

Rumunia: nowy projekt ustawy o eksploatacji szelfu czarnomorskiego

Kamil Całus

15 kwietnia rządząca Rumunią koalicja PSD–PNL–UDMR złożyła w parlamencie projekt nowelizacji przyjętej w 2018 r. ustawy o wydobywaniu węglowodorów z szelfu czarnomorskiego (tzw. ustawa offshore'owa). Dokument przewiduje przede wszystkim zmianę w sposobie naliczania podatków od tzw. przychodów nadzwyczajnych (*windfall tax*). Obecnie producenci gazu ziemnego zobowiązani są do płacenia od takich dochodów podatku progresywnego wynoszącego od 15 do 70% w zależności od ceny surowca na rynku wewnętrznym. Naliczany on jest w sytuacji, gdy cena gazu osiągnie lub przekroczy 45,71 lei/MWh (dla przedziału od 45,71 do 85 lei za MWh wynosi 30%, dla przedziału 85–100 lei/MWh – 15%, dla przedziału 100–115 lei/MWh – 30% itd., aż do 70% dla cen powyżej 190 lei/MWh). Planowana nowelizacja podnosi kwotę, od której pobiera się podatek od zysków nadzwyczajnych, do 85 lei/MWh oraz likwiduje pierwszy, 30-procentowy próg podatkowy (w tej sytuacji pierwszym stanie się 15% – dla przedziału 85–100 lei/MWh).

Projekt zakłada także zwiększenie limitu odliczeń kosztów inwestycji w segmencie wydobywczym z 30 do 40% całkowitej wysokości podatku od przychodów nadzwyczajnych oraz zniesienie przepisów, zgodnie z którymi firma wydobywcza musiała nabywać towary i usługi od podmiotów gospodarczych z Rumunii i UE oraz zatrudniać do prowadzenia działalności związanej z eksploatacją złóż na szelfie co najmniej 25% obywateli rumuńskich posiadających rezydencję podatkową w tym kraju. Przewiduje również, że system opłat licencyjnych oraz związany z wydobywaniem system podatkowy nie zmienia się w okresie obowiązywania umów z inwestorami. Szacuje się, że w wyłącznej strefie ekonomicznej Rumunii pod dnem Morza Czarnego znajduje się ok. 200 mld m³ gazu. Zasobność najbogatszego ze złóż (Neptun Deep) wynosi prawdopodobnie ok. 42–84 mld m³.

Komentarz

- Obowiązujące do tej pory ramy prawno-podatkowe zniechęcały inwestorów i stanowiły główny powód poważnych opóźnień w realizacji projektu eksploatacji rumuńskich złóż czarnomorskich, a nawet rezygnacji jednego z podmiotów. Pierwotnie wydobywaniem zainteresowane były dwie spółki, które uzyskały też koncesje na badanie złoża Neptun – amerykański ExxonMobil oraz stanowiący współwłasność austriackiego koncernu OMV i państwa rumuńskiego OMV Petrom, które planowały rozpoczęcie eksploatacji na lata 2020–2022 (obydwa podmioty dysponowały 50% udziałów w projekcie). Przygotowania do startu inwestycji wstrzymano jednak po tym, jak w 2018 r. rząd przyjął niekorzystne dla inwestorów regulacje prawno-fiskalne. Na firmy wydobywcze nałożono niezwykle

wysokie obciążenia podatkowe (najwyższe w UE). Pod koniec 2019 r. spółka OMV Petrom zadeklarowała wstrzymanie przygotowań do wydobywania do czasu złagodzenia regulacji i od tej pory odkłada podjęcie ostatecznej decyzji w sprawie kontynuowania inwestycji – obecnie mówi się, że nastąpi to w roku 2023. Dodatkowo w listopadzie 2021 r. ExxonMobil w związku z niekorzystnymi przepisami prawnymi postanowił wycofać się z szelfu i sprzedać swoje udziały w projekcie Neptun Deep za sumę 1,06 mld dolarów rumuńskiemu państwowemu koncernowi Romgaz. 23 marca br. rada nadzorcza Romgazu zatwierdziła decyzję o zakupie od niego 100% udziałów w przedsiębiorstwie ExxonMobil Exploration and Production Romania Limited (firma ta posiada 50% praw do eksploatacji złoża Neptun). Umowa ma zostać zawarta w drugim kwartale 2022 r. Romgaz szacuje, że wydobywanie ze złoża zacznie się pod koniec 2026 lub na początku 2027 r.

- Najbliższa rozpoczęcia eksploatacji jest obecnie kontrolowana przez amerykański fundusz Carlyle spółka Black Sea Oil and Gas (BSOG), dysponująca licencjami na wykorzystywanie położonych na rumuńskim szelfie czarnomorskim złóż Doina i Ana. Jeszcze 16 lutego br. zapowiedziała ona, że zacznie produkować gaz już w drugim kwartale tego roku. Uzależniła to jednak m.in. od kształtu nowej ustawy offshore'owej. Zasobność kontrolowanych przez spółkę źródeł szacuje się na ok. 10 mld m³. BSOG prognozuje, że rocznie będzie w stanie wydobywać ok. 1 mld m³ gazu, który trafi do sieci za pomocą 126-kilometrowego podmorskiego gazociągu łączącego instalacje wydobywcze ze stacją gazową zlokalizowaną w miejscowości Corbu niedaleko Konstancy.
- Na razie żaden z inwestorów zaangażowanych w przedsięwzięcie nie zajął jednoznacznego stanowiska w kwestii procedowanej nowelizacji. 19 kwietnia przedstawiciele OMV Petrom oświadczyli jedynie, że „publikacja projektu ustawy offshore'owej stanowi długo oczekiwany i istotny krok [w rozwoju przemysłu wydobywczego na Morzu Czarnym]” oraz że spółka „analizuje obecnie treść dokumentu i wyrazi swój punkt widzenia za pośrednictwem stowarzyszeń branżowych”.