emisji w 2030 r. w porównaniu ze Scenariuszem Referencyjnym.

Środki przedsięwzięte w sektorze transportowym w celu poprawy efektywności spalania paliwa, zwiększenia udziału biopaliw i promocji nowych technologii samochodowych - w szczególności samochodów hybrydowych i elektrycznych - prowadzą do znaczącego obniżenia zapotrzebowania na ropę. Do 2030 r. zapotrzebowanie sektora transportowego na ropę zostaje zredukowane o 12 mln baryłek dziennie, co równa się 70% wszystkich oszczędności zużycia ropy w Scenariuszu 450. Transport samochodowy stanowi lwią część oszczędności sektora transportowego w zużyciu ropy. Mamy do czynienia z radykalną zmianą struktury sprzedaży samochodów; w 2030 r. konwencjonalne silniki o spalaniu zamkniętym stanowią tylko około 40% sprzedaży, w porównaniu z ponad 90% w Scenariuszu Referencyjnym, natomiast pojazdy hybrydowe stanowią 30% sprzedaży, a reszta to pojazdy elektryczne i hybrydowe

ładowane z gniazdek elektrycznych. Udoskonalenie rozwiązań efektywnościowych w nowych samolotach i użycie biopaliw w lotnictwie przyczyni się do zmniejszenia zapotrzebowania na ropę o 1,6 mln baryłek w 2030 r.

Nowe mechanizmy finansowe będą decydujące dla upowszechnienia technologii niskoemisyjnych

Scenariusz 450 oznacza inwestycje w infrastrukturę i kapitał energetyczny o 10,5 bln USD wyższe niż w Scenariuszu Referencyjnym do końca okresu objętego prognozą. Około 45% dodatkowych potrzeb inwestycyjnych - 4,7 bln USD - wymaga sektor transportowy. Dodatkowe inwestycje (włączając nabycie przez gospodarstwa domowe nowych urządzeń zużywających energię) sięgają 2,5 bln USD w budynkach (wliczając domowe i komercyjne urządzenia i wyposażenie), 1,7 bln USD w elektrowniach, 1,1 bln USD w przemyśle i 0,4 bln USD w produkcji biopaliw (w większości w zakresie technologii drugiej generacji, które staną się bardziej powszechne po 2020 r.). Ponad $\frac{3}{4}$ wszystkich dodatkowych inwestycji, które geograficznie rozkładają się niemal równo pomiędzy państwa grupy OECD+ i resztę świata, przypadnie na lata 20. XXI w. W ujęciu rocznym dodatkowe światowe inwestycje osiągną poziom 430 mld USD (0,5% PKB świata) w 2020 r. i 1,2 bln USD (1,1% PKB) w 2030 r. Większość z tego będzie musiała być zainwestowana przez sektor prywatny; same gospodarstwa domowe będą musiały wyłożyć 40% wartości dodatkowych inwestycji w Scenariuszu 450, z czego większość z tych dodatkowych wydatków pójdzie na zakup niskoemisyjnych pojazdów. W krótkim okresie kluczowe znaczenie dla tych inwestycji będzie miało utrzymanie stymulacyjnych działań rządów.

Koszty dodatkowych inwestycji niezbędnych do wprowadzenia świata na ścieżkę 450 ppm, przynajmniej częściowo zwrócą się dzięki korzyściom gospodarczym i zdrowotnym, jak również w postaci poprawy bezpieczeństwa energetycznego. Zakłada się, że w okresie 2010-2030 wydatki na nośniki energii w transporcie, budynkach i przemyśle na świecie spadną o 8,6 bln USD. Same oszczędności kosztów paliwa w sektorze transportowym osiągną w okresie objętym prognozą sumę 6,2 bln USD. Import ropy i gazu, oraz powiązane wydatki w krajach OECD i rozwijających się państwach Azji są dużo niższe niż w Scenariuszu Referencyjnym, a także niższe niż w 2008 r. dla krajów OECD. Łączne przychody krajów OPEC z eksportu ropy w okresie 2008-2030 są o 16% niższe niż w Scenariuszu Referencyjnym, ale wciąż czterokrotnie wyższe w wartościach realnych niż w minionych 23 latach. Kolejne korzyści wynikają ze znacznych redukcji emisji zanieczyszczeń powietrza, zwłaszcza w Chinach i Indiach, oraz kosztów instalacji urządzeń kontrolujących zanieczyszczenia.

Powszechnie przyjmuje się, że państwa rozwinięte muszą zapewnić większe wsparcie finansowe państwom rozwijającym się w zakresie redukcji ich emisji; jednakże poziom wsparcia, mechanizmy jego zapewnienia i podział ciężaru pomiędzy państwa są kwestiami do negocjacji. Istnieje wiele potencjalnych

sposobów finansowania. W Scenariuszu 450 konieczne jest wdrożenie w 2020 r. 197 mld USD dodatkowych inwestycji w państwach spoza OECD; to jaka część tej sumy będzie wkładem państw grupy OECD+ jest całkowicie kwestią do negocjacji. Istnieje wiele kanałów, którymi fundusze mogłyby przepływać do państw rozwijających się. Międzynarodowy rynek handlu uprawnieniami do emisji będzie niewątpliwie odgrywał znaczącą rolę. W zależności od struktury rynku, wolumen handlu ograniczeniami emisji CO₂ na rynku pierwotnym pomiędzy państwami grupy OECD+ i innymi częściami świata może osiągnąć wielkość od 0,5 Gt do 1,7 Gt w 2020 r. W przypadku pośrednim cena za tonę CO₂ wynosi około 30 USD, a roczne obroty handlu na rynku pierwotnym około 40 mld USD. Obecny Mechanizm Czystego Rozwoju zgodnie z art. 12 Protokołu z Kioto będzie wymagał gruntownej reformy, aby mógł efektywnie i sprawnie sprostać znacznie zwiększonemu zakresowi działalności. Międzynarodowe fundusze są innym ważnym kanałem, który mógłby zapewnić narzędzia zwiększonych transferów finansowych do państw rozwijających się.

Gaz ziemny będzie odgrywał kluczową rolę niezależnie od przyjętych strategii

Wraz z przewidywanym powrotem wzrostu światowej gospodarki od 2010 r., popyt na gaz ziemny w skali globalnej odzyska swój długoterminowy trend wzrostowy, ale *tempo* wzrostu popytu zależy będzie kategorycznie od zdecydowania działań w zakresie polityk klimatycznych. Ograniczenia w zakresie tempa, w jakim technologie niskoemisyjne mogą zostać upowszechnione, oraz niższa emisyjność gazu od węgla i ropy oznaczają, że zapotrzebowanie na gaz będzie coraz większe - nawet w Scenariuszu 450. W Scenariuszu Referencyjnym światowe zapotrzebowanie na gaz rośnie z 3,0 bln m³ w 2007 r. do 4,3 bln m³ w 2030 r. - średnia stopa wzrostu na poziomie 1,5% rocznie. Udział gazu w światowym bilansie energii pierwotnej rośnie nieznacznie, z poziomu 20,9% w 2007 r. do poziomu 21,2% w 2030 r. Ponad 80% wzrostu zużycia gazu w latach 2007-2030 będzie mieć miejsce w państwach spoza OECD, przy czym największy wzrost będzie udziałem państw Bliskiego Wschodu. Indie i Chiny zanotują natomiast najszybsze stopy wzrostu. Sektor elektroenergetyczny będzie miał największy udział we wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny we wszystkich regionach.

Prognozy do 2015 r. różnią się wyraźnie od projekcji długoterminowych. Choć za 2008 r. i początek 2009 r. tylko częściowe i wstępne dane dotyczące popytu na gaz są dostępne, to jest prawdopodobne, że w 2009 r. w ujęciu światowym pierwotne zapotrzebowanie na gaz spadnie, być może nawet o 3%, w wyniku osłabienia się gospodarki. Zakładając, że światowa gospodarka zacznie się odradzać po 2010 r., zwiększy się także popyt globalny na gaz, który będzie rósł średnio o 2,5% rocznie w latach 2010-2015. Jednak moce produkcyjne będą rosły szybciej.

W Scenariuszu 450 pierwotny popyt globalny na gaz rośnie o 17% pomiędzy rokiem 2007 a 2030, ale jest też o 17% niższy niż w 2030 r. w porównaniu ze Scenariuszem

Referencyjnym. Zapotrzebowanie wciąż rośnie w okresie do 2030 r. w większości państw spoza OECD, ale w niektórych regionach świata nastąpi spadek popytu po 2020 r. Środki zachęcające do zmniejszenia zużycia energii obniżają zapotrzebowanie na gaz, poprzez poprawę efektywności jego zużycia i wsparcie technologii niskoemisyjnych. To bardziej niż równoważę zwiększoną konkurencyjność gazu w porównaniu z węglem i ropą naftową w produkcji energii elektrycznej i urządzeniach użytkownika końcowego, będącą wynikiem wyższych cen emisji CO₂ oraz instrumentów regulacyjnych. Popyt na gaz w państwach OECD generalnie osiąga swój szczyt około połowy okresu objętego prognozą w tym scenariuszu a następnie spada do 2030 r., jako rezultat przejścia wytwórców energii na inwestycje w moce produkcyjne wykorzystujące OZE i energię jądrową. USA odnotowują wyższe zużycie gazu niż w Scenariuszu Referencyjnym w ostatniej dekadzie okresu objętego prognozą, w dużej mierze z uwagi na wyższą konkurencyjność gazu w stosunku do węgla.

Zasoby gazu ziemnego są olbrzymie, ale ich wydobycie będzie utrudnione

Zasoby gazu wystarczą, aby pokryć wszelkie wyobrażalne wzrosty zapotrzebowania do 2030 r. i dużo dłużej, jednak koszty wydobycia nowych zasobów będą rosnąć w długim okresie. Na koniec 2008 r. potwierdzone złoża gazu na świecie wyniosły ponad 180 bln m³ - co stanowi około 60 lat produkcji na obecnym poziomie wydobycia. Ponad połowa tych złóż jest zlokalizowana tylko w trzech państwach: Rosji, Iranie i Katarze. Szacowane pozostałe wydobywalne zasoby gazu są jeszcze większe. Całość światowych wydobywalnych w długim okresie zasobów gazu jest szacowana na poziomie ponad 850 bln m³ (licząc tylko te kategorie zasobów, których komercyjna produkcja jest dzisiaj potwierdzona). Około 45% tej liczby stanowią niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego - głównie metanu występującego w złożach węgla kamiennego, *tight gas* (występującego w rezerwarach o niskiej przepuszczalności) czy *shale gas* (gaz ziemny otrzymywany w procesie przerobu łupków). Do dzisiaj tylko 66 bln m³ gazu została wydobyta (bądź spalona na kominach instalacyjnych - *flaring*).

Zakłada się, że prawie całkowity przewidywany przyrost produkcji gazu w latach 2007-2030 będzie miał miejsce w państwach spoza OECD. Największy wzrost produkcji i eksportu w wartościach bezwzględnych nastąpi na Bliskim Wschodzie: ten region dysponuje największymi złożami i ma najniższe koszty wydobycia, zwłaszcza jeśli gaz jest wydobywany wraz z ropą naftową. Iran i Katar odpowiadają za większość wzrostu produkcji. Także w Afryce, Azji Środkowej (zwłaszcza w Turkmenistanie), Ameryce Południowej i Rosji będziemy obserwować znaczący wzrost produkcji. Szacuje się znaczące zwiększenie międzyregionalnego handlu gazem w okresie objętym prognozą - z 677 mld m³ w 2007 r. do 1 070 mld m³ w 2030 r. w Scenariuszu Referencyjnym i nieco ponad 900 mld m³ w Scenariuszu 450. Europejskie państwa OECD oraz kraje Azji i Pacyfiku odnotują wzrost importu gazu w wartościach bezwzględnych w każdym ze scenariuszy.

Tempo spadku produkcji z istniejących pól gazowych jest najważniejszym czynnikiem determinującym skalę nowych mocy wydobywczych i inwestycji, jakie muszą być uruchomione, aby sprostać przewidywanemu wzrostowi zapotrzebowania. Szczegółowa, pogłębiona analiza historyczna trendów produkcji gazu z niemal 600 pól (które stanowią 55% światowej produkcji) wskazuje, że blisko połowa obecnych mocy produkcyjnych gazu będzie wymagała zastąpienia przed 2030 r. z powodu wyczerpania złóż. To dwukrotna wartość dzisiejszej produkcji gazu w Rosji. Do tego czasu tylko około $\frac{1}{3}$ produkcji pochodzi z obecnie uruchomionych pól w Scenariuszu Referencyjnym, pomimo ciągłych inwestycji w te instalacje. Tempa spadku produkcji z pól gazowych, po tym jak osiągnęły one szczyty produkcyjne, są niższe dla największych pól i wyższe dla pól podmorskich niż dla lądowych o zbliżonej wielkości. Zaobserwowane średnie tempo spadku produkcji z największych pól gazowych, po osiągnięciu maksymalnej produkcji, ważone wielkością produkcji, wynosi 5,3%. Bazując na tej liczbie i szacunkach co do rozkładu wielkości i wieku pól gazowych na całym świecie, globalne tempo spadku produkcji wynosi 7,5% dla wszystkich pól które osiągnęły maksymalny poziom produkcji - podobne tempo jak w przypadku pól naftowych.

Zasoby gazu niekonwencjonalnego zmieniają obraz gry w Ameryce Północnej i nie tylko

Obserwowany ostatnio, zwłaszcza w ciągu trzech ubiegłych lat, szybki rozwój zasobów niekonwencjonalnego gazu ziemnego w USA i Kanadzie, zmienił obraz rynku gazu zarówno w Ameryce Północnej jak i innych częściach świata. Nowe technologie, w szczególności odwierty poziome w połączeniu z metodą *hydraulic fracturing*, zwiększyły produktywność z poszczególnych szybów ze źródeł niekonwencjonalnych - zwłaszcza w zakresie gazu ziemnego otrzymywanego w procesie przerobu łupków - i obniżyły koszty produkcji. Ta dodatkowa podaż, w połączeniu ze słabszym popytem wynikającym z kryzysu gospodarczego i wyższym niż zwykle stanem zapelnienia magazynów, doprowadziła do gwałtownego spadku cen gazu w USA ze średniego poziomu 9 USD za milion brytyjskich jednostek cieplnych (MBtu) w 2008 r. do wartości poniżej 3 USD za MBtu na początku września 2009 r., wpływając na obniżenie zapotrzebowania na importowany skroplony gaz ziemny (LNG) i wywierając presję na obniżkę cen gazu w innych częściach świata. Spadek cen gazu w Ameryce Północnej nieuchronnie wpływa na zmniejszenie ilości wierceń, ale produkcja utrzymuje się na nadzwyczajnie wysokim poziomie, wskazując, że krańcowe koszty produkcji gwałtownie się obniżyły. Nasze analizy pokazują, że nowe niekonwencjonalne źródła zaopatrzenia posiadają potencjał wzrostu produkcji w Ameryce Północnej przy koszcie na wieży wiertniczej (*wellhead cost*) pomiędzy 3 a 5 USD za MBtu (w wartościach dolara z 2008 r., uwzględniając koszty wierceń i realizacji) w ciągu kilku nadchodzących dekad, jednak przewiduje się, iż rosnące ceny materiałów i stawek wynajmu platform wiertniczych

będą wywierać z czasem coraz silniejszą presję na koszt jednostkowy. Wysoki stopień spadku wydobycia gazu niekonwencjonalnego także będzie wymagał ciągłych wierceń i realizacji nowych szybów, aby możliwe było utrzymanie produkcji.

Zakres, w jakim boom produkcji gazu niekonwencjonalnego w Ameryce Północnej może być powtórzony w innych regionach świata obdarzonych podobnymi zasobami, pozostaje kwestią wysoce niepewną. Poza Ameryką Północną niekonwencjonalne zasoby nie zostały jeszcze szczegółowo oszacowane i produkcja gazu tego typu jest wciąż niewielka. Niektóre regiony, jak Chiny, Indie, Australia i Europa zdają się mieć bardzo pokaźne zasoby, jednak w niektórych przypadkach ich wykorzystaniu może przeszkodzić wiele istotnych czynników. Wśród nich należy wymienić ograniczenia fizycznego dostępu do złóż, potrzeby ogromnych ilości wody do uruchomienia szybów, kwestie środowiskowe i odległość złóż od istniejącej infrastruktury przesyłowej. Dodatkowo zagadnienia geologicznej charakterystyki jeszcze niezbadanych złóż mogą stanowić poważne problemy techniczne i ekonomiczne ich rozwoju. W Scenariuszu Referencyjnym produkcja gazu niekonwencjonalnego rośnie z 367 mld m³ w 2007 r. do 629 mld m³ w 2030 r., przy czym większość wzrostu będzie mieć miejsce w USA i Kanadzie. Udział gazu niekonwencjonalnego w całości produkcji Stanów Zjednoczonych rośnie z ponad 50% w 2008 r. do prawie 60% w 2030 r. W rejonie Azji i Pacyfiku (poza Australią) oraz Europie, przewiduje się wzrost produkcji w drugiej połowie okresu objętego prognozą, jednak udział gazu niekonwencjonalnego w całości produkcji w tych regionach pozostaje niewielki. Globalnie udział niekonwencjonalnego gazu rośnie z 12% w 2007 r. do 15% w 2030 r. Ta prognoza, zwłaszcza po 2020 r., jest obciążona dużą niepewnością, gdyż potencjał wzrostu produkcji jest dużo większy.

Grozi nam nadpodaż gazu ziemnego

Niespodziewany boom produkcji gazu niekonwencjonalnego w Ameryce Północnej, w połączeniu ze zmniejszonym popytem spowodowanym trwającym kryzysem, może przyczynić się do znacznej nadpodaży gazu ziemnego w najbliższych latach. Nasze analizy trendów popytu na gaz i zdolności produkcyjnych, które oparte są na dogłębnej ocenie bieżących inwestycji i dodatkowych mocy produkcyjnych w zakresie wydobycia, infrastruktury rurociąkowej i projektów LNG, wskazują na duży przyrost wolnych mocy przesyłowych gazu pomiędzy poszczególnymi regionami świata. Szacujemy, że niepełne wykorzystanie rurociągów przesyłowych pomiędzy głównymi regionami oraz światowych mocy skraplania LNG, razem wzięte, rośnie z poziomu 60 mld m³ w 2007 r. aż do prawie 200 mld m³ w latach 2012-2015. Stopień wykorzystania tych instalacji spada z 88% do poniżej 75%. Spadek wykorzystania instalacji będzie najbardziej zauważalny jeśli chodzi o rurociągi. Właściciele nowych instalacji LNG będą najprawdopodobniej bardziej skłonni do oferowania pozakontraktowych dostaw na rynkach *spot* po każdej cenie, która gwarantuje znalezienie nabywcy, wypychając z rynku gaz, który w innym przypadku stałby się przedmiotem handlu międzynarodowego przy wykorzystaniu

rurociągów (dlatego gwarancje wielkości wolumenów w długoterminowych kontraktach typu *take-or-pay* będą ograniczać w jakiś sposób zakres w jakim nabywcy będą w stanie zredukować wolumeny gazu przesyłane rurociągami).

Grożąca nadpodaż gazu ziemnego może mieć daleko idące konsekwencje dla struktury rynków gazu i dla sposobu ustalania cen gazu w Europie oraz regionie Azji i Pacyfiku. Znacznie zmniejszony import gazu do USA (z uwagi na perspektywy produkcji własnej i niższy niż spodziewany popyt) może doprowadzić w najbliższych latach do odmiennej sytuacji na rynkach głównych regionów świata (Ameryka Północna, Europa i Azja-Pacyfik). Stosunkowo niskie ceny gazu ziemnego w Ameryce Północnej mogą zniechęcać do importu LNG. Zakładając wzrost cen ropy naftowej w najbliższych latach - oraz brak zasadniczych zmian metod kształtowania cen - ceny gazu ziemnego będą miały tendencję rosnącą w Europie oraz regionie Azji i Pacyfiku z powodu dominacji indeksacji do cen ropy naftowej w kontraktach długoterminowych, odwrotnie niż w Ameryce Północnej. Jednak spadające ceny LNG mogą wywierać coraz większą presję na eksporterów i graczy rynku w Europie oraz regionie Azji i Pacyfiku, aby porzucić, bądź dostosowywać formalną zależność cen ropy naftowej i gazu w kontraktach długoterminowych. Jeśli główne państwa eksportujące ugną się pod presją wywieraną przez importerów, aby modyfikować warunki cenowe w kontraktach długoterminowych i udostępnią dostawy pozakontraktowe na rynkach spotowych, możemy spodziewać się niższych cen. To pomogłoby zwiększyć popyt, szczególnie w sektorze elektroenergetycznym (gdzie istnieją już możliwości krótkoterminowego przełączania się na inne rodzaje paliw a nowe elektrownie gazowe mogłyby być oddane do użytku w ciągu 3-4 lat) i ograniczyć nadwyżkę podaży gazu ziemnego w średnim okresie.

Państwa ASEAN staną się kluczowym rynkiem energetycznym

Przewiduje się, że dziesięć państw Stowarzyszenia Narodów Azji Południowo-Wschodniej (ASEAN) będzie odgrywać coraz większą rolę na globalnym rynku energetycznym w najbliższych dekadach. Birma, Brunei, Filipiny, Indonezja, Kambodża, Laos, Malezja, Singapur, Tajlandia i Wietnam razem stanowią jeden z najbardziej dynamicznych i różnorodnych regionów, z gospodarką tak dużą jak gospodarka Kanady i Meksyku razem wzięte i populacją przewyższającą liczebnie populację Unii Europejskiej. Ich konsumpcja energii już jest porównywalna z Bliskim Wschodem i oczekuje się, że będzie rosła szybko ze stosunkowo niskiego poziomu *per capita*, co będzie napędzane przez szybki wzrost gospodarczy i przyrost naturalny oraz postępującą urbanizację i industrializację. W Scenariuszu Referencyjnym zapotrzebowanie na energię pierwotną ASEAN rośnie o 76% w latach 2007-2030, co oznacza średnią roczną stopę wzrostu na poziomie 2,5% - dużo wyższym niż średnia stopa wzrostu w pozostałych częściach świata. Odzwierciedlając bieżące spowolnienie gospodarcze, popyt będzie rósł nieznacznie w bliskim okresie, potem przyspieszy.

Nawet w Scenariuszu 450 popyt rośnie na poziomie 2,1% rocznie. W połączeniu ze wzrostem znaczenia Chin i Indii na światowej scenie energetycznej, trendy te wskazują na skupianie się aktywności energetycznej na terenie Azji.

Wiele przeszkód będzie musiało zostać pokonanych, jeśli Azja Południowo-Wschodnia ma zapewnić sobie dostęp do energii niezbędnej, aby sprostać jej rosnącym potrzebom po akceptowalnej cenie i w sposób zrównoważony. Sektor energetyczny w przeważającej części tego regionu ma trudności dotrzymania kroku szybkiemu wzrostowi popytu, doświadczanemu od odrodzenia się gospodarki regionu po azjatyckim kryzysie finansowym z lat 1997-1998. Dysponując tylko około 1% światowych potwierdzonych zasobów ropy naftowej, region jest w ogromnym stopniu uzależniony od importu, co nasili się w przyszłości. Region stoi także w obliczu możliwych niedoborów gazu ziemnego w nadchodzących dekadach, pomimo coraz szerszego zastosowania energetyki węglowej. O ile poszczególne obszary Azji Południowo-Wschodniej są stosunkowo zasobne w OZE, różne fizyczne i ekonomiczne czynniki powodują, że znaczna ich część jest niewykorzystywana. Scenariusz Referencyjny wskazuje, że łącznie 1,1 bln USD musi zostać zainwestowane w infrastrukturę energetyczną państw ASEAN w latach 2008-2030, z czego ponad połowa w sektor elektroenergetyczny. W Scenariuszu 450 całkowite potrzeby inwestycyjne są o 390 mld USD wyższe. Finansowanie jest głównym wyzwaniem, utrudnionym przez trwający globalny kryzys finansowy, który zmusił koncerny energetyczne do obciążenia wydatków kapitałowych i opóźnień lub zaniechania realizacji projektów. W tym samym czasie dostęp do nowoczesnych usług energetycznych wciąż pozostaje ograniczony w niektórych częściach regionu: szacuje się, że 160 mln osób nie ma dziś dostępu do energii elektrycznej, jednak w Scenariuszu Referencyjnym liczba ta zmniejsza się do 63 mln w 2030 r.

Zamienić obietnice w rzeczywistość

Nadchodząca Konferencja Klimatyczna Narodów Zjednoczonych w Kopenhadze przyniesie ważne wskazówki co do czekającej nas przyszłości energetycznej. Niezależnie od jej wyników implementacja zobowiązań, które zostaną podjęte - od razu bądź później - pozostanie zagadnieniem kluczowym. Droga z Kopenhagi będzie niewątpliwie tak wyboista, jak ta prowadząca do niej. Będzie musiała być wybrukowana czymś więcej niż tylko dobrymi chęciami. MAE już wezwała wszystkie państwa do podjęcia działań na dużą skalę - *Clean Energy New Deal* - aby wykorzystała możliwość, jaką daje kryzys gospodarczy i finansowy do osiągnięcia trwałej zmiany inwestycji w kierunku technologii niskoemisyjnych, które będą niezbędne do ograniczenia wzrostu emisji gazów cieplarnianych związanych ze zużyciem energii. Niedawne inicjatywy wielu państw w ramach pakietów stymulacyjnych są ważnym krokiem w tym kierunku. Ale o wiele więcej musi zostać zrobione, aby chociaż zbliżyć się do takiego poziomu emisji, który stabilizowałby koncentrację gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie 450 ppm i ograniczał wzrost temperatury globalnej do 2°C.

Zasadniczym składnikiem sukcesu wysiłków zapobiegających zmianom klimatycznym będzie szybkość z jaką rządy podejmą działania w ramach swoich zobowiązań. Aby ocalić planetę musimy działać niezwłocznie. Z każdym upływającym rokiem pole działania w zakresie emisji staje się coraz węższe, a koszty transformacji sektora energetycznego rosną. Obliczamy, że każdy rok opóźnienia wejścia na ścieżkę emisji spójną ze wzrostem temperatury o 2°C kosztuje nas dodatkowo w przybliżeniu 500 mld USD ponad wymagane inwestycje w wysokości 10,5 bln USD w latach 2010-2030. Zaledwie kilkuletnie opóźnienie sprawi, że założony cel stanie się już nieosiągalny. Jeśli tak się stanie, dodatkowe koszty przystosowawcze będą wielokrotnie wyższe niż 10,5 bln USD. Państwa uczestniczące w Konferencji Klimatycznej w Kopenhadze nie mogą o tym zapomnieć. Nadszedł czas trudnych wyborów, aby zamienić obietnice w rzeczywistość.

Obecny dokument był oryginalnie opublikowany przez MAE w języku angielskim.
Pomimo iż ten tekst został przetłumaczony możliwie najdokładniej,
mogą istnieć drobne różnice w przekładzie.

© OECD/IEA, 2009

No reproduction, copy, transmission or translation of this publication
may be made without written permission.

Applications should be sent to: International Energy Agency (IEA)
Head of Communication and Information Office, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

Cover design: IEA. Photo credit: © Don Farral/Photodisc/Getty Images



International
Energy Agency

Online bookshop

Buy IEA publications
online:

www.iea.org/books

PDF versions available
at 20% discount

Books published before January 2008
- 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

