

Robert SOCHA*

Analiza relacji cen gazu ziemnego i ropy naftowej. Czy ceny są nadal od siebie zależne?

STRESZCZENIE. Ropa naftowa i gaz ziemny postrzegane są jako bliskie substytuty, co w praktyce sprawia, że ceny tych surowców w długim okresie powinny podlegać określonej, stabilnej w czasie relacji. Na podstawie danych historycznych możemy wskazać, że stosunek cen ropy naftowej do cen gazu ziemnego kształtował się na poziomie około 10:1. Badania zależności cen ropy naftowej i gazu ziemnego wskazywały na istnienie równowagi między cenami tych surowców w długim okresie (m.in. Kirchene 2002; Brown i Yücel 2007; Shafiee i Topal 2010; Asche i in. 2012; Asche i in. 2013), choć prowadzone przez badaczy weryfikacje empiryczne dotyczyły okresu przed rokiem 2008, po którym obserwowaliśmy niespotykany w latach wcześniejszych wzrost zmienności na rynku ropy naftowej. Możemy zauważyć, że nagły wzrost cen ropy naftowej począwszy od 2009 roku sprawił, iż stosunek cen tego surowca do cen gazu ziemnego wzrósł z 10:1 przeciętnie w latach 2005–2008 aż do 34:1 w 2012 roku. Celem niniejszego artykułu jest próba odpowiedzi na pytanie czy między cenami gazu ziemnego i ropy naftowej istniała zależność długookresowa w czasie zawirowań na rynku „czarnego złota”. W ramach weryfikacji empirycznej wykorzystano klasyczne narzędzia analizy szeregów czasowych, tj. test stacjonarności ADF oraz analizę kointegracji z wykorzystaniem metod Engle’a–Grangera (1987) oraz Johansena (1988). W dalszej kolejności dokonano wizualizacji stabilności istnienia relacji kointegrującej między zmiennymi przy wykorzystaniu metody Hansena i Johansena (1999). Na podstawie wyników empirycznych możemy przypuszczać, że w czasie wahań cen ropy naftowej z lat 2008–2012 doszło do załamania równowagi między cenami ropy naftowej a gazu ziemnego, ale dopiero w 2009, a nie 2008 roku, gdy ceny ropy naftowej determinował silny trend wzrostowy, który wywindował cenę baryłki do poziomu przekraczającego 140 USD/bbl.

* Mgr – doktorant w Katedrze Ekonometrii Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego Uniwersytetu Łódzkiego; e-mail: rm.socha@gmail.com

Wprowadzenie

Ropa naftowa i gaz ziemny postrzegane są jako bliskie substytuty, co w praktyce sprawia, że ich ceny powinny być skorelowane, a więc nie powinny być generowane przez niezależne procesy stochastyczne. Zakładając istnienie relacji długookresowej pomiędzy cenami tych surowców możemy oczekiwać, że zmiany cen na rynku gazu będą zależne od sytuacji na rynku ropy naftowej. Przyjmowano, że stosunek cen ropy naftowej do ceny gazu ziemnego powinien wynosić około 10:1 ze względu na wartość historycznej relacji lub wynikać ze stosunku ekwiwalentu energetycznego tych surowców, tj. podlegać tzw. zasadzie *burner-tip parity rule* (por. Hartley i in. 2007). Zgodnie z danymi U.S. *Energy Information Administration* (Annual Energy Outlook 2012) jedna baryłka ropy naftowej to około 5,80 mln Btu, czyli stosunek cen powinien kształtować się na poziomie około 6:1. Obserwowana po 2004 roku zmienność w trendach cenowych na rynku surowców energetycznych sprawia, że relacja pomiędzy cenami „czarnego złota” a gazu ziemnego wydaje się być o wiele bardziej złożona. Konieczność weryfikacji występowania wspólnego trendu jest szczególnie ważna dla okresu po styczniu 2009, gdy ceny ropy naftowej podlegały stabilnemu wzrostowi, a ceny gazu ziemnego determinowały następujące kolejno po sobie krótkookresowe trendy wzrostowe i spadkowe.

W dotychczasowej literaturze przedmiotu możemy znaleźć wiele badań wskazujących na istnienie zależności cen obu źródeł energii (por. Kirchene 2002; Brown i Yücel 2007; Shafiee i Topal 2010; Asche i in. 2012), choć pojawiają się także przypuszczenia o załamaniu relacji długookresowej jako następstwa kryzysu na rynku surowców, będącego z kolei skutkiem spowolnienia gospodarczego wywołanego przez światowy kryzys finansowy (zob. Villar i Joutz 2006; Ates i Huang 2011; Erdős 2012; Ramberg i Parsons 2012). Większość dotychczasowych badań empirycznych jednak w niewielkim stopniu odnosiła się do okresu silnych wahań cen ropy naftowej. W niniejszym artykule próbowano zbadać czy pomiędzy cenami ropy naftowej a cenami gazu ziemnego po roku 2005 nadal istnieje długookresowa równowaga, a więc czy możemy mówić o stałej w czasie zależności pomiędzy cenami tych surowców. W tym celu wykorzystano klasyczne narzędzia analizy szeregów czasowych – test stacjonarności ADF oraz dwustopniową procedurę Engle’a–Grangera i test Johansena celem analizy kointegracji między zmiennymi. W artykule posłużono się danymi pochodzącymi z *U.S. Energy Information Administration*, tj. cenami ropy naftowej Brent oraz WTI oraz cenami gazu ziemnego notowanymi na Henry Hub. Ceny ropy naftowej wyrażono w dolarach amerykańskich za baryłkę (USD\bbl) – jedna baryłka ropy naftowej to 159 litrów tego surowca i 1700 kWh (średnia cena baryłki WTI w 2012 roku to 93,97 USD/bbl, czyli po przeliczeniu jest to 0,59 USD/l i 0,06 USD/kWh). Ceny gazu ziemnego publikowane są w dolarach amerykańskich za mln Btu (USD/mln Btu) – jeden milion Btu gazu ziemnego to 293,2 kWh (średnia cena z 2012 roku

to 2,74 USD/mln BTU, czyli po przeliczeniu na cenę za jeden kWh stanowi to 0,01 USD/kWh).

Podjęta w niniejszym artykule tematyka jest istotna nie tylko z punktu widzenia samego rozumienia mechanizmów cenowych na rynkach surowców energetycznych, ale również oddziaływania tych rynków na globalną gospodarkę. Wahania cen energii przekładają się bezpośrednio na zmiany kosztów transportu i produkcji w gospodarce, a także przyczyniają się do wzrostu ryzyka działalności gospodarczej, szczególnie w wysoce energochłonnych gałęziach przemysłu. Wzrost cen surowców energetycznych wywiera presję inflacyjną, przez co banki centralne mogą reagować podniesieniem stóp procentowych i zaostrzeniem polityki monetarnej, co z kolei może ograniczać tempo wzrostu gospodarczego. Shafiee i Topal (2010) na podstawie przeprowadzonej analizy wykazali, że wzrost cen surowców energetycznych z lat 2004–2008 mógł przyczynić się do wzrostu inflacji w tym czasie, a w rezultacie nie pozostać bez znaczenia dla przebiegu ostatniego, globalnego kryzysu finansowego.

1. Porównanie trendów cen ropy naftowej i gazu ziemnego

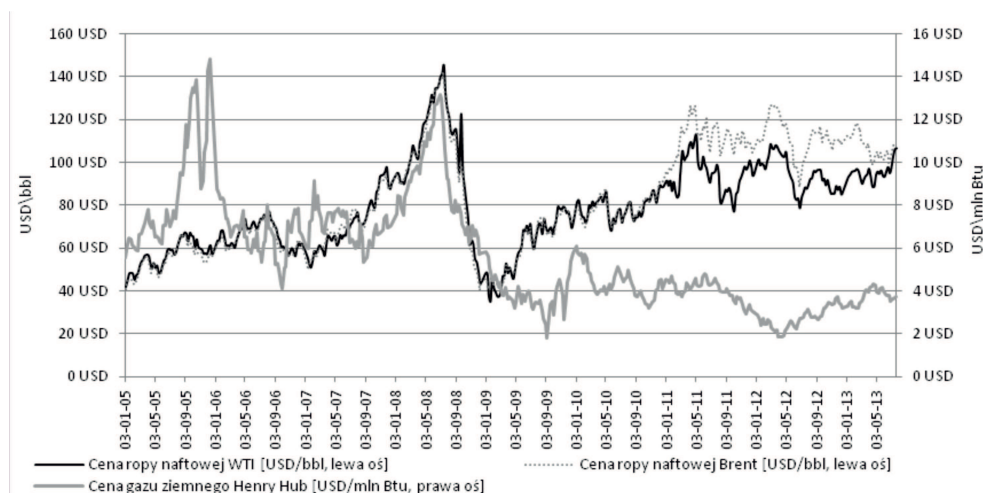
Ropa naftowa i gaz ziemny sprzedawane są głównie na podstawie długoterminowych umów pomiędzy sprzedawcami a nabywcami. Możliwe jest również dokonywanie transakcji *spot* na zasadach wolnorynkowych. Mimo że udział tego typu transakcji w handlu gazem ziemnym nadal jest niewielki, to jego rola wzrasta, również w Polsce (por. Janusz 2013). Najpopularniejszą metodę wyceny jednostki gazu ziemnego w kontraktach długoterminowych stanowi metoda indeksacji cen gazu ziemnego opartej na cenach ropy naftowej i produktów ropopochodnych (np. oleju opałowego), czasem również innych wskaźnikach cen (np. w Stanach Zjednoczonych rozliczenia kontraktów długoterminowych oparte są na notowaniach cen surowców energetycznych na giełdach towarowych). Historycznie długi okres utrzymywania się ponadprzeciętnie wysokich cen ropy naftowej, spowolnienie gospodarcze będące następstwem globalnego kryzysu oraz skala wzrostu popytu na surowce energetyczne ze strony Chin i Indii sprawiają, że pojawiają się próby zmiany mechanizmu rozliczeń pomiędzy importerami a eksporterami, prowadzące w kierunku indeksacji cen gazu ziemnego w kontraktach długoterminowych opartych na notowaniach tego surowca na giełdach towarowych, a nie notowaniach produktów ropopochodnych. Dodatkowo wzrost wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych w Ameryce Północnej może wprowadzić istotne zmiany w światowym bilansie zasobów energetycznych, co nie pozostanie bez znaczenia na kształtowanie się globalnych trendów cenowych (por. World Energy Outlook 2012).

Prócz zależności między cenami ropy naftowej i gazu ziemnego wynikającymi z mechanizmów ustalania cen Villar i Joutz (2006) zwracają uwagę na szereg czynników, które rozpatrywane są na poziomie decyzji ekonomicznych firm wydobywczych, a które mogą świadczyć o silnej zależności tych dwóch surowców. Wymieniają wśród nich m.in. moż-

liwości wydobywania gazu ziemnego w ramach procesu wydobywania ropy naftowej, alokacji zasobów kapitału i pracy do wydobywania ropy naftowej zamiast gazu ziemnego (wydobycie ropy naftowej przy wysokiej cenie baryłki staje się bardziej ekonomicznie uzasadnione, stąd firmy wydobywcze mogą chętniej wykorzystywać instalacje wiertnicze do kolejnych odwiertów ropy naftowej niż gazu), możliwości pozyskania inwestora finansowego dla projektów wydobywczych ze względu na różne oczekiwane stopy zwrotu z inwestycji w wydobywanie ropy naftowej lub gazu ziemnego. Trendy cenowe dla surowców energetycznych są istotne dla prognozowania przez firmy wydobywcze ich przyszłego zysku, a w rezultacie wielkości nakładów kapitałowych w sektorze (Białek i in. 2013).

Rysunek 1 przedstawia wykres cen ropy naftowej WTI i Brent oraz gazu ziemnego począwszy od stycznia 2005 roku. Analizując trendy dla dwóch najważniejszych benchmarków ropy naftowej WTI i Brent widoczne jest załamanie relacji pomiędzy ich cenami począwszy od lutego 2011 roku. Historycznie ceny amerykańskiej ropy naftowej były wyższe od ceny ropy Brent. W latach 2005–2010 średnia roczna różnica pomiędzy cenami WTI i Brent wynosiła do 2 USD/bbl. W latach 2011–2013 różnica ta wynosiła od niemal –17 USD/bbl w 2011 roku do –12 USD/bbl w 2013 roku. Przyczyn tak istotnych zmian w dyferencjale WTI – Brent upatruje się m.in. w ograniczeniach logistycznych w transporcie ropy naftowej z Cushing (tj. miejsca, w którym składowane jest WTI), rezygnacji niektórych państw eksporterów z wykorzystania cen ropy naftowej WTI jako benchmarku w wycenie ich gatunków ropy naftowej.

Analizując trendy cenowe widoczne na rysunku 1 możemy zauważyć, że od 2006 roku do połowy 2011 roku gaz ziemny i ropa naftowa wykazywały podobne trendy cenowe. W 2005 roku ceny gazu ziemnego niemal podwoiły się, rosnąc z 6 do 14 USD/mln Btu; podobny trend w przypadku cen ropy naftowej nie był widoczny. Gwałtowny wzrost wyceny

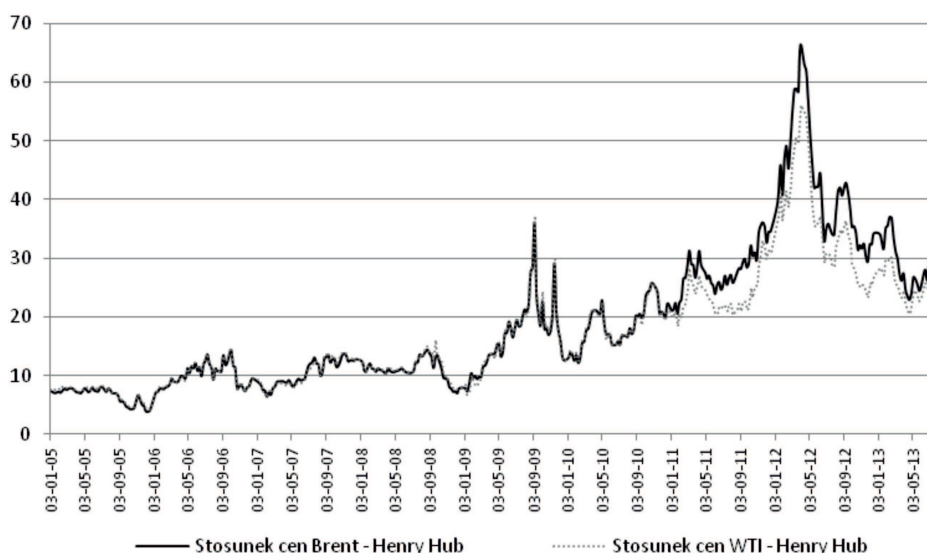


Rys. 1. Ceny ropy naftowej WTI i Brent oraz gazu ziemnego notowanego na Henry Hub
Źródło: opracowanie własne

Fig. 1. Crude oil prices of WTI and Brent, and natural gas price of Henry Hub

gazu ziemnego na Henry Hub w 2005 roku stanowił w głównej mierze następstwo klęski żywiłowej wywołanej przejściem huraganu Katrina, który wpłynął negatywnie na stan infrastruktury wydobywczej i przesyłowej (analizę wpływu huraganów na ceny Henry Hub przedstawiła Foss 2011). Druga połowa 2011 roku przyniosła początek trendu wzrostowego dla cen ropy naftowej. Ceny gazu ziemnego Henry Hub zachowywały się przeciwnie i do połowy 2012 roku spadły o blisko 50%. Dopiero druga połowa 2012 roku przyniosła wzrost cen gazu na Henry Hub, podobnie jak cen ropy WTI.

Rysunek 2 prezentuje stosunek ceny ropy naftowej reprezentowanej przez ceny Brent i WTI do ceny gazu ziemnego notowanego na Henry Hub. Możemy zauważyć, że począwszy od 2009 roku stosunek cen ropy naftowej do gazu ziemnego silnie wzrasta z około 10:1 przeciętnie w okresie 2005–2008 do 34:1 w 2012 roku. Okres po 1 kwartale 2009 roku może być punktem startowym dla poszukiwania daty załamania równowagi długookresowej pomiędzy cenami ropy naftowej i gazu ziemnego.



Rys. 2. Stosunek cen nominalnych WTI (USD/bbl) do Henry Hub (USD/mln Btu) oraz Brent (USD/bbl) do Henry Hub (USD/mln Btu)

Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. The ratio of nominal prices of WTI (USD/bbl) to Henry Hub (USD/mln Btu), and prices of Brent (USD/bbl) to Henry Hub (USD/mln Btu)

2. Metodyka badania i dane

Dotychczasowa literatura przedmiotu dostarcza przykładów badań, które wskazują na istnienie długookresowej relacji pomiędzy cenami gazu ziemnego a cenami ropy naftowej. Panagiotidis i Rutledge (2007) badali zależność między cenami gazu a ropy naftowej dla

rynku brytyjskiego, szukając potwierdzenia dla hipotezy o oderwaniu się ceny gazu od sytuacji na rynku ropy po zmianach w ustawodawstwie Wielkiej Brytanii, w ramach których dokonano liberalizacji obrotu gazem. Stwierdzili oni, że ceny ropy naftowej i gazu ziemnego dla rynku brytyjskiego pozostają w długookresowej relacji, co nie potwierdziło postawionej przez badaczy hipotezy. Brown i Yücel (2007), a później Asche i in. (2012) na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzili, że w krótkim czasie możliwe są różnice w kształtowaniu się cen ropy naftowej i gazu ziemnego, lecz w długim okresie różnice te powinny być niwelowane, a ceny powracać do stanu równowagi. Hartley i in. (2007) postawili hipotezę, że zależność między cenami ropy naftowej i gazu ziemnego może nie być bezpośrednia, a zmiany cen ropy naftowej mogą wpływać na gaz ziemny poprzez pewien złożony łańcuch zmian na rynkach poszczególnych surowców energetycznych.

Badania w zakresie występowania asymetrii w reakcji cen finalnych na dodatnie lub ujemne zmiany pozostałych cen z kolejnych części łańcucha dystrybucji w odniesieniu do rynku gazu ziemnego przeprowadzili Murry i Zhu (2008). Analizując dane dla 19 ośrodków handlu gazem ziemnym w USA odnotowali silną integrację rynku i brak asymetrii w realizacji napływających informacji o zmianach na rynku w cenach gazu w przypadku 15 z 19 ośrodków. Onour (2009) badał zależność między cenami ropy naftowej i gazu ziemnego, wskazując na zmienność w czasie współczynników modelu w zależności od poziomu cen ropy naftowej (jako próg, powyżej i poniżej którego ceny mogą podlegać różnym relacjom, przyjął 40 USD/bbl).

Dowody świadczące o braku relacji długookresowej przedstawił Erdős (2012), który wskazał, że ceny ropy naftowej i gazu ziemnego z Wielkiej Brytanii oraz ceny gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych oddzieliły się od siebie w 2009 roku, choć wcześniej były od siebie zależne zarówno w krótkim, jak i długim okresie. Asche i in. (2013) na podstawie danych z lat 1999–2010 dla cen ropy naftowej Brent i cen gazu ziemnego z Holandii, Belgii, Niemiec i Wielkiej Brytanii starali się określić, czy rynki ropy naftowej i gazu ziemnego w tych krajach są od siebie zależne. Zmiany prawne i deregulacje jakie miały miejsce w krajach Unii Europejskiej mogły sprawić, że cena gazu ziemnego odłączy się od ceny ropy naftowej, ale wyniki przedstawione przez autorów nie potwierdziły tych przypuszczeń. Przedstawione rezultaty wskazują, że cena gazu ziemnego jest zależna od cen ropy naftowej zarówno dla cen *spot*, jak i długoterminowych kontraktów zawieranych pomiędzy importerami a eksporterami gazu. Dodatkowo autorzy zasugerowali, iż rynek brytyjski oraz kontynentalnej Europy podlega tym samym trendom cenowym. Nick i Thoenes (2013) analizując niemiecki rynek gazu ziemnego stwierdzili, że w perspektywie długookresowej ceny tego surowca są związane z cenami ropy naftowej i węgla kamiennego.

Niemal wszystkie dotychczasowe badania przeprowadzone w tym zakresie wskazywały na istnienie długookresowej relacji między cenami ropy naftowej a gazu ziemnego, ale dotyczyły okresu przed zachwianiem równowagi pomiędzy cenami, tj. lat 2009–2012 (m.in. Kirchene 2002; Brown i Yücel 2007; Villar i Joutz 2006). Nowsze badania również w ograniczonym stopniu uwzględniają ten okres, np. Shafiee i Topal (2010) korzystali z próby do 2008 roku, Ates i Huang (2011) próby do czerwca 2009 roku, Asche i in. (2012) próby do stycznia 2010 roku. Na możliwość istnienia przesłanek świadczących, że ceny ropy

naftowej i gazu ziemnego są generowane przez niezależne procesy stochastyczne wskazał Erdős (2012) dla próby z lat 1994–2011. W niniejszym artykule wykorzystano dane za okres, w którym obserwuje się silne wahania cen ropy naftowej, tj. styczeń 2005–lipiec 2013 roku, co może rzucić nowe światło na analizę relacji długookresowej między cenami ropy naftowej i gazu ziemnego. Szeregi czasowe o częstotliwości tygodniowej zostały poddane transformacji logarytmicznej. Jako reprezentację cen gazu ziemnego wykorzystano ceny notowane na Henry Hub, które stanowią odnośnik dla kontraktów *futures* na amerykańskiej giełdzie NYMEX oraz kontraktów *swap* handlowanych na giełdzie londyńskiej ICE, co sprawia, że ceny tego gatunku możemy uznać za najbardziej transparentne i płynne. Jako reprezentację cen ropy naftowej przyjęto ceny dwóch najważniejszych benchmarków cen ropy naftowej – gatunków Brent i WTI, choć jak wskazuje Socha (2013) po 2004 roku spadła rola WTI jako globalnego benchmarku dla wyceny pozostałych gatunków ropy naftowej na światowych rynkach. Ze względu, iż gaz ziemny z Henry Hub pierwotnie handlowany jest na rynku amerykańskim, stąd też w badaniu postanowiono uwzględnić również wpływ cen WTI. Analiza tych szeregów czasowych może sprawić, że wyniki analiz przeprowadzonych na ich podstawie trudno jest przenieść w realia rynku europejskiego choć – jak wskazują badania – amerykański i europejski rynek gazu są ze sobą ściśle powiązane (zob. Robinson 2006; Cuddington i Wang 2006; Gebre-Mariam 2011). Neumann (2009) na podstawie danych o cenach z rynku amerykańskiego, brytyjskiego i kontynentalnej Europy dostarcza dowodów, że poszczególne rynki podlegają silnemu procesowi konwergencji. W perspektywie „rewolucji łupkowej”, która w praktyce dotyczy dotychczas prawie wyłącznie rynku północnoamerykańskiego, analizowanie cen notowanych na Henry Hub wydaje się celowe, gdyż odzwierciedlają one kluczowe trendy dla rynku gazu ziemnego. Drugim czynnikiem, który pozwala uznać analizowanie cen z Henry Hub za celowe, jest ich transparentność i wysoka płynność notowań ze względu na obecność na rynku nowojorskim i londyńskim instrumentów finansowych, opartych na cenach gazu ziemnego jako instrumentu bazowego.

Pierwszym etapem analizy było przeprowadzenie weryfikacji stacjonarności cen ropy naftowej (WTI, Brent) i gazu ziemnego (Henry Hub) za pomocą testu ADF (zob. Welfe 2003; Gujarati 2003). Wyniki testowania prezentuje tabela 1. W drugiej kolejności przeprowadzono testowania kointegracji pomiędzy parami zmiennych: WTI oraz Henry Hub i Brent oraz Henry Hub. Badanie relacji długookresowej pomiędzy analizowanymi cenami przeprowadzono z wykorzystaniem klasycznych narzędzi z zakresu analizy kointegracji – dwustopniowej metody Engle’a–Grangera, metody opisanej przez Johansena i Juselius (por. Engle i Granger 1987; Johansen 1988; Johansen i Juselius 1990; Welfe 2003; Gujarati 2003).

W trzecim etapie próbowano określić stabilność otrzymanych rezultatów w zakresie kointegracji zmiennych. W tym celu zastosowano podejście rekursywne „w przód” testowania rzędu kointegracji za pomocą testu śladu, zgodnie z procedurą zaproponowaną przez Hansena i Johansena (1999) (ang. *recursive cointegration*). Yunus (2013) zwraca uwagę, że w badaniach ekonomicznych tradycyjne podejście do badania kointegracji może prowadzić do wyników, które nie uwzględniają zmieniających się relacji pomiędzy różnymi wielkościami ekonomicznymi. Rekursywne testowanie stabilności „w przód” w pierwszym

kroku opiera się na obliczeniu statystyki testu śladu w podpróbce bazowej $t = 1, \dots, T_1$, gdzie $T_1 < T$, a następnie wartości statystyki obliczane są w kolejno rozszerzanych podpróbach $1, \dots, T_n$, gdzie $T_n = T_1 + n$ oraz $n = 1, \dots, T - T_1$. Ostatnia obliczona statystyka testu śladu obliczana jest tym samym na całej dostępnej próbce. Techniki rekurencyjne dostarczają dodatkowych informacji co do stałości w czasie kointegracji zależnych od siebie zjawisk ekonomicznych oraz pozwalają obserwować zmiany zachodzące w relacji między zmiennymi w przedziałach czasowych zdeterminowanych przez pewne fundamentalne wydarzenia (np. kryzysy finansowe, działania polityczne, inicjatywy legislacyjne). Innym podejściem do analizy stabilności wyników testu śladu jest kroczące testowanie kointegracji za pomocą metody Johansena (ang. *rolling cointegration*) dla określonej rozpiętości przedziału czasowego. Zastosowanie praktyczne takiego podejścia zaprezentowali Mylonidis i Kollias (2010). Kroczące testowanie – podobnie jak rekursywne – rozpoczyna się od obliczenia statystyki testu śladu w podpróbce bazowej $t = 1, \dots, T_1$ (gdzie $T_1 < T$) o określonym przedziale czasowym, np. jednego roku. Dalej wykonywane jest testowanie na podstawie próby przesuniętej względem bazowej o jedną obserwację, tj. $2, \dots, T_1 + 1$, następnie $3, \dots, T_1 + 2$, $4, \dots, T_1 + 3$, ..., $n, \dots, T_1 + n$ do momentu aż $T_1 + n = T$.

3. Wyniki

Przeprowadzona analiza stacjonarności wykazała, że wszystkie analizowane szeregi czasowe są niestacjonarne i zintegrowane w stopniu pierwszym $I(1)$ (wyniki prezentuje tabela 1). Otrzymane rezultaty są zgodne z podobnymi, prezentowanymi dotychczas w literaturze. Na niestacjonarność szeregów czasowych cen WTI, Brent, Henry Hub wskazywali w swoich pracach m.in. Villar i Joutz (2006), Kowalik i Herczakowska (2010).

Weryfikacja hipotezy o występowaniu kointegracji pomiędzy cenami ropy naftowej a cenami gazu ziemnego pozwala przypuszczać, iż w całym okresie od stycznia 2005 roku do lipca 2013 roku nie mamy do czynienia z relacją długookresową pomiędzy tymi zmiennymi (tab. 2). Wyniki testów prowadzą do takich samych wniosków zarówno w przypadku uwzględnienia w równaniu długookresowym ceny WTI, jak i Brent.

Rysunek 3 prezentuje rekursywne „w przód” i kroczące wartości statystyki śladu. Za okres bazowy do obliczenia statystyki przyjęto okres od 3 stycznia 2005 roku do 19 grudnia 2005 roku, statystyki przeskalowano celem porównywania z poziomem istotności 0,10 – wartości poniżej tej granicy świadczą o odrzuceniu hipotezy zerowej, a więc istnieniu co najmniej jednego wektora kointegrującego.

Wizualizacja stabilności kointegracji w czasie pozwala przypuszczać, że w próbce mamy do czynienia z wydarzeniami na rynku surowców energetycznych, które załamały istniejący porządek pomiędzy cenami ropy naftowej a gazu ziemnego. Analiza kointegracji cen WTI i Henry Hub dla okresu styczeń 2005 roku – styczeń 2009 roku wskazywałaby na istnienie długookresowej równowagi między cenami ropy naftowej i gazu ziemnego, choć już rozszerzenie próby o pierwszy kwartał 2009 roku wskazałoby na brak kointegracji.

TABELA 1. Testowanie stacjonarności zmiennych – wyniki testu ADF oraz wartości p-value w nawiasach

TABLE 1. Stationarity testing – ADF test results and p-value in brackets

Testowane hipotezy:	Cena ropy naftowej WTI	Cena ropy naftowej Brent	Cena gazu ziemnego Henry Hub
test bez wyrazu wolnego			
H0: I(1), H1: I(0)	-0,703882 [0,4122]	-0,864737 [0,3416]	-0,193139 [0,6169]
H0: I(2), H1: I(1)	-4,12524 [0,0000]	-6,88108 [0,0000]	-14,4883 [0,0000]
test z wyrazem wolnym			
H0: I(1), H1: I(0)	-2,20797 [0,2035]	-1,51759 [0,5249]	-1,67761 [0,4427]
H0: I(2), H1: I(1)	-4,14973 [0,0001]	-6,91952 [0,0000]	-14,4735 [0,0000]
test z wyrazem wolnym i trendem liniowym			
H0: I(1), H1: I(0)	-3,3983 [0,0515]	-2,77678 [0,2059]	-2,11298 [0,538]
H0: I(2), H1: I(1)	-4,17209 [0,0048]	-6,93784 [0,0000]	-5,27757 [0,0000]

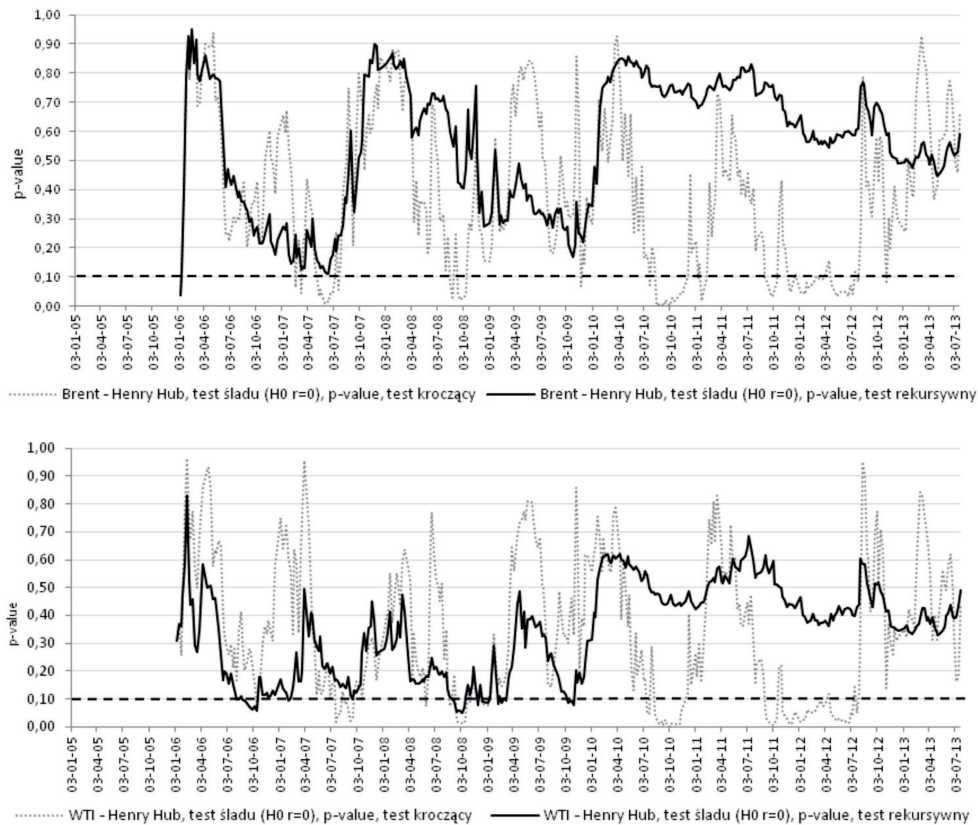
Źródło: opracowanie własne. Pogrubioną czcionką: odrzucenie hipotezy zerowej przy 5% poziomie istotności

TABELA 2. Testowanie kointegracji analizowanych zmiennych. Procedura Engle’a-Grangera: wyniki testu ADF dla oszacowań reszt z równania regresji pomiędzy cenami ropy naftowej a gazu ziemnego oraz wartości p-value w nawiasach. Metoda Johansena: test śladu oraz test największej wartości własnej oraz wartości p-value w nawiasach

TABLE 2. Cointegration test. Engle-Granger cointegration analysis: ADF test results for the estimates of residuals from the regression between oil and natural gas prices, and p-value in brackets. Johansen approach: trace test, maximum eigenvalue test and p-value in brackets

	Cena ropy naftowej WTI	Cena ropy naftowej Brent
Cena gazu ziemnego Henry Hub	ADF -2,37 [0,32] TRACE(H0 r=0) = 7,86 [0,49] TRACE(H0 r≤1) = 2,39 [0,12] LMAX(H0 r=0) = 5,47 [0,68] LMAX(H0 r=1) = 2,39 [0,12]	ADF -1,51 [0,77] TRACE(H0 r=0) = 6,98 [0,59] TRACE(H0 r≤1) = 0,89 [0,35] LMAX(H0 r=0) = 6,09 [0,61] LMAX(H0 r=1) = 0,89 [0,35]

Źródło: opracowanie własne. * odrzucamy hipotezę zerową na rzecz hipotezy alternatywnej przy 10% poziomie istotności. ** odrzucamy hipotezę zerową na rzecz hipotezy alternatywnej przy 5% poziomie istotności. Metoda Engle’a-Granger (test ADF dla reszt równania kointegrującego). Metoda Johansen (test śladu TRACE, test największej wartości własnej LMAX). Wyniki zostały opracowane z wykorzystaniem pakietu gretl



Rys. 3. Analiza kointegracji cen ropy naftowej (WTI, Brent) oraz cen gazu ziemnego (Henry Hub) – metoda Johansena: rekursywny i kroczący test ślad (sprawdzian dla hipotez postaci: $H_0 r = 0$ i $H_1 r \geq 1$, prezentowane wartości p-value)

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3. Cointegration analysis of crude oil prices (WTI, Brent) and natural gas prices (Henry Hub) – Johansen approach: recursive and rolling trace test statistic (hypothesis testing: $H_0 r = 0$ i $H_1 r \geq 1$, test results scaled to p-value)

Możemy zatem stwierdzić, że do załamania równowagi między cenami ropy naftowej a gazu ziemnego doszło dopiero w pierwszej połowie 2009 roku, a nie w 2008 roku, gdy cena baryłki ropy naftowej osiągnęła nieobserwowany wcześniej poziom 140 USD/bbl, a następnie wskutek globalnego kryzysu spadła do ceny poniżej 40 USD/bbl. Można zatem wnioskować, że w okresie największej zmienności cen ropy naftowej relacja długookresowa między cenami analizowanych surowców była zachowana.

Prócz 2009 roku jako okresy, w których należy poszukiwać wydarzeń o charakterze fundamentalnym, które prowadziły do powstawania odchylenia od długookresowej równowagi między cenami możemy wskazać na pierwszy kwartał 2011 roku oraz trzeci kwartał 2012 roku, od którego ceny ropy naftowej i gazu ziemnego wydają się być determinowane

przez różne trendy stochastyczne. Dodatkowo warto zauważyć, że w okresie przed 2009 rokiem występowanie kointegracji między cenami WTI i Henry Hub możemy uznać za stabilne, z kolei załamanie cen kointegracji między Brent i Henry Hub miało miejsce już w 2007 roku.

Podsumowanie

Uzyskane rezultaty pozwalają stwierdzić, że równowaga między cenami ropy naftowej a gazu ziemnego uległa załamaniu po 2009 roku. Potwierdza to bieżącą sytuację na rynkach tych surowców, które zmagają się ze zgoła innymi problemami – rynek ropy naftowej stoi przed problemem silnych wahań cen i dynamicznie rosnącego popytu, rynek gazu ziemnego podlega odwrotnemu trendowi – rosnące wydobycie ze złóż niekonwencjonalnych wywiera presję obniżania cen na dotychczasowych dostawców, co zmniejsza opłacalność wykonywania nowych odwiertów i dalszej dynamiki wzrostu podaży. Nie możemy zatem oczekiwać, że ceny gazu ziemnego będą dalej spadały, bardziej prawdopodobne jest utrzymanie cen na stałym, choć niskim poziomie. Sagen, Aune (2004) na podstawie stworzonego modelu dla rynku europejskiego stwierdzili, że mało prawdopodobny jest na nim spadek cen gazu ziemnego poniżej 3 USD/mln Btu. Foss (2011) wskazała, że również dla rynku amerykańskiego należy oczekiwać wyższego poziomu cen. Według prognoz *U.S. Energy Information Administration* (2014) minimum koniecznym dla dalszego rozwoju wydobycia ze złóż niekonwencjonalnych jest poziom cen gazu ziemnego około 6 USD/mln Btu.

Czynnikiem, który w największym stopniu determinuje długoterminowy trend cenowy gazu ziemnego Henry Hub jest wzrost wydobycia na rynku amerykańskim, który w 2012 roku osiągnął historycznie najwyższy poziom na skutek boomu wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych (por. Szurlej, Janusz 2013). Zmiany, jakie zachodzą na amerykańskim rynku w trakcie tzw. „rewolucji łupkowej”, wpływają na spadek poziomu cen gazu ziemnego, a tym samym są przyczyną zachwiania dotychczasowej relacji między cenami tego surowca i cenami ropy naftowej. Rozwój technologiczny pozwolił zmniejszyć koszty wydobycia gazu z łupków oraz tzw. gazu zamkniętego, co umożliwiło koncernom wydobywczym rozpoczynać nowe odwierty na skalę przemysłową przy zachowaniu rentowności projektów inwestycyjnych. Zgodnie z prognozami *U.S. Energy Information Administration* (Annual Energy Outlook 2014) utrzymanie się niskich cen gazu ziemnego w stosunku do cen innych źródeł energii może spowodować, że ten surowiec stanie się w 2040 roku podstawą amerykańskiego bilansu energetycznego. Rezultatem dalszego wzrostu wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych będzie zmiana roli Stanów Zjednoczonych z importera netto gazu ziemnego na eksportera netto – według prognoz *U.S. Energy Information Administration* (2014) może to nastąpić w 2016 roku. Prawdopodobnym jest, że rolą jaką Stany Zjednoczone odegrają w światowym bilansie energetycznym przełoży się również na zmianę dotychczasowych mechanizmów wyceny gazu ziemnego z mechanizmu indeksacji ceny opartej na cenie ropy naftowej na mechanizm zależny od

notowań gazu ziemnego na Henry Hub (jaki obowiązuje na rynku amerykańskim) nawet w skali globalnej (zob. Wang i in. 2014). Według danych *U.S. Energy Information Administration* rola rosyjskiego gazu w światowym bilansie energetycznym maleje – w 2011 roku udział rosyjskiego surowca w ogóle światowego eksportu spadł o 5 p.p. w porównaniu z rokiem 2008. Głównie wynika to z rosnącego wydobycia w regionie Bliskiego Wschodu (wzrósł przede wszystkim udział katarskiego gazu ziemnego w światowym eksporcie, który w 2011 roku wyniósł 11% względem 6% w 2008 roku), ale także rosnącego wydobycia na terenach państw azjatyckich m.in. Indonezji, Indii, Chin, które powiększając krajowe wydobycie nie zwiększają zapotrzebowania na importowany gaz ziemny. Udział eksportu gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych w światowym bilansie jest nadal niewielki i wynosi około 4%, choć wskutek wzrostu wydobycia ze złóż niekonwencjonalnych widoczny jest stały w czasie wzrost ilości gazu ziemnego przeznaczanego na eksport (dla porównania w 2008 roku udział Stanów Zjednoczonych w światowym eksporcie wyniósł 2,8%). Zmiany w strukturze światowego eksportu gazu ziemnego mogą w dużym stopniu prowadzić do oddzielenia się od siebie trendów determinujących ceny gazu ziemnego i ropy naftowej w dłuższej perspektywie. Cena gazu ziemnego na rynku amerykańskim stanowi około jednej trzeciej ceny tego surowca na rynku europejskim i tylko jedną szóstą ceny na rynku japońskim. Zwiększenie ilości gazu przeznaczonego na eksport może doprowadzić do wzrostu cen na rynku amerykańskim, ale również przyczynić się do spadku cen na rynkach docelowych. W rezultacie ceny gazu ziemnego na Henry Hub, będącego przedmiotem obrotu na giełdzie towarowej NYMEX, mogą odgrywać rolę światowego benchmarku, a uczestnicy światowego rynku mogą postrzegać Henry Hub jako wyznacznik cen ze względu na obecność tego gatunku w transparentnym i płynnym obrocie giełdowym. Warto zauważyć, że deregulacje prowadzone na amerykańskim rynku, celem zwiększenia stopnia konkurencji między podmiotami, sprawiły, iż ceny w kontraktach długoterminowych oparte są na notowaniach cen gazu ziemnego na giełdach towarowych, a nie indeksowane względem ropy naftowej jak ma to miejsce m.in. w Europie. W Azji rosnący popyt ze strony Indii, Chin czy Japonii, a więc rynków o ogromnym potencjale sprzedażowym, skłania eksporterów do ustalania warunków długoterminowych poniżej tych, które wynikałyby z uzależnienia cen gazu od trendów na rynku ropy naftowej. Analiza bieżących trendów na rynkach ropy naftowej i gazu ziemnego pozwala przypuszczać, iż osłabienie zależności pomiędzy cenami tych surowców po roku 2009 może być pogłębione w kolejnych latach. Perspektywa wzrostu wydobycia ze złóż niekonwencjonalnych w Europie może sprawić, że presja nakładana na dostawców przez importerów gazu ziemnego zmusi ich do modyfikacji dotychczasowych mechanizmów indeksacji cen gazu ziemnego opartej na cenach ropy naftowej, w rezultacie czego trendy determinujące ceny analizowanych surowców energetycznych będą nadal niezależne.

Literatura

Annual Energy Outlook 2012 – Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035, 2013, U.S. Energy Information Administration, Washington 2012, 239 s.

- Annual Energy Outlook 2014 – Annual Energy Outlook, 2014, U.S. Energy Information Administration, Early Release Overview. 18 s.
- ASCHE i in. 2012 – ASCHE, F., OGLEND, A. i OSMUNDSEN, P. 2012. Gas versus oil prices. The impact of shale gas. *Energy Policy* t. 47, z. 3, s. 117–124.
- ASCHE i in. 2013 – ASCHE, F., MISUND, B. i SIKVELAND, M. 2013. The relationship between spot and contract gas prices in Europe. *Energy Economics* t. 38, z. 3, s. 212–217.
- ATES, A. i HUANG, J.-C. 2011. The Evolving Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices: Evidence from a Dynamic Cointegration Analysis. *Pennsylvania Economic Review* t. 18, z. 1, s. 1–9.
- BIAŁEK i in. 2013 – BIAŁEK, M., GROSS-GOŁACKA, E. i KALISKI, M. 2013. Prognozy produkcji ropy naftowej do 2018 r. według średnioterminowego Raportu Rynku Ropy Naftowej opracowanego przez Międzynarodową Agencję Energetyczną. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 3, s. 73–81.
- BROWN, S.P.A. i YÜCEL, M.K. 2007. What Drives Natural Gas Prices? Federal Reserve Bank of Dallas, Working Papers, nr 0703.
- CUDDINGTON, J.T. i WANG, Z. 2006. Assessing the degree of spot market integration for U.S. natural gas: evidence from daily price data. *Journal of Regulatory Economics* t. 29, z. 2, s. 195–210.
- ENGLE, R.F. i GRANGER, C.W. 1987. Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. *Econometrica* t. 55, z. 2, s. 251–276.
- ERDŐS, P. 2012. Have oil and gas prices got separated? *Energy Policy* t. 49, z. 3, s. 707–718.
- FOSS, M.M. 2011. The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry hub at \$3 or \$10? The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper: Country and Regional Studies.
- GEBRE-MARIAM, Y.K. 2011. Testinf for unit roots, causality, cointegration, and efficiency: The case of the northwest US natural gas market. *Energy* t. 36, z. 5, s. 3489–3500.
- GUJARATI, D.N. 2003. Basic econometrics. Wyd. 4. McGraw-Hill Higher Education, New York, s. 792–834.
- HANSEN, H. i JOHANSEN, S. 1999. Some Tests for Parameter Constancy in Cointegrated VAR-Models. *Econometrics Journal* t. 2, z. 2, s. 306–333.
- HARTLEY i in. 2007 – HARTLEY, P., MEDLOCK, K.B. i ROSTHAL, J. 2007. The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices. *Energy Journal* t. 29, z. 3, s. 47–65.
- JANUSZ, P. 2013. Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 2, s. 33–52.
- JOHANSEN, S. 1988. Statistical analysis of cointegration vectors. *Journal of Economic Dynamics and Control* t. 12, z. 2–3, s. 231–254.
- JOHANSEN, S. i JUSELIUS, K. 1990. Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration – With Applications to the Demand for Money. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* t. 42, z. 2, s. 169–210.
- KIRCHENE, N. 2002. World crude oil and natural gas: a demand and supply model. *Energy Economics* t. 24, z. 6, s. 557–576.
- KOWALIK, S. i HERCZAKOWSKA, J. 2010. Analiza i prognoza cen ropy naftowej na rynkach międzynarodowych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13, z. 2, s. 253–262.
- MURRY, D. i ZHU, Z. 2008. Asymmetric price responses, market integration and market power: A study of the U.S. natural gas market. *Energy Economics* t. 30, z. 3, s. 748–765.
- MYLONIDIS, N. i KOLLIAS, Ch. 2010. Dynamic European stock market convergence: Evidence from rolling cointegration analysis in the first euro-decade. *Journal of Banking and Finance* t. 34, z. 9, s. 2056–2064.

- NEUMANN, A. 2009. Linking Natural Gas Markets – Is LNG Doing Its Job? *The Energy Journal Special Issue*, t. 30, s. 187–200.
- NICK, S. i THOENES, S. 2013. What Drives Natural Gas Prices? – A Structural VAR Approach. *EWI Working Paper* t. 13, z. 2, s. 1–33.
- ONOUR, I. 2009. Natural Gas markets: How Sensitive to Crude Oil Price Changes? *OPEC Energy Review* t. 33, z. 2, s. 111–124.
- PANAGIOTIDIS, T. i RUTLEDGE, E. 2007. Oil and gas markets in the UK: Evidence from a co-integrating approach. *Energy Economics* t. 29, z. 2, s. 329–347.
- RAMBERG, D.J. i PARSONS, J.E. 2012. The weak tie between natural gas and oil prices. *The Energy Journal* t. 33, z. 2, s. 13–35.
- ROBINSON, T. 2007. Have European gas prices converged? *Energy Policy* t. 35, z. 4, s. 2347–2351.
- SAGEN, E.L. i AUNE, F.R. 2004. The Future European Natural Gas Market – are lower gas prices attainable? *Discussion Papers* No. t. 379, z. 1, s. 1–31.
- SHAFIIE, S. i TOPAL, E. 2010. A long-term view of worldwide fossil fuel prices. *Applied Energy* t. 87, z. 3, s. 988–1000.
- SOCHA, R. 2013. Analiza relacji cen wybranych gatunków ropy naftowej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 2, s. 17–31.
- SZURLEJ, A. i JANUSZ, P. 2013. Natural Gas Economy in the United States and European Markets. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 29, z. 4, s. 77–94.
- VILLAR, J.A. i JOUTZ F.L. 2006. The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices. *Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, Working Paper*.
- WANG i in. 2014 – WANG, Q., CHEN, X., JHA, A.N. i RODGERS, H. 2014. Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* t. 30, z. 1, s. 1–28.
- WELFE, A. 2003. *Ekonometria. Metody i ich zastosowanie*. Wyd. 3, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa, s. 341–370.
- World Energy Outlook 2012, International Energy Agency, Executive summary. Wersja polska. 8 s.
- YUNUS, N. 2013. Contagion in international financial markets: A recursive cointegration approach. *Journal of Multinational Financial Management* t. 23, z. 4, s. 327–337.

Robert SOCHA

An analysis of the price relationship between natural gas and crude oil. Are the prices still dependent on each other?

Abstract

Crude oil and natural gas are recognized as close substitutes, which means that in the long term their prices should be defined by a stable relationship. Historical data indicates that the ratio of the crude oil price to the natural gas price has been set at about 10:1. Previous studies on crude oil and

natural gas indicated that a stable, long-term correlation was observed (i.e. Kirchene 2002; Brown, Yücel 2007; Shafiee and Topal 2010; Asche et al. 2012; Asche et al. 2013), but most of these studies were empirically verified in a sample before the year 2008, after which unprecedented volatility in the oil market was observed. As the crude oil price rocketed in 2009, the ratio of the oil price to the natural gas price increased from 10:1 on average during the period 2005–2008 to 34:1 in 2012. The inspiration for this paper was to answer the question whether the relationship between crude oil and natural gas prices remained stable during a period of high oil price variability. To verify this hypothesis, time series analyses were employed – stationarity testing with the ADF test, and cointegration analysis with both the Engle–Granger (1987) and Johansen (1988) approaches. The Hansen and Johansen (1999) method was used to visualize the stability of cointegration. According to the results of empirical analysis, it could be argued that during the period from 2008–2012 a break was observed in the equilibrium between the crude oil and natural gas prices, but the moment of the break should be assigned to the year 2009, not 2008, when oil prices rocketed to the historically highest level of 140 USD/bbl.

KEY WORDS: crude oil, natural gas, prices, WTI, Henry Hub, Brent, cointegration

