

# Ciemne chmury nad bałtycką rurą

18 czerwca 2021

Rząd Leszka Millera wstrzymał budowę nieopłacalnego gazociągu Baltic Pipe. Po latach powrócono do projektu, który dziś byłby może opłacalny, ale nie ma szans, by jak planowano, uruchomić Baltic Pipe w 2022 r, gdy wygasa długoterminowa umowa gazowa Polski z Rosją. Stracimy więc ważny atut negocjacyjny, sprzyjający obniżce cen gazu.



Baltic Pipe przedstawiany jest jako projekt o strategicznym znaczeniu dla polskiego rynku gazu, gwarantujący niezależne od obecnych źródło jego dostaw. Inwestycja miała rozpocząć działanie w 2022 roku, w którym to wygasa podpisany w 1996 r. kontrakt na dostawy z Gazpromem. Rząd deklarował, że długoterminowy kontrakt nie będzie przedłużony, a w przypadku niezrealizowania inwestycji ma także plan alternatywny (np. drugi gazoport w Gdańsku). Warto zastanowić się jednak, czy rzeczywiście istnieje jakiś plan uniezależnienia się od dostaw gazu ze wschodu. Strona duńska, która od początku była głównym partnerem inwestycji, jest znaczenie bardziej oszczędna w słowach i wykazuje dużo bardziej pragmatyczne podejście do projektu.

Temat wywołuje też gwałtowniejsze reakcje: w lutym 2017 r. przeprowadzone zostały ataki hakerskie na instytucje państwowe w Czechach, Polsce i Norwegii – państwach wspólnie zaangażowanych w plany realizacji projektów gazowych (Baltic Pipe oraz Korytarz Północ-Południe). Ponieważ sprawców nie udało się zidentyfikować, można wyłącznie spekulować kto i w jakim celu próbował włamać się do rządowych serwerów.

Obecnie trwająca próba realizacji inwestycji gazociągu nie

jest pierwsza, a historia projektu sięga lat 2001 i 2007, kiedy projekt był dwukrotnie rozpatrywany i odrzucany, by zostać podjęty po raz trzeci w 2013 r. Czy tym razem Baltic Pipe dostanie zielone światło? Projekt Baltic Pipe jest gazociągiem o zakładanej przepustowości 10 mld m<sup>3</sup>. Inwestycja w liczący 230 kilometrów gazociąg ma zostać zrealizowana przez konsorcjum firm prowadzonych przez polski GAZ-System oraz duński Energinet.dk. GAZ-System jest jedynym polskim Operatorem Systemu Przesyłowego gazu, natomiast ten drugi partner odpowiada również za przesył energii elektrycznej.

Wstępne szacunki dotyczące kosztu inwestycji wynosiły 4 – 5,5 mld PLN, przy realizacji trwającej około 6 lat. Gazociąg Baltic Pipe wpisuje się w projekt tzw. Korytarza Północnego, łączącego złoża znajdujące się na szelfie norweskim (w których udział ma częściowo strona polska) z infrastrukturą przesyłową Danii oraz Polski i składającego się z następujących komponentów: gazociągu złożowego, łączącego system norweski (Morze Północne) z punktem odbioru w systemie duńskim; rozbudowy zdolności przesyłowej systemu duńskiego; budowy tłoczni gazu w Zealand w Danii; budowy podmorskiego gazociągu międzysystemowego, łączącego Polskę z Danią oraz terminala odbiorczego po stronie polskiej; rozbudowy polskiego systemu przesyłowego.

Po stronie polskiej, Baltic Pipe ma stanowić jeden z elementów tzw. „Bramy Północnej”, na który składa się również planowana inwestycja rozbudowy przepustowości istniejącego w Świnoujściu terminala LNG o 2,5 mld m<sup>3</sup>, do poziomu 7,5 mld m<sup>3</sup>. Ponieważ projekt Baltic Pipe realizowany jest na terenie Unii Europejskiej, jest silnie wpisany w ramy projektów infrastrukturalnych w zakresie energetyki i paliw.

Sam projekt gazociągu znajduje się na liście projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI – Projects of Common Interest), który osadzony jest w ramach Baltic Energy Market Interconnection Plan. Celem BEMIP jest sprzyjanie dalszej integracji rynków krajów bałtyckich, poprzez inwestycje w

połączenia międzynarodowe w zakresie elektroenergetyki i gazownictwa, takie jak np. NordBalt - połączenie elektroenergetyczne łączące Szwecję z Litwą czy LitPol łączące Litwę z Polską.

Próby realizacji Baltic Pipe próbowano już podejmować dwukrotnie: w 2001 oraz w 2007 r. Na początku wieku inwestycja miała być realizowana przez DONG Energy (duński koncern energetyczny) oraz PGNiG SA. Rozważano także dopuszczenie norweskiego Statoil jako udziałowca projektu. Ponieważ jednak wstępne studium wykonalności wykazało nieopłacalność inwestycji, Baltic Pipe został porzucony.

Kilka lat temu Leszek Miler odnosząc się do zarzutów o niezrealizowanie projektu w jego pierwszej formie skomentował, że projekt miał wymiar „propagandowy”. Ilość gazu zamawianego po stronie polskiej, która gwarantowałaby opłacalność projektu wynosiła 8 mld m<sup>3</sup>. Była to stanowczo za dużo, zwłaszcza, że gaz miał być dostarczany po cenie około 30 proc. wyżej od kontraktu jamalskiego i cen gazu na rynku lokalnym. Dodatkowo za niewykorzystaną przepustowość także trzeba było płacić (kontrakt typu take or pay).

Polska strona zagwarantowała odbiór w wysokości 5 mld m<sup>3</sup>, niestety Norwegowie, pomimo wstępnych deklaracji, nie byli w stanie znaleźć odbiorców na pozostałe 3 mld m<sup>3</sup>. W obliczu tak dużych braków zapotrzebowania na przesył projekt został zawieszony.

W 2007 r. na realizatora projektu po stronie duńskiej wybrano Energinet.dk oraz PGNiG SA. Na realizację Baltic Pipe wraz z gazociągiem Skanled (był to projekt gazociągu, który miał przesyłać gaz z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do punktu, w którym transport surowca przejęty byłby właśnie przez Baltic Pipe) Komisja Europejska zaproponowała wydzielenie 150 mln EUR.

W międzyczasie GAZ-System zastąpił PGNiG po stronie

koordynatora inwestycji. Potrzebę chociaż częściowego uniezależnienia się od rosyjskiego gazu unaocznili rosyjsko – ukraiński kryzys gazowy w styczniu 2009 r. Poza inwestycją w Baltic Pipe, polski rząd zadeklarował wtedy przyspieszenie realizacji inwestycji w terminal skroplonego gazu LNG w Świnoujściu.

Pod koniec kwietnia 2009 r. PGNiG SA poinformowało o zawieszeniu realizacji projektu Skanled, co bardzo negatywnie wpłynęło na opłacalność Baltic Pipe. Konkluzją procedury przeprowadzonej przez GAZ-System był brak zainteresowania rezerwacją przepustowości i, w konsekwencji, ponowne zaniechanie realizacji projektu.

Po raz trzeci koncepcja Baltic Pipe została przywołana w 2013 r., przy okazji opracowywania listy Projects of Common Interest dla krajów Unii Europejskiej, która została opublikowana 18 listopada 2015 r. Na wstępną ocenę opłacalności projektu Komisja Europejska przeznaczyła 0,4 mln EUR. Studium wykonalności zostało ukończone pod koniec 2016 r. przez firmy EY, Ramboll, PGNiG i Energinet.dk i – zgodnie z komunikatami prasowymi – wykazało opłacalność projektu przy wypełnieniu oczekiwanych założeń.

Głównym celem tej inwestycji jest poprawa dywersyfikacji dostaw. Większość gazu zużywanego w Polsce pochodzi z importu: około 10 z 15,4 mld m<sup>3</sup>. Natomiast większość importu sprowadzana jest z Rosji: bezpośrednio (przez gazociąg Jamalski) lub pośrednio (poprzez dostawy z Niemiec i Czech). Od 2015 r. funkcjonowanie terminala LNG w Świnoujściu pozwoliło także na import gazu drogą morską.

Importowanie gazu z szelfu norweskiego nie musi koniecznie oznaczać bezpośredniego obniżenia cen (koszty przesyłu w przypadku nowej inwestycji mogą być dosyć wysokie i uwzględniać dodatkowe taryfy przesyłowe po stronie Danii), znacznym atutem będzie jednak niezależność dostaw. Im więcej bowiem będzie źródeł importu surowca, tym bardziej kraj

importujący jest niezależny od zachwiania pewności dostaw jednego ze źródeł. I tak, w tym przypadku niedopłynięcie pojedynczego statku nie będzie groźne dla bezpieczeństwa całości zapasów gazu w kraju. Również w przypadku ograniczenia podaży gazu z Rosji w przypadku ciężkiej zimy lub problemów technicznych (jak miało to miejsce we wrześniu 2014 r.) będzie to mniej odczuwalne niż było dotychczas. Ceny gazu drastycznie wzrosną i może istnieć konieczność wykorzystania zapasów, jednak bezpośrednie zagrożenie niedoboru znacząco spadnie.

Przy założeniu konsekwentnego rozwoju źródeł dostaw oraz ukończeniu inwestycji w 2022 roku, polski rząd będzie miał najsilniejszy dotychczas atut w negocjacjach cenowych z Gazpromem. Prawdopodobnie zniknie już konieczność zawierania ponad dziesięcioletnich kontraktów na dostawy, a i ceny dostaw gazu będą bliższe cenom, proponowanym krajom Europy Zachodniej.

Kolejnym z pozytywnych aspektów tej inwestycji będzie integracja rynków skandynawskich (norweskiego i duńskiego) z rynkiem polskim, a w dalszej kolejności z rynkami ościennymi (Niemcy, Czechy, Słowacja). W praktyce oznacza to, że standard wymiany zostanie całkowicie ujednolicony, a różnice w cenie będą malały (ze względu na łatwość wymiany pomiędzy poszczególnymi krajami). Wpłynie to również na stabilizację cen w regionie – tańszy gaz może być transportowany na większe odległości niż np. energia elektryczna.

W przypadku rosnącego wolumenu obrotu gazem maleć będą również opłaty przesyłowe, co prawdopodobnie znajdzie swoje odzwierciedlenie w finalnej cenie dla odbiorcy końcowego. Malejące ceny wraz z rosnącym potencjałem podaży gazu (na rynek lokalny oraz rynki krajów ościennych) mogą pozytywnie przełożyć się na wzrost popytu na gaz w obszarze oddziaływania inwestycji. Prognozuje się, że zapotrzebowanie na gaz w Polsce wzrośnie. Więcej przedsiębiorstw może wprowadzić gaz obok energii jako surowiec służący do ogrzewania lub wspierania produkcji, natomiast konsument indywidualny może wykorzystać

gaz do ogrzewania lub gotowania zamiast energii elektrycznej.

Wydawać by się mogło, że realizacja projektu Baltic Pipe może przynieść nam znaczne korzyści cenowe, strategiczne oraz rozwojowe, a wszystko to – realizowane na zasadach rynkowych, pomiędzy krajami o stabilnej sytuacji politycznej i świetnych kontaktach dyplomatycznych. Należy jednak pamiętać, że od pierwszej próby realizacji inwestycji minęło ponad 16 lat, a projekt w dalszym ciągu nie dostał zielonego światła. Z drugiej strony, nigdy jeszcze nie zaszliśmy tak daleko w realizacji tego gazociągu.

Autorstwo: Kornel Dąbrowiecki, Towarzystwo Ekonomistów Polskich, CIRE

Źródło: [Trybuna.info](http://Trybuna.info)