

BRUA i rumuńskie pomysły na środkowoeuropejski rynek gazu

Kamil Całus, Agata Łoskot-Strachota

Przed końcem 2020 r. zakończy się budowa pierwszej nitki projektu BRUA – realizowanego od 2018 r. gazociągu łączącego Bułgarię, Rumunię, Węgry i Austrię. To jedno z kluczowych przedsięwzięć wpisujących się w cele Inicjatywy Trójmorza. Zwiększy integrację rynków gazowych Europy Środkowej, a także dywersyfikację dostaw surowca do regionu. Bukareszt planuje za jego pomocą eksportować gaz pochodzący z szelfu czarnomorskiego, uzyskać dostęp do gazu kaspijskiego i LNG oraz zwiększyć własną rolę na regionalnym rynku. Węgry, zależne w dużym stopniu od dostaw z Rosji, będą zaś mogły dostawami rumuńskiego lub azerskiego surowca zaspokajać nawet ponad 40% swoich potrzeb. BRUA, w tym problemy dotyczące realizacji drugiego etapu tej inwestycji, unaoczniają wyzwania dla produkcji gazu w regionie, integracji rynków Europy Środkowej oraz dywersyfikacji dostaw. Ustanowione przez Bukareszt niekorzystne ramy prawno-podatkowe oddalają rozpoczęcie eksploatacji gazu z rumuńskiego szelfu. Problemem jest też zmieniający się kształt projektu i jego docelowej trasy, a także partykularne interesy poszczególnych krajów, w tym rywalizacja Węgrów z Austrią o pozycję w regionalnym przesyłaniu surowca, jak również alternatywne projekty realizowane w regionie (m.in. rosyjski TurkStream). Wyzwanie stanowi wreszcie niepewność dotycząca przyszłości popytu na gaz w Europie, potęgowana trwającą pandemią, co wpływa negatywnie na rentowność inwestycji.

Czym jest BRUA?

Projekt liczącego 528 km gazociągu BRUA (w nomenklaturze UE oraz węgierskiej nazywany częścią ROHU(AT)¹), zainicjowała w 2013 r. Rumunia. Inwestycja ma służyć kilku celom. Po pierwsze ma umożliwić dostawy gazu ze złóż na rumuńskim szelfie Morza Czarnego na Węgry, do Austrii i potencjalnie do innych państw regionu. Po drugie ma pozwolić na import do Europy Środkowej surowca spoza Rosji. Wraz z ukończeniem inter-

konektora bułgarsko-greckiego i uruchomieniem Południowego Korytarza Gazowego (gazociągów TANAP i TAP) BRUA dzięki istniejącej infrastrukturze turecko-bułgarskiej umożliwi dostawy do krajów regionu gazu azerskiego oraz LNG. Gaz skroplony (m.in. amerykański) już przybywa do gazoportów w Grecji i Turcji, a możliwości jego importu przez te kraje będą rosły wraz z trwającą rozbudową terminali LNG i interkonektorów w regionie. W 2020 r. dzięki nowym połączeniom LNG za pośrednictwem Grecji zaczęła sprowadzać Bułgaria².

¹ *Technical information on Projects of Common Interest*, Komisja Europejska, marzec 2020, www.ec.europa.eu.

² M. Seroka, *Bułgaria: Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego*, OSW, 5.06.2019, www.osw.waw.pl



Po trzecie BRUA przyspieszy integrację rynków gazowych Europy Środkowej, zwiększając możliwości przesyłu surowca na osi północ-południe.

” BRUA ma przyspieszyć integrację rynków gazowych Europy Środkowej i umożliwić zaopatrywanie regionu w gaz spoza Rosji.

Centralnym elementem projektu jest budowany od 2018 r. gazociąg o długości 479 km, biegnący od łącznika rumuńsko-bułgarskiego położonego w miejscowości Podișor obok Bukaresztu do oddalonego o ok. 50 km od granicy z Serbią i Węgrami miasta Recaș. Po rozbudowie (planowanej pierwotnie na rok 2022) ma on umożliwić przesył z Rumunii na Węgry 4,4 mld m³ gazu rocznie. Pierwsza faza przedsięwzięcia (pozwalająca na transport 1,75 mld m³ surowca rocznie w kierunku Węgier oraz 1,5 mld m³ w kierunku Bułgarii) jest już na ukończeniu. Zgodnie z deklaracjami odpowiedzialnego za budowę rumuńskiego operatora Transgaz prace nad nią zostaną sfinalizowane bez opóźnień w końcu 2020 r., mimo problemów spowodowanych przez epidemię COVID-19³. Na trasie gazociągu w ramach pierwszej fazy zaplanowano modernizację dwóch istniejących i budowę trzech nowych stacji kompresorowych. Wszystkie nowe obiekty tego typu już powstały – ostatni, w Bibești, uruchomiono w sierpniu 2020 r., zaś stacje w miejscowościach Jupa i Podișor jeszcze w październiku 2019 r. Całkowity koszt pierwszej fazy projektu po stronie rumuńskiej wynosi 479 mln euro i jest w 60% współfinansowany z funduszy unijnych (180 mln euro), a także kredytów Europejskiego Banku Inwestycyjnego (50 mln euro) oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (60 mln euro).

Drugi etap inwestycji przewiduje budowę dodatkowych ponad 50 km gazociągu w Rumunii, łączących BRUA ze szlakiem biegnącym na Węgry, oraz budowę dwóch stacji kompresorowych na Węgrzech, w miejscowościach Csanádpalota i Városföld. Pierwszy z tych obiektów (uruchomio-

ny w październiku 2019 r.) umożliwia rewersowe przesyłanie gazu z terytorium Rumunii na Węgry. Budapeszt chce przy tym nie tylko kupować gaz z BRUA, lecz także przesyłać go tranzytem dalej. W związku z tym władze węgierskie planują rozbudowę mocy przesyłowych gazociągów z Węgier do Austrii (HUAT⁴) i do Słowacji (HUSK), do których mógłby trafiać surowiec z Rumunii⁵. Koszt przeprowadzenia drugiej fazy inwestycji (przez Rumunię) szacuje się obecnie na ok. 69 mln euro.

Równoległe do prac nad głównym gazociągiem Bukareszt planuje także budowę dodatkowego łącznika (o długości 308 km i przepustowości 6 mld m³) z nadmorskiej miejscowości Tuzla aż do węzła w Podișorze, gdzie łączyłby się on z BRUA (koszt – ok. 360 mln euro). Nitka ta ma umożliwić dostawy z szelfu na Morzu Czarnym, a jej realizacja przewidziana jest na rok 2021.

Znaczenie projektu dla Rumunii...

BRUA to jedno z priorytetowych przedsięwzięć rumuńskiej polityki energetycznej. Ujęto je zarówno w obowiązującej *Strategii energetycznej Rumunii na lata 2016–2030* (z perspektywą do roku 2050), jak i w dziesięcioletnim planie inwestycyjnym spółki Transgaz na lata 2014–2023.

Z perspektywy Bukaresztu nowy gazociąg ma przede wszystkim znaczenie gospodarcze. Kraj jest największym producentem gazu ziemnego w regionie i cieszy się niemal pełną niezależnością od importu surowca z zagranicy. Rumunia wytwarza ok. 10 mld m³ gazu rocznie (głównie ze złóż lądowych), co pozwala na pokrycie ok. 90% konsumpcji (ok. 11 mld m³ rocznie)⁶. Braki uzupełnia się surowcem importowanym z Rosji. BRUA ma umożliwiać sprzedaż gazu z szelfu czarnomorskiego, którego eksploatacja rozpocznie się w najbliższych latach. Jest więc czynnikiem

⁴ W ramach HUAT planowana jest budowa gazociągu Városföld–Ercsi–Győr (ok. 200 km), 11-kilometrowego gazociągu Ercsi–Százhalombatta oraz nowej stacji kompresorowej w miejscowości Városföld.

⁵ Por. *10-year network development plan*, FGSZ, lipiec 2020, www.fgsz.hu.

⁶ W 2015 r. 97% gazu konsumowanego w Rumunii pochodziło z lokalnych źródeł.

³ *Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2019–2028*, Transgaz, www.transgaz.ro.

mobilizującym do przyspieszenia prac nad uruchomieniem produkcji z nowych złóż.

W ciągu ostatniej dekady na dnie Morza Czarnego w wyłącznej strefie ekonomicznej Rumunii potwierdzono pokłady gazu ziemnego szacowane na ok. 170–200 mld m³. Koncesje na badanie najbogatszego ze złóż (Neptun Deep), którego zasobność szacuje się na 42–84 mld m³, uzyskały dwie spółki – amerykański ExxonMobil oraz stanowiący współwłasność austriackiego koncernu OMV i państwa rumuńskiego OMV Petrom⁷. Trzecim co do wielkości inwestorem została spółka Black Sea Oil & Gas (BSOG), należąca do amerykańskiej Carlyle Group LP. Firma ta kontroluje m.in. 65% złóż Midia, szacowanych na ok. 9–10 mld m³. Oczekiwane podwojenie produkcji gazu (z obecnych ok. 10 do ok. 20 mld m³ rocznie w 2025 r.) związane z rozpoczęciem eksploatacji złóż zlokalizowanych na szelfie czarnomorskim uczyniłoby z Rumunii eksportera surowca, zwiększyło wyraźnie (o ok. 26 mld dolarów w ciągu 20 lat) wpływy budżetowe i wzmocniło jej pozycję międzynarodową.

» Planowany gazociąg łączący miejscowość Tuzla z BRUA w węźle Podișor ma umożliwić Rumunii eksport czarnomorskiego gazu.

Uruchomienie produkcji z nowych złóż wraz z rozbudową nowej infrastruktury da Rumunii szansę na zwiększenie jej roli w regionalnym handlu i przesył gazu. Jest to szczególnie ważne w związku ze skokowym ograniczeniem tranzytu rosyjskiego surowca Gazociągiem Transbałkańskim⁸ po uruchomieniu TurkStreamu. Od początku 2020 r. przesył tym szlakiem przez Rumunię na południe (do Bułgarii i dalej) *de facto* ustał, a dostawy w odwrotnym kierunku są dopiero testowane⁹.

⁷ Każda z firm dysponuje 50% udziałów w złożu.

⁸ Odbijający z Ukrainy gazociąg dostarczający w ostatnich dekadach rosyjski gaz na Bałkany, do Grecji i Turcji.

⁹ Por. A. Łoskot-Strachota, *Więcej Unii, mniej Rosji. Transformacja zasad przesyłu gazu w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej*, „Komentarze OSW”, nr 354, 14.10.2020, www.osw.waw.pl.

... i regionu oraz UE

Realizacja projektu BRUA oraz powiązane z nią rozpoczęcie wydobywania gazu z szelfu czarnomorskiego ma duże znaczenie nie tylko dla Rumunii, lecz także dla Węgier i Mołdawii oraz pozostałych państw regionu. Jako inwestycja integrująca sieci gazowe Europy Środkowej i zwiększająca bezpieczeństwo energetyczne regionu wpisuje się przy tym w założenia Inicjatywy Trójmorza.

Przedsięwzięcie jest szczególnie istotne dla Węgier, które z własnych zasobów pokrywają jedynie ok. 20% konsumpcji (wynoszącej 9–10 mld m³), zaś pozostałe 80% importują, głównie z Rosji (przez Ukrainę i Austrię). Od lat strategia gazowa Budapesztu opiera się na dwóch filarach – oprócz utrzymywania dobrej współpracy z Rosją dąży on do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, a połączenie z Rumunią jest jedną z kluczowych dróg do realizacji tego celu¹⁰. Poparcie dla projektu wyrażają politycy, wymienia się go wśród priorytetów w krajowym planie energetyczno-klimatycznym (NECP)¹¹. Węgierski operator FGSZ uznaje rumuńsko-węgierski łącznik BRUA za najważniejsze ze swoich przedsięwzięć międzynarodowych. Dostęp do gazu z czarnomorskiego szelfu oraz połączenie z tym rurociągiem zmniejszyłoby zależność Węgier zarówno od dostaw rosyjskiego gazu, jak i od tranzytu przez Ukrainę. Strona węgierska liczy, że dzięki tym posunięciom pokryje prawie połowę rocznego krajowego zapotrzebowania (docelowa przepustowość połączenia z Rumunią pozwalałaby na import ok. 44% gazu potrzebnego na Węgrzech według danych z 2019 r.) lub przeznaczy nadwyżki surowca na eksport. Dostęp do BRUA wzmocniłby też pozycję negocjacyjną Budapesztu w rozmowach o warunkach dostaw gazu z Rosji po 2021 r., gdy przestanie obowiązywać obecna umowa.

Jednocześnie projekt stanowi dla Węgier szansę na umocnienie swojej roli na regionalnym rynku gazowym i uzyskanie statusu istotnego węzła

¹⁰ Por. A. Łoskot-Strachota, Z. Rokita, *Everyone wants integration*, Aspen Review, nr 4/2018, www.aspen.review.

¹¹ *National Energy and Climate Plan*, Ministerstwo Innowacji i Technologii, 2020, www.ec.europa.eu.

przesyłu surowca do innych państw w Europie Środkowej i Wschodniej (Słowacji, Austrii, Serbii, Ukrainy, Chorwacji). Największy ich konkurent w osiągnięciu tego celu to Austria, której Central European Gas Hub (CEGH) jest obecnie najważniejszym tego typu obiektem w regionie. Dostęp do gazu z rumuńskiego szelfu Morza Czarnego ma też duże znaczenie dla Wiednia, dlatego austriacki OMV jest silnie obecny na rynku rumuńskim (to większościowy udziałowiec istotnej w skali Rumunii spółki OMV Petrom) i był jedną z pierwszych firm, które zaangażowały się w prace badawcze przy nowych złożach. Austria od lat zabiega o połączenie z innymi niż rosyjskie źródłami gazu, co zwiększyłoby konkurencję na krajowym rynku i wzmacniało rolę jej hubu w regionie i UE.

” Dla Węgier BRUA i dostęp do czarnomorskiego gazu to sposób na dywersyfikację dostaw i zwiększenie własnej roli tranzytowej.

Po fiasku projektu Nabucco i austriackiego pomysłu na Południowy Korytarz Gazowy¹² BRUA jest istotną szansą na umocnienie pozycji CEGH. Tymczasem latem 2018 r. węgierski regulator rynku energii MEKH nieoczekiwanie wycofał poparcie dla budowy końcowego odcinka tego gazociągu, prowadzącego do austriackiego hubu w Baumgarten. Jako tańszą alternatywę zaproponował istniejące połączenie węgiersko-słowackie, które od momentu powstania w 2015 r. nie jest wykorzystywane. W związku z zakwestionowaniem działań Węgier i tamtejszego operatora przez koncern OMV w sprawę włączyła się unijna agencja ds. współpracy regulatorów energetyki ACER. Zgodnie z jej decyzją – o ile rynek będzie zainteresowany nowymi przepustowościami – projekt BRUA ma być realizowany zgodnie z pierwotnymi założeniami aż do Baumgarten¹³.

Uruchomienie wydobywania gazu czarnomorskiego ma także duże znaczenie dla Mołdawii i procesu

jej uniezależniania się od dostaw rosyjskich. Obecnie kraj ten 100% surowca kupuje od Gazpromu. Po rozpoczęciu eksploatacji gaz będzie przesyłany do Mołdawii za pomocą ukończonego w sierpniu 2020 r. gazociągu Ungheni–Kiszyniów, łączącego oddany do użytku jeszcze w 2014 r. interkonektor Ungheni–Jassy ze stolicą państwa¹⁴.

BRUA to również inicjatywa od lat wspierana przez UE i obecna na kolejnych listach unijnych projektów o znaczeniu priorytetowym¹⁵. Gazociąg jest zgodny z celem Brukseli zmniejszenia zależności od dostaw rosyjskiego gazu oraz wspiera wydobywanie tego surowca wewnątrz wspólnoty. Przedsięwzięcie zwiększa szansę na uruchomienie nowego istotnego źródła gazu w momencie, gdy ważne dotychczas złoża w Holandii i na Morzu Północnym się wyczerpują. Wreszcie kooperacja w zakresie gazociągów mogłaby służyć wzmacnianiu współpracy politycznej pomiędzy państwami regionu pomimo istniejących między nimi różnic interesów i nieufności¹⁶ (pokazuje to choćby fakt uruchomienia dwukierunkowego przesyłu gazu na łączniku rumuńsko-węgierskim, co mimo zabiegów Budapesztu nie udawało się od lat).

Niekorzystne ramy prawne...

Choć nie ma wątpliwości, że obecnie realizowana pierwsza faza projektu zostanie ukończona do końca roku, to perspektywy dalszego rozwoju gazociągu oraz jego eksploatacji nie są jasne. Poważnym problemem dla przyszłości BRUA pozostaje kwestia wydobywania gazu z rumuńskiego szelfu na Morzu Czarnym. Pierwotnie rozpoczęcie eksploatacji zlokalizowanego pod dnem surowca planowano na lata 2020–2022, jednak w ciągu ostatnich kilkunastu miesięcy prace przygotowawcze wyhamowały w związku z przyjęciem w 2018 r. przez rząd rumuński niekorzystnych dla inwestorów regulacji prawno-fiskalnych. Na firmy wydobywcze nałożono niezwykle wysokie obciążenia podatkowe (najwyższe w UE). Zmiany

¹² Korytarz przesyłu gazu z regionu kaspijskiego przez Kaukaz i Turcję do Europy.

¹³ *Decision No 05/2019 of the Agency of the Cooperation of Energy Regulators of 9 April 2019 on the Incremental Capacity Project Proposal for the Mosonmagyaróvár Interconnection Point*, ACER, Ljubljana, 9.04.2019, www.acer.europa.eu.

¹⁴ K. Catus, *Zakończenie prac nad gazociągiem rumuńsko-mołdawskim*, OSW, 12.08.2020, www.osw.waw.pl.

¹⁵ Por. *Key Crossborder Infrastructure Projects*, European Commission, październik 2019, www.ec.europa.eu.

¹⁶ Por. A. Łoskot-Strachota, *Balkan Pride and Pipelines*, *Natural Gas World*, 7.05.2018, www.naturalgasworld.com.

uderżyły przede wszystkim w dwóch głównych producentów gazu w Rumunii – Romgaz i OMV Petrom, których akcje w ciągu trzech dni od ogłoszenia projektu rozporządzenia (19 grudnia) straciły odpowiednio 19% i 17% wartości¹⁷. Nowe przepisy spotkały się z krytyką nie tylko ze strony spółek zaangażowanych w projekt eksploatacji złóż, lecz także partnerów zagranicznych Bukaresztu, w tym przede wszystkim USA.

” Niekorzystna legislacja utrudnia prace na rumuńskim szelfie, a pandemia i polityka klimatyczna ograniczają popyt na gaz.

Pod koniec 2019 r. spółka OMV Petrom zadeklarowała wstrzymanie przygotowań do wydobywania do czasu złagodzenia regulacji podatkowych, a w marcu br. jej kierownictwo oświadczyło, że ostateczną decyzję w sprawie kontynuowania inwestycji podejmie najwcześniej w roku 2021. Równolegle w styczniu 2020 r. Exxon Mobil potwierdził krążące od kilku miesięcy pogłoski, jakoby – w związku z niekorzystnymi regulacjami prawnymi – planował wycofać się z przedsięwzięcia na rumuńskim szelfie i sprzedać udziały w złożu Neptun. Udziały spółki w tym złożu przejmie prawdopodobnie (zgodnie z zapowiedziami ministra gospodarki i energetyki Virgila-Daniela Popescu z listopada br.) rumuński państwowy koncern Romgaz. Obecnie jedyną firmą, która podjęła ostateczną decyzję w sprawie finalizacji przygotowań do rozpoczęcia wydobywania tamtejszego gazu, jest BSOG. Budowa 121-kilometrowego odcinka podmorskiego gazociągu transportującego surowiec z należących do spółki złóż rozpoczęła się we wrześniu br.¹⁸ Zgodnie z deklaracjami prezesa koncernu, mimo pewnych opóźnień ich eksploatacja rozpocznie się już w pierwszym kwartale 2021 r. Kierownictwo nieustannie naciska przy tym na Bukareszt, aby zmienił ustawodawstwo regulujące kwestię wykorzystania złóż czarnomor-

skich. Szacuje się, że BSOG będzie produkowało ok. 1 mld m³ gazu rocznie.

Nie jest jasne, kiedy dojdzie do oczekiwanej przez koncerny energetyczne nowelizacji niekorzystnych ram prawnych oraz czy ewentualne nowe przepisy będą wystarczająco atrakcyjne, by zachęcić inwestorów do rozpoczęcia prac wydobywczych. Nowy gabinet premiera Ludovica Orbana, powołany 5 listopada 2019 r., wykazuje wolę polityczną do wprowadzenia zmian mogących poprawić klimat inwestycyjny¹⁹ i deklaruje chęć rozpoczęcia wydobywania ze złoża Neptun najpóźniej w 2025 r. Niestety niestabilna sytuacja polityczna oraz trwająca epidemia nie sprzyjały do tej pory pracom legislacyjnym. Ostatecznie w listopadzie br. rząd w Bukareszcie zapowiedział, że skieruje do parlamentu nowy projekt ustawy regulującej kwestie wydobywania surowców z szelfu czarnomorskiego jeszcze przed planowanymi na 6 grudnia wyborami do tej izby. Przyjęcie nowelizacji będzie więc możliwe najwcześniej w pierwszej połowie 2021 r.

...i widmo kryzysu

Kolejnymi, poza brakiem dogodnych ram prawnych, utrudnieniami dla projektów wydobywczych na czarnomorskim szelfie będą zapewne kryzys w branży energetycznej i spadek cen gazu wywołany trwającą pandemią COVID-19, a także związane z celami Europejskiego Zielonego Ładu wycofywanie się UE z dofinansowywania przyszłych inwestycji w sektor gazowy. Już w 2019 r. Europejski Bank Inwestycyjny ogłosił zmianę swojej polityki kredytowej i odchodzenie od dofinansowywania infrastruktury dla gazu ziemnego na rzecz zwiększenia zaangażowania w realizację celów unijnej polityki klimatycznej²⁰. Obecnie fi-

¹⁷ Więcej na ten temat w: K. Całus, *Rumunia: kontrowersje wokół wydobywania czarnomorskiego gazu*, OSW, 25.07.2018, www.osw.waw.pl.

¹⁸ S. Elliot, *Work begins to lay gas pipeline to link Romanian Black Sea fields to shore: BSOG*, S&P Global Platts, 18.09.2020, www.spglobal.com.

¹⁹ Choć tzw. ustawa offshore'owa nie została dotychczas nowelizowana, to w styczniu 2020 r. rządowi Orbana udało się wprowadzić kilka zmian w regulacjach dotyczących funkcjonowania rynku energii, co w pewnym stopniu poprawiło sytuację inwestorów. M.in. zlikwidowany został ustanowiony w 2018 r. podatek obrotowy w wysokości 2% nakładany na podmioty działające w sektorze energetycznym. Uchylono także przepisy dotyczące regulowanej 6,9-procentowej stopy zwrotu stosowanej do obliczania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej i gazu ziemnego, począwszy od 30 kwietnia 2020 r.

²⁰ *EU Bank launches ambitious new climate strategy and Energy Lending Policy*, European Investment Bank, 14.11.2019, www.eib.org.

nalizowane są także dyskusje nad ograniczeniem wykorzystywania środków unijnych do wspierania inwestycji związanych z gazem ziemnym²¹.

Widoczne są też negatywne skutki pandemii i związanego z nią obniżenia popytu na gaz, co zmniejsza rentowność projektów realizowanych na szelfie czarnomorskim. W pierwszym kwartale 2020 r. Exxon Mobil po raz pierwszy od 30 lat odnotował stratę (610 mln dolarów wobec 2,35 mld dolarów zysku w tym samym okresie ubiegłego roku) i ogłosił zredukowanie inwestycji o 10 mld dolarów. Cięcia sięgające 4,35 mld dolarów już w kwietniu br. ogłosił także OMV Petrom. Inwestorów dodatkowo zniechęca niejasna przyszłość drugiej fazy gazociągu BRUA, mającej zwiększyć przepustowość szlaku. W sytuacji niepewności co do momentu rozpoczęcia wydobywania na rumuńskim szelfie oraz obniżonego popytu na błękitne paliwo w UE zainteresowanie zwiększeniem mocy przesyłowych jest znikome.

W grudniu 2018 r. węgierskie firmy wycofały się z rezerwacji przepustowości i ostatecznie w kwietniu br. procedura ta zakończyła się niepowodzeniem, co stawia realizację dalszych faz projektu pod znakiem zapytania.

Wyzwanie dla projektu BRUA stanowią także partykularne interesy poszczególnych państw. Rywalizacja Węgier z Austrią o znaczenie w regionalnym przesyłaniu gazu doprowadziła do konieczności rozstrzygnięcia sporów za pośrednictwem unijnej agencji ACER i opóźnień w pracach nad łącznikiem węgiersko-austriackim. Konkurencją dla gazociągu BRUA są także alternatywne projekty realizowane w regionie, w tym m.in. rosyjski TurkStream, w którego realizacji uczestniczą także Węgry (operator FGSZ). Szybsze powstanie alternatywnych szlaków czy też – przy braku postępów BRUA – podpisanie przez Węgry kontraktu z Rosją na większe wolumeny gazu mogą ograniczać w regionie popyt na surowiec czarnomorski.

²¹ *Trans-European energy infrastructure – revision of guidelines*, European Commission, www.ec.europa.eu.

Mapa. Projekt BRUA oraz najważniejsza infrastruktura gazowa w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej



- główne gazociągi
- planowane gazociągi
- ważne dla BRUA połączenia międzysystemowe
- ★ istniejące terminale LNG
- ☆ planowane terminale LNG

Źródła: ENTSOG, dane operatorów, informacje medialne.