

Taryfa jako istotny element otoczenia rynku gazu - zapewniający stabilność inwestycyjną i stymulację rozwoju dla przedsiębiorstw energetycznych

Zdaniem ekspertów DISE do najważniejszych stymulatorów rozwoju rynku gazu w Polsce, który należy wzmocnić dla podniesienia rentowności inwestycji w sektorze - jest zapewnienie odpowiedniego środowiska regulacyjnego.

Wstęp

W poprzednim artykule postawiłem pytanie - co należy zrobić dla zwiększenia rentowności każdej złotówki zainwestowanej dzisiaj w gaz ziemny i jego infrastrukturę, jako paliwa przejściowego (przy założeniu, że do czasu gdy trend dekarbonizacyjny około roku 2040 w europejskiej energetyce istotnie ograniczy polski rynek gazu, a tym samym zmniejszy rentowność realizowanych inwestycji w gazownictwie czy projektów znajdujących się w zaafansowanej fazie eksploatacji. Moim zdaniem do najważniejszych stymulatorów, który należy wzmocnić dla podniesienia rentowności inwestycji w sektorze gazu jest - zapewnienie odpowiedniego środowiska regulacyjnego. Zagadnienie środowiska regulacyjnego jest bardzo szerokie pojęciowo, proponuje zatem skupić się na zagadnieniach taryfowych, usprawnień w prawie - głównie budowlanym i narzędziach stymulujących rynek giełdowy.

W pierwszej kolejności chciałbym skoncentrować się na propozycji wprowadzenia taryfy wieloletniej dla sektora dystrybucji gazu, czyli m.in. dla PSG jako narodowego operatora systemu dystrybucyjnego gazu i firmy realizującej jeden z kluczowych dla transformacji energetycznej programów Przyspieszonej Gazyfikacji Kraju do roku 2022, a także dla innych OSD działających na polskim rynku. Temat ten staje się ważny w kontekście roku 2024, czyli terminu, w którym polski regulator powinien zrezygnować z obowiązku taryfowania spółek obrotu gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych i tym samym całkowitej delegacji rynku sprzedawców energii elektrycznej i gazu. Spółki dystrybucyjne i przesyłowe nadal będą podlegać obowiązkowi przygotowania i przedłożenia do akceptacji przez Prezesa URE Taryf.

Taryfa dla PSG czy Gaz-System jako operatorów dystrybucyjnego i przesyłowego jest podstawowym źródłem przychodów w ramach działalności koncesjonowanej polegającej na transporcie gazu siecią gazociągów z punktu A do punktu B w sposób bezpieczny i ekonomicznie efektywny. Taryfa więc powinna być skonstruowana w taki sposób aby pokryć uzasadnione koszty działalności operacyjnej Operatora i zapewnić odpowiedni zwrot z zaangażowanego kapitału. W przypadku kiedy amortyzacja służy do finansowania remontów i inwestycji odtworzeniowych, tak zwrot z kapitału powinien być przeznaczany przez Operatora jako wynagrodzenie dla właściciela tj. PGNiG w przypadku PSG i Skarbu Państwa w przypadku Gas-System w postaci dywidendy jak i do inwestycji rozwojowych w system gazowniczy. Czyli od wielkości taryfy będzie w najbliższych latach zależał poziom zdolności tych narodowych operatorów do realizacji inwestycji w rozwój swoich systemów gazowniczych. Z perspektywy polskiej gospodarki inwestycje w krajowy system OSD i OSP to inwestycje w podniesienie bezpieczeństwa energetycznego Kraju, kreowanie popytu wewnętrznego na gaz ziemny jako źródło energii, neutralizacja ubóstwa energetycznego i stymulowanie wzrostu gospodarczego poprzez dynamiczny proces gazyfikacji. Polski Regulator czyli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej URE), równoważąc interes odbiorców paliwa gazowego i przedsiębiorstwa energetycznego z jednej strony zapewnia akceptowalny dla rynku poziom cen, a z drugiej strony powinien zadbać o taki poziom stawek taryfowych aby zapewnić Operatorom środki na inwestycje. Zapewnienie w obecnej sytuacji rynkowej stabilnego otoczenia regulacyjnego dla inwestujących w infrastrukturę gazowniczą powinno być priorytetem dla decydentów tym bardziej, że Polska jest ostatnim z krajów UE, która nie posiada taryf wieloletnich dla operatorów systemów gazowniczych, a poziom stawek dla PSG i Gaz-System ustalany jest w perspektywie dwunastu miesięcy. Taka sytuacja bardzo utrudnia jakiegokolwiek długoterminowe planowanie w zakresie rentowności inwestycji i generuje wzrost ryzyka inwestycyjnego dla instytucji finansujących - głównie banków. Zważywszy na powyższe temat taryfowania

długoterminowego w gazownictwie zaczyna być kluczowy - co wykażemy w serii najbliższych publikacji.

Dla przypomnienia z dniem 1 lipca 2007 r. nastąpiło uwolnienie rynku energii w Polsce. Od tego czasu każdy odbiorca może kupić energię elektryczną i gaz u wybranego przez siebie sprzedawcy (spółki obrotu). Uwolnienie rynku energii miało na celu wzmocnienie konkurencji na krajowym rynku, co miało wpłynąć na obniżenie cen. Zgodnie z zasadami wolnego rynku, sprzedawcy energii elektrycznej i gazu mają rywalizować o klientów, ograniczając koszty i oferując prąd i gaz po atrakcyjnych cenach. W związku z uwolnieniem rynku energii Prezes URE zwolnił z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przedsiębiorstwa obrotu. Obecnie odbiorca energii może negocjować ceny energii elektrycznej i gazu oraz warunki dokonywania rozliczeń, a wszystkie kwestie dotyczące praw i obowiązków stron, w tym okres rozliczeniowy powinna zawierać umowa. Na dzień dzisiejszy przedsiębiorstwa obrotu przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE wyłącznie taryfy zawierające ceny energii elektrycznej i gazu oraz zasady rozliczeń - dla odbiorców zaliczanych do grupy G, to jest odbiorców w gospodarstwach domowych. Liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu nie objęła natomiast przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej i gazu. Na polskim rynku energetycznym dystrybucja oraz przesył energii elektrycznej i gazu jest przykładem monopolu naturalnego. Wynika to z samej natury dostarczanej usługi jaką jest transport energii elektrycznej i paliwa gazowego, gdyż ze względów technicznych konkurencja wielu podmiotów w tym obszarze jest niemożliwa, a bariera kapitałowa wejścia na rynek bardzo wysoka. Ponieważ ekonomicznie bezzasadne jest budowanie równoległych sieci gazociągów czy wręcz niemożliwe technicznie na przykład w miastach - przedsiębiorstwa będące operatorami dystrybucyjnymi i przesyłowymi systemów elektroenergetycznych i gazowych stają się monopolistami. Stąd OSP i OSD nadal mają obowiązek przedkładania corocznie taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE.

Regulacja segmentów dystrybucji noszących znamiona monopolu naturalnych

Historycznie segmenty dystrybucji stanowiły część pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw – podmiotów zasiedziały, będących monopolistami na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego w swoich krajach. Podmioty te często mogły wykorzystywać swoją pozycję dominującą na rynku do stosowania praktyk ograniczających rozwój konkurencji. Do najczęściej spotykanych tego typu zachowań można zaliczyć:

- tworzenie technicznych barier, np. kosztownych i długotrwałych procedur dla odbiorców końcowych, którzy chcą zmienić dostawcę energii elektrycznej lub gazu, poprzez wprowadzanie skomplikowanych wymagań technicznych wobec systemów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym obowiązek instalacji nowych systemów,
- manipulacja taryfami w zakresie dostępu do sieci np. operator systemu dystrybucyjnego będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może wymagać od klientów zmieniających dostawcę, przedstawienia informacji dotyczących nowego kontraktu, a następnie w sposób selektywny oferować zniżki tylko wybranym klientom,
- manipulacja zdolnościami przesyłowymi i dystrybucyjnymi,
- częste zmiany zasad zarządzania i alokacji przepustowości linii elektrycznych i gazociągów w celu utrudnienia korzystania z sieci innym użytkownikom, niezwiązanym z podmiotem dominującym¹

¹ B. Nowak, Rozdział przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w sektorze energii elektrycznej i gazu na podstawie dyrektyw elektroenergetycznej i gazowej. Mit czy rzeczywistość?, Studia Europejskie, 2/2007

Poza wymienionymi wyżej praktykami, przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo mogły stosować niezgodne z dyrektywami i obowiązującymi zasadami rynkowymi techniki subsydiowania skrótnego poszczególnych swoich segmentów działalności, a więc pokrywania strat z jednej działalności zyskami z innej, co stanowi kolejny przykład zachowania ograniczającego rozwój konkurencji. W związku z tym, aby przeciwdziałać tym zachowaniom, w latach dziewięćdziesiątych XX wieku, poprzez decyzję państw członkowskich Unii Europejskiej postanowiono o otwarciu tych rynków na konkurencję w sposób stopniowy. Jednym z pierwszych etapów procesu było wyodrębnienie ze struktur przedsiębiorstw segmentów działalności, w których mogłyby zaistnieć warunki do rozwoju konkurencji (segment obrotu) od segmentów, które takich przesłanek nie przejawiają (segment przesyłu oraz segment dystrybucji). Zabieg ten odbył się z wykorzystaniem dekompozycji wertykalnej (ang. unbundling), która polega na rozdzieleniu faz działalności zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa na poszczególne fazy, wśród których wyróżnia się:

- fazę produkcji,
- fazę przesyłu pod postacią sieci nadrzędnych,
- fazę dystrybucji, rozumianą jako system sieci rozdzielczej i urządzeń obsługi odbiorców,
- sprzedaż.

Konsekwencją podziału działalności przedsiębiorstwa na fazy jest częściowa separacja atrybutów monopolu naturalnego, co wpływa na osłabienie ich istotności. W efekcie pozycja firmy odznaczająca się jedną z cech monopolu naturalnego jest słabsza aniżeli firmy, która tych cech posiada dwie i więcej. Zarówno segment przesyłu jak i segment dystrybucji na rynku gazu ziemnego stanowią działalność liniową odznaczającą się cechami monopolu naturalnego. Wobec braku na rynku o cechach monopolu naturalnego mechanizmu kształtującego cenę, jakim jest mechanizm konkurencji, regulacja taryf ma na celu ustanowienie ceny na poziomie uwzględniającym zarówno interesy dostawców, jak i odbiorców gazu ziemnego. Regulacja segmentów dystrybucji i przesyłu odbywa się przy zastosowaniu odpowiednich modeli taryfowania, które określają zbiór zasad publikowanych przez spółki i przekazywanych przez sprzedawców, gdzie określa się ceny usług dystrybucyjnych dla określonych grup taryfowych.

Zmiana podejścia do regulacji monopolii naturalnych

Modele taryfowe funkcjonujące w segmencie przesyłu oraz segmencie dystrybucji przeszły na przestrzeni lat szereg zmian skutkujących zmianą podejścia do regulacji przedsiębiorstw sieciowych. Za początkowo wiodące podejście można uznać model taryfowy zakładający pokrywanie kosztów operacyjnych operatora z uwzględnieniem określonego poziomu rentowności ustalonym przez regulatora (metoda koszt plus). Zgodnie z modelem wysokość taryfy była wyznaczana w oparciu o poziom kosztów poniesiony w danym roku przez operatora, które następnie były przenoszone na odbiorców końcowych w taryfie sieciowej. System ten poprzez założenie pełnego zwrotu kosztów operatora nie motywował przedsiębiorstw do utrzymywania kosztów na efektywnym poziomie oraz nie wprowadzał mechanizmów zachęt do redukcji kosztów operacyjnych. Skutkowało to nieefektywnościami kosztowymi poszczególnych operatorów oraz w konsekwencji zawyżoną ceną usług dla odbiorców końcowych. W efekcie, ze względu na zaakcentowane wady modelu koszt plus, podjęto próbę wypracowania alternatywnego podejścia, które gwarantowałyby podejmowanie inicjatyw proefektywnościowych przez operatorów, co przełożyłoby się bezpośrednio na niższe ceny dla odbiorców końcowych. Główne założenia nowego podejścia do regulacji segmentów dystrybucji to: wieloletnie modele regulacyjne, podejście benchmarkingowe stosowane do wyznaczenia optymalnego poziomu kosztów operatora.

Powyższe kwestie zostały omówione poniżej.

Wieloletnie modele regulacji

Nowe podejście do kwestii regulacji działalności sieciowej polega na odchodzeniu od modeli kosztowych na rzecz modeli opartych na zachętach do podejmowania działań proefektywnościowych. Jednym z rozwiązań w tym zakresie jest model pułapowy z wyznaczonym maksymalnym poziomem przychodów (ang. revenue cap). Polega on na ustaleniu w oparciu o metodykę zatwierdzoną przez regulatora maksymalnego dopuszczalnego przychodu, jaki może osiągnąć operator w danym roku taryfowym. W przypadku modeli regulacyjnych opartych o system zachęt z wyznaczonym maksymalnym poziomem przychodów stosuje się poniższą formułę:

$$R_1 = R_0 x (1 + RPI - X + Y)$$

gdzie:

- R_1 – dopuszczalny poziom przychodu operatora w danym roku obowiązywania modelu taryfowego,
- R_0 – dopuszczalny poziom przychodu operatora w pierwszym roku obowiązywania modelu taryfowego
- RPI – poziom inflacji,
- X – współczynnik poprawy efektywności kosztowej operatora. Współczynnik ten może być wyznaczany przez regulatora na dany rok okresu taryfowego, bądź na cały okres taryfowy.
- Y – wzrost skali działalności operatora w danym roku obowiązywania modelu taryfowego

Istotą modelu taryfowego opartego o system zachęt jest wyznaczanie celów poprawy efektywności kosztowej (w postaci współczynników poprawy efektywności) do osiągnięcia przez operatorów w dłuższej perspektywie. W konsekwencji wprowadzenie tego typu rozwiązań regulacyjnych poskutkowało wydłużeniem okresu regulacyjnego i tym samym odejściem od jednorocznej perspektywy wyznaczania taryfy. Wysokość przychodu regulowanego stanowiąca poziom odniesienia dla kolejnych lat okresu regulacji oraz wartość współczynnika poprawy kosztowej operatora X są wyznaczane dla danego okresu taryfowego. Długość okresu regulacyjnego w poszczególnych krajach różni się i wahała w przedziale od 3 do nawet 10 lat. Obecnie najczęściej obserwowana długość okresu regulacyjnego wynosi od 3 do 5 lat.²

Do podstawowych zalet wieloletniego modelu taryfowego należą:

- stabilność i przewidywalność środowiska regulacyjnego w długim okresie,
- określanie jasnych procedur/regulacji prawnych oraz obiektywnych parametrów minimalizujących uznaniowość regulatorów w procesie określania bazy (poziomu) kosztów operacyjnych dla celów taryfowych
- stosowanie motywacyjnych (bodźcowych) metod regulacji przedsiębiorstw sieciowych, ukierunkowanych na podnoszenie efektywności operacyjnej (w tym głównie poprzez obniżkę kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej)

Stosowane w ramach modelu ograniczenie w postaci maksymalnego pułapu przychodów jest zazwyczaj jednym z wielu mechanizmów zachęt mających na celu poprawę efektywności operacyjnej operatorów.

Benchmarking

² P.J. Agrell, P. Bogetoft, Benchmarking and regulation, CORE DISCUSSION PAPER 2013/8, Center for Operations Research and Econometrics, Louvain-la-Neuve Belgium

Najczęściej wykorzystywanym narzędziem w regulacji rynków noszących znamiona monopolu naturalnego z natury odznaczających się brakiem zachęt do optymalizacji kosztów działalności operacyjnej jest metoda benchmarkingu. Benchmarking jest pojęciem o bardzo dużej pojemności znaczeniowej, dlatego aby zrozumieć to zagadnienie, należy posługiwać się dwiema definicjami. W ujęciu bardziej ogólnym Benchmarking jest procesem ciągłego uczenia się i twórczego doskonalenia organizacji wykorzystującym rozwiązania i osiągnięcia, które wypracowali najlepsi w danej dziedzinie. Bardziej operacyjna definicja przedstawia Benchmarking jako ciągły i systematyczny proces identyfikowania, analizy, projektowania i w konsekwencji wdrażania lepszych rozwiązań w zakresie procesów, produktów oraz sposobów rozwiązywania problemów i realizacji celów z wykorzystaniem uznanych i sprawdzonych wzorców wewnętrznych i/lub zewnętrznych organizacji, którego rezultatem powinien być wzrost jej efektywności. Metoda ta wywodzi się z topografii, ale znalazła szerokie zastosowanie w informatyce i w naukach organizacji i zarządzania³. Metoda benchmarkingu jest także powszechnie stosowana przez europejskich regulatorów w ramach przyjętych w krajach Unii Europejskiej - różnych metodyk ustalania stawek taryfowych. Metoda ta znalazła zastosowanie przez regulatorów ze względu na fakt, iż zwykle działalność sieciowa na terenie kraju jest podzielona terytorialnie na kilku operatorów systemów dystrybucyjnego stanowiących grupę odniesienia.⁴ Dopuszczalny poziom przychodów operatora dla pierwszego roku obowiązywania okresu regulacyjnego stanowiący poziom odniesienia dla wyznaczenia jego poziomu w kolejnych latach jest zwykle wyznaczany w oparciu o rzeczywiste koszty operatora⁵. Natomiast wskaźnik poprawy efektywności kosztowej operatora wyznaczany jest przy wykorzystaniu benchmarkingu aktualnego poziomu kosztów przedsiębiorstwa - w oparciu o koszty z poprzednich okresów, tzw. benchmarking wewnętrzny, bądź benchmarking zewnętrzny. Benchmarking zewnętrzny jest związany z porównaniem odpowiednich kategorii kosztowych przedsiębiorstw o podobnej specyfice operujących w tym samym segmencie rynku, bądź rynkach zagranicznych. Czynnikiem warunkującym przeprowadzenie benchmarkingu zewnętrznego jest jednak dostępność do odpowiedniego zakresu informacji na temat poszczególnych operatorów.

W kolejnym artykule zaprezentujemy wyniki prac analitycznych dotyczących identyfikacji najlepszych praktyk w obszarze regulacji i taryfowania działalności dystrybucji gazu ziemnego i energii elektrycznej na wybranych rynkach energetycznych krajów członkowskich Unii Europejskiej.

dr Adam Węgrzyn
Dyrektor Programowy, Ekspert DISE

³ A. Węgrzyn, *Benchmarking - nowoczesna metoda doskonalenia przedsiębiorstwa*, Antykw, Wrocław 2000

⁴ P. J. Agrell, P. Bogetoft, *Benchmarking and regulation*,

⁵ Paul L. Joskow, *Incentive regulation in theory and practise. Electricity Distribution and Transmission Network*, Chapter in NBER book *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* (2014), Nancy L. Rose, editor (p. 291 - 344) Conference held September 9-10, 2005 Published in June 2014 by University of Chicago Press