



Warszawa, dnia 29 marca 2019 r.

**PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

DRG.DRG-2.745.1.2019.JDo1

DECYZJA

Na podstawie art. 27 ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 r. s. 29) oraz art. 104 i art. 108 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018 r. 2096, z późn. zm.), w związku z art. 30 ust. 1 i art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, z późn. zm.),

po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego wszczętego z urzędu

w dniu 18 stycznia 2019 r., wobec

**Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie,
zwanego dalej „Operatorem”,**

uzupełnionego przez Operatora pismami z dnia: 21 stycznia 2019 r. znak: 2019-11810
PF.3113.1.2019.1, 5 lutego 2019 r. znak: 2019-19907 PF.3113.5.2018.15 oraz 27 lutego 2019 r.
znak: 2019-32097 PF.3113.5.2018.26

postanawiam:

- I. zatwierdzić *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: **od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.***, stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji,
- II. nadać decyzji rygor natychmiastowej wykonalności.

UZASADNIENIE

W dniu 16 lipca 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej: „Prezesem URE”), decyzją nr DRG.DRG-2.7129.5.2018.JDo1, wyznaczył Operatora podmiotem odpowiedzialnym za wykonywanie następujących obowiązków określonych w rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 r. s. 29), zwanego dalej „Kodeksem taryfowym”:

- 1) przeprowadzanie konsultacji, o których mowa w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, dotyczących m.in. metody wyznaczania cen referencyjnych (zwanej także: „Metodą RPM¹ lub „RPM”), obejmujących przygotowanie dokumentu konsultacyjnego, jego publikację oraz publikację odpowiedzi otrzymanych w ramach tych konsultacji i ich podsumowania,

¹ Ang. *Reference price methodology*

- 2) przekazywanie Agencji ds. współpracy regulatorów energii (zwana dalej: „ACER”) dokumentów konsultacyjnych po rozpoczęciu ww. konsultacji, stosownie do art. 27 ust. 1 Kodeksu taryfowego,
- 3) przeprowadzanie ocen alokacji kosztów, o których mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego i ich publikowanie w ramach ww. konsultacji,

w zakresie m.in. jego własnej sieci przesyłowej.

Powyższe **konsultacje** powinny trwać co najmniej 2 miesiące i obejmować następujące informacje:

- a) opis proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej oraz poniższe elementy:
 - indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego, w tym uzasadnienie zastosowanych parametrów związanych z charakterystyką techniczną systemu oraz stosowne informacje dotyczące odpowiednich wartości takich parametrów oraz przyjętych założeń,
 - wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9 Kodeksu taryfowego,
 - indykatywne ceny referencyjne podlegające konsultacji,
 - wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 Kodeksu taryfowego oraz szczegółowe dane dotyczące jej części składowych,
 - ocenę proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z art. 7 Kodeksu taryfowego,
 - porównanie proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej z metodą wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością (dalej także: metoda CWD²) w zakresie indykatywnych cen referencyjnych, w przypadku gdy proponowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej różni się od metody odległości ważonej zdolnością,
- b) indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego,
- c) następujące informacje na temat taryf nieprzesyłowych:
 - metody wyznaczania taryf za przedmiotowe usługi nieprzesyłowe,
 - udział dozwolonych lub docelowych przychodów przewidywanych do odzyskania z takich taryf,
 - sposób uzgadniania przychodów związanych ze świadczeniem usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 17 ust. 3 Kodeksu taryfowego,
 - indykatywne taryfy dotyczące usług nieprzesyłowych świadczonych na rzecz użytkowników sieci,
- d) indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego.

Operator opracował stosowny dokument konsultacyjny i w dniach od 28 sierpnia do 31 października 2018 r. **przeprowadził ww. konsultacje** w zakresie własnej sieci przesyłowej. Po ich zakończeniu opublikował również uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie.

W trakcie prowadzonych konsultacji wpłynęły **stanowiska 3 użytkowników** systemu przesyłowego dotyczące:

² Ang. *Capacity weighted distance* - metoda określona w art. 8 Kodeksu taryfowego.

- a) negatywnego wpływu na rozwój rynku gazu zmiany podziału wejście/wyjście (na 50/50) zaproponowanej w dokumencie konsultacyjnym w porównaniu do podziału zastosowanego w kalkulacji taryfy na 2019 r. (45/55) i braku wystarczającego uzasadnienia dla tej zmiany,
- b) propozycji zwiększenia rabatu stosowanego w kalkulacji stawek przesyłowych na wejściach i wyjściach do/z instalacji magazynowych, z aktualnie stosowanej wartości 80%, do 100% (analogicznie do wartości stosowanej w przypadku wejścia z terminalu LNG) uwzględniając znaczenie instalacji magazynowych dla bezpieczeństwa i stabilności funkcjonowania systemu przesyłowego gazu. W ocenie tego użytkownika, upust dla PMG powinien być analogiczny jak w przypadku terminalu LNG i uwzględniać wielkość upustów stosowanych we wskazanych krajach Unii Europejskiej (Austrii, Danii, Hiszpanii, Węgrzech i Szwecji),
- c) propozycji wprowadzenia preferencyjnych stawek przesyłowych dla łącznych rezerwacji przepustowości w punkcie wejścia/wyjścia do/z systemu przesyłowego na granicy polsko-ukraińskiej w stosunku do stawek stosowanych w tym punkcie dla produktów rozdzielonych, co wpłynęłoby na zwiększenie wykorzystania aktualnie dostępnej przepustowości w tym punkcie oraz powstałej w wyniku jego planowanej rozbudowy, dzięki zwiększeniu konkurencyjności tego kierunku przesyłania gazu na Ukrainę w porównaniu do kierunków alternatywnych, wykorzystujących infrastrukturę przesyłową innych krajów.

Stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 Kodeksu taryfowego, w dniu 13 grudnia 2018 r. **ACER opublikowała oraz przesłała Operatorowi wnioski** z analizy dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu. Wnioski ACER w zakresie sieci własnej Operatora obejmowały uwagi do dokumentu konsultacyjnego oraz zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej metody wyznaczania cen referencyjnych tj.:

- a) sprecyzowanie okresu, na który metoda wyznaczania cen referencyjnych oraz parametry są zatwierdzone lub wyraźne określenie okoliczności, które spowodują rozpoczęcie nowego procesu konsultacji,
- b) określenie stałego podziału wejście/wyjście lub przedstawienie stosownego uzasadnienia dotyczącego okoliczności, które spowodują jego zmianę,
- c) przedłożenie wszystkich stosownych informacji uzasadniających wybór metody wyznaczania cen referencyjnych, w szczególności uzasadniających zdefiniowanie systemu jako systemu o złożonej strukturze (*ang. meshed*). Informacje te powinny być poparte oceną projektów infrastrukturalnych (dla których podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną), które mogą być zrealizowane w trakcie okresu obowiązywania metody wyznaczania cen referencyjnych,
- d) przedłożenie spójnego porównania z metodą CWD obejmującego przynajmniej wyniki przed i po zastosowaniu rabatów/dostosowań (również dla proponowanej metody znaczka pocztowego) oraz porównanie stawek dla jednorodnych grup punktów bazującego również na ich lokalizacji geograficznej w sieci,
- e) przedłożenia dokładniejszej oceny wpływu proponowanej metody wyznaczania cen referencyjnych na subsydiowanie skrośne,
- f) przedłożenia oceny ryzyka wolumenowego w proponowanej metodzie, która powinna być uwzględniona w ostatecznej decyzji Regulatora i brać pod uwagę aktualną konfigurację sieci przesyłowej oraz przyszłe inwestycje wspomniane w dokumencie konsultacyjnym (np. *Baltic Pipe*).

Ponadto, w swojej opinii ACER stwierdziła, że dokument konsultacyjny zawiera wszystkie wymagane informacje, z zastrzeżeniem konieczności dokonania wskazanych wyżej uzupełnień. Wg ACER w dokumencie konsultacyjnym zabrakło również logicznej oceny zgodności metody

wyznaczania cen referencyjnych z wymaganiami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego oraz charakterystyki systemu przesyłowego o wymaganym stopniu szczegółowości, uwzględniającej planowane inwestycje w okresie obowiązywania tej metody. Niemniej jednak opierając się na własnych analizach ACER stwierdziła, że:

- a) możliwość przewidywania przez użytkowników sieci cen referencyjnych jest utrudniona przez brak przejrzystości w zakresie okresu, w którym proponowana metoda będzie stosowana oraz przez istnienie zmiennego zakresu podziału wejście/wyjście po roku 2020,
- b) proponowana metoda wyznaczania cen referencyjnych jest zgodna z zasadą odzwierciedlenia kosztów, gdyż odległość nie jest głównym czynnikiem kosztotwórczym w Polskim systemie przesyłowym,
- c) proponowana metoda RPM nie skutkuje nadmiernym subsydiowaniem skrośnym,
- d) w sieci Operatora nie występuje sytuacja, w której znacznie większa ilość gazu jest transportowana niż zużywana i w związku z tym ryzyko wolumenowe raczej nie stanowi problemu,
- e) ceny referencyjne nie zakłócają obrotu transgranicznego.

W podsumowaniu swojego raportu ACER odniosła się do konfiguracji polskiej sieci przesyłowej, która jest podzielona na dwa systemy wejścia/wyjścia: sieć krajową oraz gazociąg SGT³. Zdaniem ACER, skutkiem tego dostawy gazu na Polski rynek przez gazociąg SGT są droższe niż przez inne wejścia do sieci krajowej. Różnica jest określona przez dwie dodatkowe stawki wynikające z taryfy dla gazociągu SGT:

- od gazu wprowadzonego do sieci krajowej pobierana jest jednakowa stawka na punktach wejścia wynikająca z proponowanej metody znaczka pocztowego dla tego systemu (3,517 PLN/MWh/h)⁴,
- od gazu wprowadzanego do sieci krajowej przez gazociąg SGT pobierana jest stawka za wejście do gazociągu SGT na granicy z Białorusią (1,3885 PLN/MWh/h) oraz stawka za wyjście do Polski (0,4597 PLN/MWh/h). Łącznie stawki te wynoszą 1,8482 PLN/MWh/h i należy do nich dodać stawkę za wejście do sieci krajowej. Dodatkowa opłata za dostarczanie gazu na Polski rynek przez gazociąg SGT stanowi nadwyżkę w wysokości 52% w porównaniu do standardowych opłat wejściowych pobieranych przy wprowadzaniu gazu bezpośrednio do sieci krajowej.

W związku z powyższym ACER rekomendowała organowi regulacyjnemu oszacowanie kosztów i korzyści wynikających z połączenia tych dwóch systemów wejścia/wyjścia.

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego, procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie metody wyznaczania ceny referencyjnej, o której mowa w art. 26, wydanie przez Prezesa URE decyzji w sprawie konsultowanych elementów na podstawie art. 27 ust. 4, kalkulację taryfy na podstawie tej decyzji oraz publikację taryfy, musi zostać zakończona najpóźniej **do dnia 31 maja 2019 r.** Procedura ta jest powtarzana co najmniej raz na pięć lat, począwszy od dnia 31 maja 2019 r.

³ Gazociąg będący własnością przedsiębiorcy: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.

⁴ Indykatywna stawka na wejściu wynikająca z dokumentu konsultacyjnego dotyczącego sieci Operatora przy założeniu podziału wejście/wyjście w wysokości 50/50. W ostatecznej wersji metody RPM dla sieci Operatora utrzymany został dotychczasowy podział wejścia/wyjścia równy 45/55, skutkujący zmianą indykatywnych stawek opłat w stosunku do wersji opiniowanej przez ACER.

W myśl art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego Prezes URE, w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji (tj. do dnia 31 marca 2019 r.), jest obowiązany podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą metody wyznaczania cen referencyjnych, obejmującej elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej Operatora. Decyzja zatwierdzająca ww. metodę po jej opublikowaniu zostanie przesłana do ACER i Komisji Europejskiej.

Mając na uwadze powyższe, w dniu 18 stycznia 2019 r. Prezes URE zawiadomił Operatora **o wszczęciu z urzędu postępowania** w sprawie zatwierdzenia metody wyznaczania cen referencyjnych, obejmującej elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora.

Jednocześnie Operator został wezwany do przedłożenia, w terminie 7 dni od doręczenia zawiadomienia, następujących wyjaśnień i uzupełnień w zakresie w zakresie **metody wyznaczania cen referencyjnych**:

- a) przedłożenia wyjaśnień Operatora dotyczących wniosków zawartych w analizie ACER⁵,
- b) przedłożenia stanowiska Operatora dotyczącego uwag zgłoszonych w ramach prowadzonych konsultacji przez użytkowników systemu przesyłowego, uwzględniającego stosowne obliczenia,
- c) przedstawienia wyjaśnień dotyczących nieuwzględnienia w metodzie faktu pokrywania przez przychód regulowany/dozwolony przychodów z tytułu świadczenia usług na dodatkowe zlecenie odbiorcy, przychodów z tytułu opłat za przekroczenia mocy umownych oraz salda przychodów i kosztów uzyskanych/poniesionych z tytułu wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne⁶, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 tej ustawy, stosownie do § 10 ust. 1, 2, i 3 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 640), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”,
- d) przedstawienia wyjaśnień dotyczących daty, dla której ustala się wielkości długoterminowych mocy umownych ciągłych i przerywanych, uwzględnionych w kalkulacji taryfy; w ocenie Urzędu data ta nie powinna być wcześniejsza niż 10 maja roku, w którym składany jest wniosek o zatwierdzenie taryfy, gdyż jest to termin składania zamówień mocy na najbliższy rok gazowy określony w IRiESP⁷,
- e) przedstawienia wyjaśnień dotyczących nieuwzględnienia mocy dobowych w wielkości mocy krótkoterminowych przyjmowanych do kalkulacji taryfy oraz braku wskazania, że moce krótkoterminowe są to tzw. moce urocznione, tzn. moce przeliczone z zastosowaniem odpowiednich współczynników korekcyjnych i liczby produktów krótkoterminowych zrealizowanych przez wszystkich użytkowników systemu,

⁵https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

⁶ Umowa dotycząca powierzenia obowiązków operatora systemu przesyłowego na gazociągu należącym do SGT EuRoPol GAZ S.A.

⁷ Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej Operatora, zatwierdzana przez Prezesa URE.

- f) przedłożenia wyjaśnień dotyczących kosztów platformy GSA⁸ i sposobu ich pokrywania, łącznie ze stanowiskiem Operatora dotyczącym kwalifikacji usług udostępniania tej platformy jako działalności przesyłowej, nieprzesyłowej lub nieregulowanej,
- g) przedłożenia opisu konta regulacyjnego oraz zasad jego uzgadniania w okresie obowiązywania metody, stosownie do postanowień art. 17, 18, 19 i 20 Kodeksu taryfowego.

Pismem z dnia 21 lutego 2019 r. Operator wystąpił z wnioskiem o wydłużenie 7-dniowego terminu na udzielenie odpowiedzi na ww. wezwanie do dnia 5 lutego 2019 r., uzasadniając swoją prośbę zakresem danych koniecznych do przygotowania. Prezes URE w piśmie z dnia 28 stycznia 2019 r. przychylił się do prośby Operatora.

W dniu 5 lutego 2019 r. wpłynęła odpowiedź, w której Operator wskazał/wyjaśnił że:

- a) zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego, konsultowana metoda wyznaczania cen referencyjnych dotyczyła maksymalnego okresu wskazanego w tym przepisie, tj. 5 lat, pozostawiając jednocześnie ostateczną decyzję w tym zakresie Prezesowi URE, do którego obowiązków należy realizacja polityki energetycznej państwa (stosownie do art. 23 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne). Operator przychylił się również do opinii ACER w zakresie konieczności doprecyzowania okresu na jaki będzie zatwierdzona metoda ustalania cen referencyjnych, proponując skrócenie tego okresu do 3 lat i zauważył, że *„wobec wielu kapitałochłonnych inwestycji prowadzonych obecnie przez Spółkę, jak choćby Baltic Pipe, które będą miały znaczący wpływ na rozbudowę i rozprzysięgi paliwa gazowego w krajowym systemie przesyłowym, a których wpływ na sposób rozliczeń za świadczone usługi ciężko jest obecnie ocenić, ponowne konsultacje okresowe metodologii kalkulacji taryf, należałoby przeprowadzić w roku 2022. Dlatego też w dokumencie konsultacyjnym GAZ-SYSTEM nie przedstawił opisu inwestycji, których realizacja może mieć wpływ na metodologię kalkulacji taryf przesyłowych dopiero po roku 2022. Zatem obecnie konsultowana metodologia zdaniem Spółki powinna obowiązywać przez okres 3 lat, do 31 grudnia 2022 roku”*,
- b) przychylił się do opinii ACER, iż w decyzji zatwierdzającej metodologię wyznaczania cen referencyjnych powinien zostać określony stały podział wejście/wyjście i zaproponował jego wartość równą 50/50, który jest transparentny, niedyskryminacyjny, nie powoduje nadmiernego subsydiowania skrośnego oraz nie ma negatywnego wpływu na handel transgraniczny. Jednocześnie wyjaśnił, że określony w dokumencie konsultacyjnym zakres zmienności tego podziału od 40/60 do 60/40 miał umożliwić kształtowanie taryf w sposób zapobiegający znacznym wzrostom cen referencyjnych,
- c) uzupełniając wyjaśnienia dotyczące uzasadnienia wyboru konsultowanej metody wyznaczania cen referencyjnych Operator wskazał, że w jego ocenie spełnia ona wszystkie wymagania określone w art. 7 Kodeksu taryfowego, gdyż w sieci istnieje wiele wzajemnych połączeń, a punkty są dość gęsto i równomiernie rozmieszczone na mapie topograficznej systemu przesyłowego. Z kolei punkty wewnętrzne sieci przesyłowej mogą być zasilane z różnych kierunków geograficznych, zarówno z podziemnych magazynów gazu, kopalń, jak i poprzez połączenia międzysystemowe. Podkreślił również, że porównanie cen referencyjnych obliczonych w oparciu o proponowaną metodę znaczka pocztowego z cenami wynikającymi z metody CWD wskazuje, że odległość nie jest czynnikiem kosztotwórczym, który w znaczący

⁸ Gaz-System Aukcje - platforma informatyczna powstała w lipcu 2014 r. w związku z wymogami NC CAM (*Network Code for Capacity Allocation Mechanism* - europejskiego kodeksu sieci, określającego mechanizmy alokacji przepustowości w systemach przesyłowych gazu).

sposób wpływa na poziom cen referencyjnych, co również wielokrotnie podkreślał ACER w swojej analizie.

Jako dowód potwierdzający złożoność systemu przesyłowego (*ang. meshed*) Operator przedstawił dwa schematy rozptyłów gazu wysokometanowego: pierwszy w dobie szczytowej (28 lutego 2018 r.) i drugi dla doby o najniższym poziomie zapotrzebowania (1.04.2017 r.), stanowiące tajemnicę Operatora,

- d) Operator przedstawił porównanie stawek obliczonych zgodnie z proponowaną metodą wyznaczania cen referencyjnych oraz metodą porównawczą CWD, w 2 wariantach: pierwszym - uwzględniającym rabat dla instalacji magazynowych (80%) i terminalu LNG (100%) oraz drugim - bez uwzględniania rabatów w kalkulacji cen referencyjnych,
- e) w zakresie uzupełnienia wyjaśnień dotyczących subsydiowania skrośnego Operator wyjaśnił, że do oszacowania stopnia subsydiowania pomiędzy wewnątrzsystemowym i międzysystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej jest stosowana ocena alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 kodeksu taryfowego; w związku z tym, że indeks alokacji kosztów obliczony na podstawie tego przepisu osiągnął wartość **mniejszą od 10%**, nie jest wymagana dalsza analiza i uzasadnienie tej wartości. Podkreślił również, że konsultowana metoda, polegająca na ustanowieniu jednego poziomu stawek opłat przesyłowych dla wszystkich punktów wejścia i jednego poziomu stawek opłat przesyłowych dla wszystkich punktów wyjścia nie stwarza preferencji cenowych dla określonego kierunku przepływu gazu (w tym dla międzysystemowego wykorzystania sieci przesyłowej), co zostało potwierdzone w opinii ACER w zakresie braku nadmiernego subsydiowania skrośnego,
- f) Operator wyjaśnił, że ryzyko wolumenowe ocenia jako niskie w związku z faktem pokrywania całości przychodu regulowanego poprzez opłaty stałe, zależne od mocy umownej,
- g) w zakresie stanowiska dotyczącego uwag użytkowników systemu zgłoszonych w ramach konsultacji Operator:
- podtrzymał zasadność przyjęcia podziału wejścia/wyjścia na poziomie 50/50 pomimo znacznego wzrostu stawek na wejściu do systemu przesyłowego w porównaniu do taryfy obowiązującej w 2019 r.,
 - wskazał na możliwość wprowadzenia preferencyjnych stawek opłat na punkcie połączenia międzysystemowego z Ukrainą, mogących jednak mieć negatywny wpływ na stawki stosowane na pozostałych punktach systemu przesyłowego,
 - wyraził pozytywny stosunek w sprawie propozycji wzrostu rabatów na punktach połączeń z PMG⁹ (z 80% do 100%), mając na uwadze istotną rolę jaką pełnią magazyny gazu w łańcuchu dostaw gazu ziemnego oraz ich znaczenie dla bezpieczeństwa, integralności i stabilności funkcjonowania systemu gazowego, podkreślił jednocześnie, że podniesienie tego rabatu wiązałoby się ze wzrostem stawek opłat na pozostałych punktach systemu, na potwierdzenie czego przedstawił stosowne symulacje,
- h) zauważył, że przepisy Kodeksu taryfowego dotyczą metody wyznaczania cen referencyjnych, nie odnoszą się co do zasady do sposobu ustalania przychodu regulowanego. W związku z tym dokument konsultacyjny nie odnosił się do kwestii uwzględnienia w nim bądź nie, przychodów z poszczególnych działalności operatora. Zaś poziom przychodu stanowiącego podstawę kalkulacji indykatywnych stawek opłat przesyłowych dla roku 2020 został ustalony na bazie

⁹ Podziemne magazyny gazu.

przychodu stanowiącego podstawę kalkulacji stawek dla roku 2019 z uwzględnieniem niewielkiego wzrostu kosztów,

- i) postulował utrzymanie sposobu ustalania poziomu mocy zakontraktowanych stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych zaproponowanego w dokumencie konsultacyjnym, zarówno w zakresie mocy długo- i krótkoterminowych, wskazując, że niewystarczające lub nadmierne odzyskanie przychodu regulowanego będzie rozliczane poprzez konto regulacyjne,
- j) wyjaśnił, że działalność w zakresie prowadzenia platformy GSA, została zgodnie z zaleceniami ACER wydzielona organizacyjnie i księgowo, jako działalność dodatkowa nie objęta koncesją na przesyłanie paliwa gazowego - nieregulowana. Ustalona została struktura organizacyjna platformy GSA, szczegółowe zadania realizowane przez jednostki organizacyjne wraz z przypisaniem kadry odpowiedzialnej za ich realizację jak również zasady wydziałania kosztów tej działalności.

Według Operatora poziom kosztów działalności związanej z platformą GSA jest stosunkowo niski w porównaniu z poziomem opłat jakie Operator musiałby ponieść korzystając z usług innych platform oraz niższy niż koszty, które generowałyby spółka celowa świadcząca takie usługi.

Koszty platformy GSA są pokrywane z przychodów osiągniętych z tej działalności. Operator w kalkulacji stawek opłat przesyłowych uwzględnia koszty usług świadczonych przez platformę GSA na jego rzecz. W ocenie Operatora działalność platformy GSA nie spełnia kryteriów kwalifikacji do usług nieprzesyłowych zawartych w ich definicji oraz w art. 4 Kodeksu taryfowego.

- k) w zakresie konta regulacyjnego Operator wskazał na istnienie kilku możliwych rozwiązań oraz zgłosił gotowość współpracy z Regulatorem w tym zakresie, podkreślił również, że w ramach prac nad zmianą rozporządzenia taryfowego zaproponował, żeby saldo konta regulacyjnego po raz pierwszy było rozliczane przy ustalaniu przychodu regulowanego na 2021 r.

W załączeniu do odpowiedzi na wezwanie, Operator przedłożył dokumenty dotyczące zasad funkcjonowania platformy GSA, założeń do modelu alokacji kosztów funkcjonowania platformy GSA oraz wyniki obliczeń stawek opłat przesyłowych metodą CWD.

Po analizie materiału dowodowego zgromadzonego w toku postępowania, w tym ww. informacji uzupełnionych przez Operatora, w dniu 18 lutego 2019 r. do Operatora zostało skierowane kolejne wezwanie do przedłożenia wyjaśnień i uzupełnienia dokumentów:

- a) przedłożenia projektu metody RPM, obejmującej elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego oraz uwzględniającej wnioski zawarte w analizie ACER¹⁰, w układzie zgodnym z wzorem załączonym do wezwania, ze wskazaniem, że w ww. projekcie powinny znajdować się wyłącznie informacje, które nie stanowią tajemnicy przedsiębiorstwa,
- b) przedłożenia opisu polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego (odrębnie dla gazu E i Lw), uwzględniającego inwestycje planowane do realizacji w okresie obowiązywania metody RPM, jak również inne sugestie zawarte w analizie ACER, w formie załącznika do tej metody, łącznie z uproszczonym schematem systemu przesyłowego,
- c) przedstawienia stanowiska Operatora dotyczącego sugerowanego przez ACER połączenia systemu wejścia/wyjścia stanowiącego własność Operatora oraz systemu będącego własnością

¹⁰ https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, mając na uwadze zawarte kontrakty długoterminowe,

- d) przedłożenia informacji dotyczącej osiągniętych przychodów i poniesionych kosztów w 2017 r. i 2018 r.,
- e) przedłożenia analizy świadczonych przez Operatora usług przesyłowych i nieprzesyłowych, mając na uwadze ich definicje zawarte w art. 3 pkt 12 i 15 Kodeksu taryfowego, oraz usług świadczonych w ramach działalności nieregulowanej i stosownego uzupełnienia projektu metody RPM, łącznie z kalkulacją stawek dla świadczonych usług nieprzesyłowych (m.in. nawaniania, pogotowia technicznego, sprężania gazu), stosownie do wymagań określonych w art. 4 ust. 4 Kodeksu taryfowego,
- f) uwzględnienia w metodzie RPM faktu pokrywania przez przychód regulowany/dozwolony przychodów z tytułu świadczenia usług na dodatkowe zlecenie odbiorcy, przychodów z tytułu opłat za przekroczenia mocy umownych oraz salda przychodów i kosztów uzyskanych/poniesionych z tytułu wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 tej ustawy, stosownie do § 10 ust. 1, 2, i 3 rozporządzenia taryfowego,
- g) przedstawienia informacji dotyczącej przychodów i kosztów związanych z funkcjonowaniem platformy GSA w 2016, 2017 i 2018 r. oraz kosztów tej platformy uwzględnionych w kalkulacji taryfy na 2018 i 2019 r.,
- h) przyjęcia podziału Wejścia/Wyjścia równego 45/55 dla całego okresu stosowania metody RPM, (w związku z proponowanym przez Operatora skróceniem okresu obowiązywania metody RPM do 3 lat), który powinien gwarantować stabilne warunki funkcjonowania użytkowników systemu przesyłowego i nie ograniczać płynności polskiego rynku gazu.

W przypadku podtrzymywania przez Operatora swojego stanowiska w tej sprawie Operator został wezwany do przedłożenia szczegółowego uzasadnienia dla proponowanego podziału Wejścia/Wyjścia (50/50) oraz:

- kalkulacji stawek opłat przesyłowych dla lat 2020-2022, uwzględniającej prognozowane zmiany przychodu regulowanego oraz moce umowne przyjmowane do kalkulacji taryfy,
 - przedstawienia skutków zmiany podziału Wejścia/Wyjścia, dla wszystkich użytkowników systemu i mocy umownych zrealizowanych w 2018 r., w układzie zgodnym z tabelą D3a, wykorzystywaną w postępowaniu administracyjnym w sprawie taryfy na 2019 r.,
- i) uzupełnienia uzasadnienia dla zastosowanego 80% rabatu na WE/WY z/do instalacji magazynowych, mając na uwadze ich istotną rolę w łańcuchu dostaw gazu ziemnego oraz wpływ na bezpieczeństwo tych dostaw, jak również integralność i stabilność funkcjonowania systemu gazowego (na co Operator wskazywał w piśmie z dnia 5 lutego 2019 r.), załączając obliczenia potwierdzające zasadność wysokości zastosowanego rabatu,
 - j) uzupełnienia informacji dotyczących obliczeń stawek taryfowych metodą CWD umożliwiających ich weryfikację, wypełniając jednocześnie zalecenie ACER dotyczące utworzenia klastrów jednorodnych punktów znajdujących się w niewielkiej odległości od siebie w celu uproszczenia tych obliczeń oraz uzupełnienia uwzględnionego w metodzie RPM

porównania do stawek wg metody znaczka pocztowego o dane dla 3 punktów o maksymalnych mocach umownych dla każdego rodzaju punktów (grupy taryfowej),

- k) uzupełnienia wyjaśnień Operatora odnoszących się do postulatu użytkownika sieci dotyczącego wprowadzenia preferencyjnych stawek przesyłowych na punkcie granicznym z Ukrainą w celu zwiększenia konkurencyjności eksportu gazu z Polski, poprzez przedstawienie propozycji konkretnych rozwiązań, opierających się na stosownych obliczeniach oraz nie skutkujących wzrostem stawek przesyłowych na pozostałych punktach systemu przesyłowego,
- l) przedłożenia uzasadnienia dla przyjęcia do obliczenia przychodów z tytułu międzysystemowego wykorzystania sieci przesyłowej, zastosowanych w ocenie alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, średniej stawki ustalonej dla wszystkich punktów wejścia, łącznie z instalacjami magazynowymi, produkcyjnymi oraz kopalniami.

W dniu 21 lutego 2019 r. na prośbę Operatora w siedzibie URE odbyło się spotkanie poświęcone omówieniu kwestii ujętych w wezwaniu z dnia 18 lutego 2019 r. W dniu 27 lutego 2019 r. wpłynęła odpowiedź Operatora na ww. wezwanie, do której został załączony projekt metody ustalania cen referencyjnych na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r. wg wzoru przekazanego Operatorowi z wezwaniem. Ponadto, Operator:

- a) przedłożył opis polskiego systemu przesyłowego gazu, uwzględniający inwestycje planowane do 2022 r., łącznie ze stosownymi uproszczonymi schematami, wyjaśniając jednocześnie, że wyniku realizacji projektu uporządkowania infrastruktury gazowej część punktów wyjścia z krajowego systemu przesyłowego została zbyta dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., co przyczyniło się do zmniejszenia liczby obsługiwanych przez Operatora punktów wyjścia,
- b) wyjaśnił, że skutki połączenia systemu Operatora i SGT są uzależnione od kontynuacji zamówień przepustowości (bądź ich braku) na gazociągu tranzytowym w ramach tzw. kontaktów historycznych, które wygasają w okresie obowiązywania metody wyznaczania cen referencyjnych,
- c) wyjaśnił, że informacja Operatora dotycząca przychodów i kosztów za 2018 r. w podziale na poszczególne działalności zostanie przedłożona w terminie późniejszym, ze względu na brak sprawozdania finansowego za ten okres,
- d) potwierdził ponownie, że w okresie obowiązywania metody wyznaczania cen referencyjnych nie planuje świadczenia usług nieprzesyłowych w rozumieniu art. 4 Kodeksu taryfowego, gdyż:
 - świadczenie usługi nawaniania paliwa gazowego zostało zakończone z dniem 31 grudnia 2018 r., w związku ze zbyciem części infrastruktury przesyłowej do PSG Sp. z o.o. (w tym stacji nawaniania gazu ziemnego),
 - usługi platformy GSA nie są objęte koncesją na przesyłanie paliwa gazowego (działalność nieregulowana) i działalność ta została wydzielona organizacyjnie i księgowo,
 - usługi świadczone przez laboratoria pomiarów jakości gazu i wzorcowania gazomierzy, które funkcjonują jako wydzielone komórki organizacyjne w strukturze Operatora, nie stanowią usług nieprzesyłowych w rozumieniu art. 4 Kodeksu taryfowego, gdyż mogą być świadczone podmiotom niekorzystającym z sieci przesyłowej i niebędącym uczestnikami rynku gazu. Ponadto Operator oświadczył, że nie przewiduje uzyskiwania przychodów ze świadczenia tych usług na rzecz podmiotów zewnętrznych w 2019 r. i w latach następnych, natomiast w przypadku ich wystąpienia w danym roku pomniejszą one bazę kosztową w roku następnym,

- usługi sprężania paliwa gazowego są świadczone lokalnie dla punktów wyjścia z kopalń i nie są dostępne we wszystkich punktach systemu, w związku z czym Operator traktuje je jako działalność nieobjętą koncesją (nieregulowaną), dla której zostały wyodrębnione przychody i koszty (o znikomej wartości). W szczególności usługi są realizowane w celu optymalizacji wydobycia krajowego,
- e) ponownie zwrócił uwagę, iż zgodnie z art. 26 Kodeksu taryfowego, okresowe konsultacje dotyczące metody wyznaczania ceny referencyjnej opisują metodologię kalkulacji stawek opłat przesyłowych i nie odnoszą się do sposobu kalkulacji przychodu regulowanego. Przepisy Kodeksu taryfowego nie regulują sposobu ustalania przychodów Operatora i w związku z tym dokument konsultacyjny nie obejmował kwestii uwzględnienia w nim bądź nie przychodów z poszczególnych działalności Operatora,
- f) przedstawił informację dotyczącą przychodów i kosztów związanych z funkcjonowaniem platformy GSA,
- g) dostosował się do wezwania i przyjął podział wejścia/wyjścia równy 45/55 dla całego okresu stosowania metody wyznaczania cen referencyjnych i przedstawił skorygowaną kalkulację indykatoryjnych cen referencyjnych,
- h) podkreślił zasadność utrzymania rabatu na punktach wejścia/wyjścia do/z magazynów gazu w wysokości 80%,
- i) przedstawiał wyniki obliczeń mające na celu porównanie stawek obliczonych zgodnie z wybraną metodą kalkulacji stawek opłat przesyłowych oraz metodą porównawczą CWD (dla wszystkich punktów systemu), opisaną w art. 8 Kodeksu taryfowego, z uwzględnieniem i bez uwzględnienia rabatów dla punktów połączenia z PMG i terminalem LNG. Podkreślił również, że przeprowadzenie pracochłonnych analiz, które w związku z koniecznością grupowania jednorodnych punktów systemu przesyłowego wymagają ponownego ustalania odległości i połączeń pomiędzy grupami punktów, jest w jego ocenie bezzasadne. Tym bardziej, że posłuży to jedynie jako metoda porównawcza;
Operator wskazał, że wyniki uzyskane poprzez zastosowanie metody CWD potwierdzają słuszność i trafność wyboru metody znaczka pocztowego dla polskiego systemu przesyłowego, ze względu na nieznaczne różnice w poziomach stawek opłat dla obu metod oraz liczbę wewnętrznych połączeń i możliwości zasilania z różnych kierunków, które świadczą o złożoności systemu przesyłowego (*ang. meshed*) i tym samym potwierdzają, że odległość pomiędzy poszczególnymi punktami nie jest czynnikiem kosztotwórczym,
- j) odnośnie przedstawienia konkretnych rozwiązań, opierających się na stosownych obliczeniach oraz nie skutkujących wzrostem stawek przesyłowych na pozostałych punktach systemu przesyłowego, dotyczących wprowadzenia preferencyjnych stawek przesyłowych na punkcie granicznym z Ukrainą, Operator poinformował, że nie opracował rozwiązania, które nie wiązałyby się z utratą części przychodu regulowanego lub nie powodowałyby wzrostu stawek na pozostałych punktach systemu przesyłowego,
- k) odnośnie stawki na wejściu do systemu przesyłowego przyjętej do obliczenia przychodów z tytułu międzysystemowego wykorzystania sieci przesyłowej, zastosowanej w ocenie alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, Operator wyjaśnił, że *„do kalkulacji przychodu międzysystemowego uzyskanego w punktach wejścia przyjęto założenie, iż paliwo gazowe będzie wprowadzane do systemu przez wszystkie punkty wejścia do systemu w ilościach odpowiadających udziałom prognozowanych zdolności w poszczególnych punktach. Dotyczy to*

także punktów, na których stosowany jest rabat, tj. Terminal LNG oraz punkty wejścia do systemu z PMG”.

Do powyższych wyjaśnień Operator załączył schematy systemu przesyłowego.

Pismem z dnia 22 marca 2019 r. znak: DRG.DRG-2.745.1.2019.JDo1 Prezes URE zawiadomił Operatora o zakończeniu postępowania administracyjnego oraz o możliwości zapoznania się z materiałem dowodowym zgromadzonym w niniejszej sprawie w terminie 3 dni od dnia otrzymania tego zawiadomienia. Operator nie skorzystał z przysługującego mu prawa.

W toku niniejszego postępowania Prezes URE zważył, co następuje:

Operator posiada koncesję na przesyłanie paliw gazowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, udzieloną decyzją Prezesa URE z dnia 30 czerwca 2004 r. znak: PPG/95/6154/W/2/2004/MS (ze zmianami).

Decyzją z dnia 23 czerwca 2006 r. znak: DPE-47-4(2)/6154/2006/BT, zmienioną decyzją z dnia 18 grudnia 2006 r. znak: DPE-47-10(5)/6154/2006/MW, decyzją z dnia 9 grudnia 2009 r. znak: DPE-47-109(2)/6154/2009/BP, decyzją z dnia 13 października 2010 r. znak: DPE-4720-3(7)/6154/2010/BT, oraz decyzją z dnia 6 grudnia 2018 r., znak: DRG.DRG-1.4720.1.2018.KL, Prezes URE wyznaczył OGP Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na sieciach będących jego własnością na okres do dnia 6 grudnia 2068 r. Natomiast decyzją z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT Prezes URE z urzędu wyznaczył OGP operatorem systemu przesyłowego gazowego na, znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, odcinku gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, którego właścicielem jest System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r.

Decyzją z dnia 22 września 2014 r. znak: DRG-4720-1(13)/2014/6154/KF, Prezes URE przyznał Operatorowi certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego na sieciach własnych. Natomiast decyzją z dnia 19 maja 2015 r. znak: DRG-4720-2(28)/2014/2015/6154/KF przyznał mu certyfikat spełniania kryteriów niezależności w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego w formule ISO¹¹ na sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

W myśl art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania.

Stosownie do art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. (...) wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009 (w tym także Kodeksu taryfowego).

Kodeks taryfowy wszedł w życie w dniu 6 kwietnia 2017 r., z wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od dnia 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, które będą stosowane od dnia 31 maja 2019 r. Kodeks taryfowy wiąże w całości oraz jest stosowany bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich UE.

¹¹ Ang. *Independent System Operator*

W myśl art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego (rozdział VII stosowany od dnia wejścia w życie), Prezes URE w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji (tj. do dnia 31 marca 2019 r.) jest obowiązany podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą metody wyznaczania cen referencyjnych, obejmującą elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej Operatora. Decyzja ta po jej opublikowaniu zostanie przesłana do ACER i Komisji Europejskiej.

Jak wskazano powyżej dokument konsultacyjny metodologii wyznaczania cen referencyjnych w zakresie sieci własnej Operatora, w związku z art. 27 ust. 3 Kodeksu taryfowego, był przedmiotem analizy ACER. Opinię tę ACER opublikowała w dniu 13 grudnia 2018 r. Z opinii wynika, że zawiera ona wszystkie elementy określone w art. 26 ust. 1 oraz spełnia wymagania określone w art. 7 Kodeksu taryfowego. Stanowisko to podziela również Prezes URE i przyjmuje ustalenia ACER. Niezależnie od ww. stanowiska ACER sformułowała zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej metody wyznaczania cen referencyjnych. Zalecenia te zostały przedstawione na str. 3 i 4 niniejszej decyzji.

Odnosząc się zatem do ww. zaleceń należy stwierdzić co następuje:

a) w kwestii sprecyzowania okresu, na który metoda wyznaczania cen referencyjnych oraz parametry są zatwierdzane zauważyć należy, że zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie RPM, wydanie decyzji dotyczącej RPM przez krajowy organ regulacyjny, obliczenie taryfy na podstawie tej decyzji oraz jej publikację powinna być powtarzana co najmniej raz na 5 lat, począwszy od dnia 31 maja 2019 r.

W przypadku ustalania okresu obowiązywania RPM należy mieć na uwadze znaczny zakres inwestycji aktualnie realizowanych przez Operatora i ich wpływ na przyszłe taryfy. Inwestycje te wpłyną w znaczący sposób na poziom kosztów uzasadnionych, zwrotu z kapitału, wielkości zamówień przepustowości na wejściach i wyjściach z systemu przesyłowego oraz spowodują istotną zmianę rozpliwów paliwa gazowego w sieci. Oddanie do użytkowania zasadniczej części elementów systemu przesyłowego będących efektem tych inwestycji planowane jest pod koniec 2022 r.

Mając powyższe na uwadze okres obowiązywania niniejszej RPM został ustalony na 3 lata tj. **od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r.**

b) ustalony został stały podział przychodu wejścia/wyjścia w wysokości **45/55** dla całego okresu obowiązywania metody wyznaczania cen referencyjnych. Podział na tym poziomie w analizowanym okresie RPM powinien zapewnić stabilne warunki funkcjonowania użytkowników systemu przesyłowego. Ustalając powyższe wzięto pod uwagę, że taka struktura stosowana była w ostatnich taryfach Operatora,

c) przedstawiona w załączniku do niniejszej decyzji metoda wyznaczania cen referencyjnych uwzględnia opis systemu przesyłowego o stosownym stopniu szczegółowości (zawiera uproszczone schematy), świadczący o jego złożoności (ang. *meshed*). Wpływające z tego wnioski potwierdzają zasadność wyboru metody znaczka pocztowego,

d) zostało przedstawione porównanie cen referencyjnych wynikających z metody znaczka pocztowego z cenami obliczonym z wykorzystaniem metody CWD w dwóch wariantach: bez uwzględnienia dostosowań tych cen (rabaty dla PMG i terminalu LNG) oraz z ich uwzględnieniem;

Należy również zauważyć, że obliczenia metodą CWD Operator wykonał dla wszystkich punktów systemu przesyłowego, zatem w świetle Kodeksu taryfowego dokonanie kolejnego porównania

stawek również dla grup jednorodnych punktów znajdujących się niewielkiej odległości od siebie nie wydaje się uzasadnione,

- e) przedstawiona w załączniku do niniejszej decyzji metoda wyznaczania cen referencyjnych w pkt 4.6 zawiera ocenę metody znaczka pocztowego w zakresie zgodności z wymaganiami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego, w tym w zakresie nadmiernego subsydiowania skrótnego i ryzyka wolumenowego.

Odnosząc się do sugerowanego przez ACER połączenia istniejących w Polsce dwóch systemów wejścia wyjścia: należącego do Operatora oraz do SGT EuRoPol GAZ S.A., należy mieć na uwadze, że jak w skazano powyżej w lit. a) obecnie Operator prowadzi szereg inwestycji, które w znaczący sposób wpłyną na funkcjonowanie systemu przesyłowego będącego jego własnością. Oddanie do użytkownika zasadniczej części elementów systemu przesyłowego będących efektem tych inwestycji planowane jest pod koniec 2022 r. Istotne jest również, że w przypadku systemu przesyłowego będącego własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., z dniem 31 grudnia 2022 r. zakończy się okres przejściowy wyznaczony przez datę, po której wygasną umowy przesyłowe, zawarte przez właściciela przed dniem 3 września 2009 r. (tzw. kontrakty historyczne).

W świetle powyższego, wydaje się uzasadnione, aby stosowne analizy (w trosce o wiarygodność ich wyników) były dokonane po wyjaśnieniu sytuacji dotyczącej - z jednej strony warunków brzegowych funkcjonowania systemu przesyłowego Operatora, z drugiej zaś - po wyjaśnieniu sytuacji ewentualnych zamówień przepustowości aktualnie wykorzystywanych na podstawie tzw. kontraktów historycznych.

Odnosząc się natomiast do uwag użytkowników systemu przesyłowego zgłoszonych w toku konsultacji prowadzonych przez Operatora należy stwierdzić, że:

- kwestia podziału wejście/wyjście przyjętego przez Operatora w dokumencie konsultacyjnym (do 50/50), do której zgłaszała zastrzeżenia użytkownik systemu przesyłowego, została wyjaśniona (uwzględniona) poprzez przyjęcie tego podziału w metodzie wyznaczania cen referencyjnych na poziomie z kalkulacji taryfy na 2019 r. tj. 45/55 (por. pkt 5.3 załącznika);
- kwestia rabatów na punktach wyjścia do instalacji magazynowych i wejścia z instalacji magazynowych. Zakres tych rabatów stosowanych jest szeroki i dla poszczególnych krajów członkowskich przyjmuje bardzo zróżnicowane wartości. Obecnie zgodnie z art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w punktach wejścia z instalacji magazynowych i punktach wyjścia do instalacji magazynowych stosuje się rabat w wysokości co najmniej 50 %, z wyłączeniem instalacji magazynowej, która jest połączona z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną, w zakresie w jakim instalacja ta jest wykorzystywana do konkurowania z punktem połączenia międzysystemowego.

Rabaty na punkcie wejścia z terminalu LNG w wysokości 100% wynikały z art. 9 ust. 2 Kodeksu taryfowego i były uzasadnione ze względu na wprowadzenie rzeczywistej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, co w przypadku Polski ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego. Wysoki rabat jest odzwierciedleniem znaczącej roli instalacji magazynowych dla bezpieczeństwa energetycznego i ich wpływu na optymalizację sieci przesyłowej. Zastosowane rabaty przewyższają poziom rekomendowany w art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego o 30 pkt % zarówno dla punktów wejścia jak i wyjścia.

Współpraca instalacji magazynowych z systemem przesyłowym gazu niesie korzyści dla systemu przesyłowego (co odzwierciedla się w wysokości rabatu), ale też wiąże się z kosztami (obsługa nominacji, konta międzyoperatorskiego, optymalizacja przepływów, w tym utrzymanie ciśnienia w gazociągach wyższego w okresie letnim niż wynikającego z normalnej pracy systemu).

Powyższe prowadzi do wniosku, że w okresie objętym niniejszą decyzją rabaty na punktach wejścia i punktach wyjścia z instalacji magazynowych należy utrzymać w wysokościach stosowanych dotychczas - tj. 80%. (por. pkt 4.2.1 załącznika);

- zaproponowane przez uczestnika rynku wprowadzenie preferencyjnych stawek dla punktu połączenia z Ukrainą wymaga przeprowadzenia pogłębionych analiz oraz opracowania mechanizmu, który nie przerzucałby części kosztów wynikających z takich preferencji na pozostałych użytkowników systemu przesyłowego i nie naruszałby tym samym zasady równego traktowania uczestników rynku. Z uzyskanych informacji wynika, że Operator będzie prowadził dalsze prace w celu optymalizacji stawek na połączeniach transgranicznych z uwzględnieniem rozbudowy systemu przesyłowego i równego traktowania podmiotów.

Ostateczna *Metoda wyznaczania cen referencyjnych* zatwierdzona przez Prezesa URE na okres: od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r. stanowi załącznik do niniejszej decyzji.

Odnosząc się do nadanego decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności, wskazać należy, że zgodnie z art. 108 § 1 Kpa decyzji, od której służy odwołanie, może być nadany rygor natychmiastowej wykonalności, gdy jest to niezbędne ze względu na ochronę zdrowia lub życia ludzkiego albo dla zabezpieczenia gospodarstwa narodowego przed ciężkimi stratami bądź też ze względu na inny interes społeczny lub wyjątkowo ważny interes strony.

W doktrynie podnosi się, że podstawowym kryterium nadania rygoru natychmiastowej wykonalności jest „niezbędność” niezwłocznego wdrożenia decyzji w życie. Niezbędność niezwłocznego działania „może nastąpić w takim przypadku, w którym nie można się obejść w danym czasie i istniejącej sytuacji bez wykonania praw lub obowiązków, o których rozstrzyga się w decyzji, ponieważ zwłoka w ich wykonaniu zagraża dobrom chronionym określonym w art. 108 § 1 Kpa. Zagrożenie to musi mieć realny charakter, a nie może być tylko teoretycznie prawdopodobne.” (vide B. Adamiak, J. Borkowski, Kodeks postępowania administracyjnego, Komentarz, Warszawa 2009, s. 420). Powyższy pogląd znajduje aprobatę w orzecznictwie (vide wyrok NSA z dnia 19 lutego 1998 r. sygn. V SA 686/97 LEX nr 34040, wyrok NSA z dnia 28 kwietnia 1998 r. sygn. V SA 677/97 LEX nr 59221, wyrok NSA w Warszawie z dnia 30 czerwca 2006 r. sygn. I OSK 116/06 LEX nr 266225).

Jedną z przesłanek uzasadniających nadanie decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności jest ochrona dobra w postaci „innego interesu społecznego”. W piśmiennictwie wskazuje się, że „nie ma trwałej, stałej definicji interesu społecznego, treść tego pojęcia trzeba ustalać w każdym przypadku z osobna” (vide M. Wyrzykowski, Pojęcie interesu społecznego w prawie administracyjnym, Warszawa 1986, s. 209). Jest to zatem pojęcie nieokreślone, którego treść nadaje organ orzekający (Ibidem). Należy wskazać, że interes społeczny podlega szczególnej trosce i ochronie organów państwowych, które w procesie stosowania prawa dokonują jego ustalenia i konkretyzacji. Interes społeczny winien być utożsamiany z dobrem publicznym, interesem zbiorowości czy też interesem ogólnym (vide uzasadnienie wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 12 marca 2007 r., sygn. K.54/05 LEX nr 257765, wyrok TK z dnia 31 marca 2005 r., sygn. SK 26/02 LEX nr 149944, wyrok WSA w Warszawie z dnia 3 sierpnia 2004 r., sygn. V SA 5175/03 Lex Polonica nr 370990).

Analizując prawa i obowiązki wynikające z niniejszej decyzji w kontekście przesłanek wskazanych w art. 108 § 1 Kpa należy wskazać że celem regulacji art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego jest zwiększenie przejrzystości struktur taryf przesyłowych i procedur ich ustalania poprzez m.in. publikację informacji dotyczących ustalania przychodów operatorów systemów przesyłowych i określania tych taryf. Wymogi te mają umożliwić użytkownikom sieci lepsze zrozumienie taryf

ustalonych dla usług przesyłowych i nieprzesyłowych oraz zrozumienie zmian wprowadzanych w tych taryfach, sposobu ich ustalania i możliwości ich zmiany a także poprawę możliwości rozwoju konkurencji. W zakresie procedur Kodeks taryfowy zawiera także regulacje dotyczące terminów przeprowadzania konsultacji i publikacji taryf i innych danych dobranych tak, aby użytkownicy sieci przesyłowych mieli możliwość korzystania z tych sieci na równych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach. W tym kontekście istotne jest, że w świetle ust. 5 powołanego przepisu, wydanie pierwszej decyzji po wejściu w życie Kodeksu taryfowego przez krajowy organ regulacyjny zgodnie z ust. 4, obliczenie taryf na podstawie tej decyzji oraz publikacja taryf (...) musi zostać zakończona najpóźniej do dnia 31 maja 2019 r. Wynika to z faktu, iż zgodnie z art. 32 lit. a) Kodeksu taryfowego publikacja zatwierdzonej taryfy musi nastąpić nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej (co do zasady odbywającej się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku).

Powyższe oznacza, że bezzwłoczne przedłożenie taryfy skalkulowanej na podstawie przedmiotowej metody oraz jej publikacja w terminie do 31 maja 2019 r. leży w interesie użytkowników systemu przesyłowego a ewentualne opóźnienia w tym zakresie godziłyby w interes społeczny.

Prezes URE jako organ administracji publicznej, zobowiązany jest stać na straży praworządności realizując tym samym podstawową – wyrażoną w art. 7 Konstytucji RP i powtórzoną w art. 6 Kpa – zasadę praworządności, w myśl której organy władzy publicznej działają na podstawie i granicach prawa. Dlatego też Prezes URE zobowiązany jest do podjęcia wszelkich działań mających na celu dotrzymanie terminów umożliwiających użytkownikom sieci przesyłowej realizację ich praw, zagwarantowanych w Kodeksie taryfowym.

Mając na uwadze harmonogram wynikający z terminów wyznaczonych w Kodeksie taryfowym zauważyć należy, że Operator w oparciu o metodę wyznaczania cen referencyjnych stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji jest obowiązany do kalkulacji taryfy na 2020 r. i bezzwłocznego przedłożenia do Prezesa URE wniosku o jej zatwierdzenie.

Tym samym potrzeba zagwarantowania realizacji praw użytkowników systemu przesyłowego, zapewnienia możliwości rozwoju konkurencji i realizacji zadań Operatora wynikających z Kodeksu taryfowego stanowi przesłankę zarówno konieczną jak i wystarczającą do nadania niniejszej decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności. Niezbędność ww. niezwłocznego działania powodowana jest potrzebą ochrony interesu społecznego oraz dbałością o rozwój konkurencji.

Mając powyższe na uwadze, orzekam jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK), za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 479⁴⁶ pkt 1 i nast. Kodeksu postępowania cywilnego – Dz. U. z 2018 r. poz. 155, z późn. zm.). Odwołanie należy przesłać na adres Urzędu Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa.
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).

3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 100 złotych (art. 32 ust. 3 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych – Dz. U. z 2018 r. poz. 300, z późn. zm.). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do przepisów art. 101 i następnej ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania do SOKiK wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego).
5. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 Kodeksu postępowania administracyjnego).
6. Stosownie do art. 27 ust 4. Kodeksu taryfowego, niniejsza decyzja zostanie skierowana do ogłoszenia w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe”.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

Maciej Bando

Otrzymuje:

1. **Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.**
ul. Mszczonowska 4, 02-336 Warszawa
2. a/a

Do wiadomości:

1. **Komisja Europejska
Dyrekcja Generalna ds. Energii**
24-26, rue Jean-André de Mot
B-1049 Bruxelles/Brussel
Belgique /Belgium
2. **Agency for the Cooperation of Energy Regulators**
Trg republike 3
1000 Ljubljana
Slovenia

Załącznik do decyzji Prezesa URE
z dnia 29 marca 2019 r.
znak: DRG.DRG-2.745.1.2019.JDo1

**Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP
w zakresie własnej sieci przesyłowej
Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
na okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.**

Warszawa, marzec 2019 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Maciej Bando

Spis treści:

1. Informacje wstępne.....	3
2. Zastrzeżenia prawne dotyczące Indykatywnego charakteru danych i wyników obliczeń zawartych w niniejszym dokumencie.....	3
3. Okres obowiązywania RPM	3
4. Opis metody wyznaczania ceny referencyjnej (art. 26 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego)	4
4.1. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w metodzie znaczka pocztowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (i) Kodeksu taryfowego)	4
4.2. Wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (ii) Kodeksu taryfowego)	5
4.2.1. Rabat dla PMG.....	5
4.2.2. Rabat dla LNG	5
4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iii) Kodeksu taryfowego)	6
4.4. Porównanie indykatywnych ceny referencyjnych wynikających z zastosowania niniejszej metody z indykatywnymi cenami obliczonymi z zastosowaniem metody odległości ważonej zdolnością (CWD) (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (vi) Kodeksu taryfowego)	6
4.5. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 oraz szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iv) Kodeksu taryfowego)	8
4.6. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z wymaganiami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (v) Kodeksu taryfowego)	8
5. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. b) Kodeksu taryfowego)	10
5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (i) Kodeksu taryfowego).....	10
5.2. Przychody z usług przesyłowych (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt iv Kodeksu taryfowego)	11
5.3. Podział wejścia/wyjścia (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(2) Kodeksu taryfowego).....	11
5.4. Podział pomiędzy przychody wewnątrzsystemowe i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(3) Kodeksu taryfowego)	11
6. Usługi i taryfy nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego).....	11
7. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d) Kodeksu taryfowego)	12
8. Opis systemu przesyłowego gazowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.	12

1. Informacje wstępne

Metoda wyznaczania cen referencyjnych (zwana także: RPM¹) została opracowana dla Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., zwanej dalej „Operatorem”, do kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Operator wykonuje również zadania operatorskie na sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT. Metoda ustalania cen referencyjnych dla tej sieci jest zawarta w odrębnym dokumencie.

Decyzja Prezesa URE dotycząca kwestii, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)–c) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 r. s. 29), zwanego dalej „Kodeksem taryfowym”, uwzględniająca wyniki konsultacji prowadzonych w dniach 31 sierpnia – 31 października 2018 r., dotyczących m.in. mnożników i współczynników sezonowych dla krótkoterminowych usług przesyłania paliw gazowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej, jest opublikowana niezależnie od decyzji w sprawie metody wyznaczania cen referencyjnych, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego, do której załączono niniejsze opracowanie.

2. Zastrzeżenia prawne dotyczące indykatywnego charakteru danych i wyników obliczeń zawartych w niniejszym dokumencie

Wszelkie dane liczbowe dotyczące roku 2020 przedstawione w niniejszym dokumencie (np. przychód regulowany, moce umowne, ceny referencyjne) są danymi indykatywnymi i mają na celu jedynie zobrazowanie wpływu przyjętej RPM na poziom opłat przesyłowych. Dane te nie stanowią podstawy do kalkulacji taryfy w okresie obowiązywania RPM.

W przypadku rozbieżności pomiędzy polską i angielską wersją niniejszego dokumentu, wiążący jest dokument sporządzony w języku polskim.

3. Okres obowiązywania RPM

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie RPM, wydanie decyzji dotyczącej RPM przez krajowy organ regulacyjny, obliczenie taryfy na podstawie tej decyzji oraz jej publikację, powinna być powtarzana co najmniej raz na 5 lat, począwszy od dnia 31 maja 2019 r.

Odnosząc się do kwestii okresu obowiązywania RPM w szczególności należy mieć na uwadze zakres inwestycji aktualnie realizowanych przez Operatora. Inwestycje te wpłyną w znaczący sposób na poziom: kosztów uzasadnionych, zwrotu z zaangażowanego kapitału, wielkości zamówień przepustowości na poszczególnych wejściach i wyjściach z systemu przesyłowego oraz spowodują istotną zmianę rozpliwów paliwa gazowego w sieci. Oddanie do użytkowania zasadniczej części elementów systemu przesyłowego będących efektem tych inwestycji planowane jest pod koniec 2022 r.

Mając powyższe na uwadze okres obowiązywania niniejszej RPM został ustalony na 3 lata tj. **od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r.**

W oparciu o niniejszą metodologię oraz obowiązujące przepisy Operator kalkuluje taryfę i przedkłada wraz z uzasadnieniem Prezesowi URE w celu jej zatwierdzenia. Okres taryfowy jest

¹ Ang. *Reference price methodology*.

tożsamy z rokiem kalendarzowym.

4. Opis metody wyznaczania ceny referencyjnej (art. 26 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego)

Stawki przesyłowe są kalkulowane w oparciu o model wejścia/wyjścia z zastosowaniem metody tzw. znaczka pocztowego. Kalkulowane są wyłącznie opłaty stałe odniesione do mocy umownej (gr/kWh/h/h) dla wejść i wyjść z systemu przesyłowego, z uwzględnieniem rabatu dla instalacji magazynowych (80%) oraz instalacji LNG (100%).

Taka sama RPM jest stosowana odrębnie dla systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego (E) oraz zaazotowanego (L). Podział wejścia/wyjścia jest taki sam dla obu systemów. Systemy te stanowią odrębne obszary bilansowania. Udział przychodów ze świadczenia usług przesyłania w systemie gazu L stanowi ok. 3%.

Przychód kalkulacyjny będzie dzielony na wejścia i wyjścia z systemu przesyłowego zgodnie z założonym podziałem wejście/wyjście. Po podzieleniu przychodu regulowanego zaalokowanego do poszczególnych rodzajów punktów wejścia/wyjścia (z uwzględnieniem rabatów stosowanych dla PMG i LNG) przez sumaryczną moc umowną uzyskuje się stawkę opłaty przesyłowej dla wejść/wyjść.

Nie przewiduje się stosowania stawek zmiennych, opartych na wolumenach paliwa, o których mowa w art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (i) oraz art. 4 ust. 3 pkt a) i b) Kodeksu taryfowego.

Operator nie planuje świadczenia usług nieprzesyłowych i w związku z tym niniejsza metoda RPM, nie uwzględnia zasad kalkulacji stawek dla usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego.

Nie przewiduje się stosowania podejścia opartego na stałej cenie należnej, o którym mowa w art. 26 ust. 1 lit. e) oraz art. 24 lit. b) Kodeksu taryfowego. Stosowane jest podejście oparte na zmiennej cenie należnej, o którym mowa w art. 24 lit. a) Kodeksu taryfowego.

4.1. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w metodzie znaczka pocztowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (i) Kodeksu taryfowego)

Jedynym czynnikiem kosztotwórczym wykorzystywanym w RPM jest zdolność zakontraktowana. Wielkość zdolności zakontraktowanych stanowiących podstawę kalkulacji cen bazowych dla roku taryfowego n+1 stanowić będzie suma:

- planowanych zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych (również w ramach zamówień wieloletnich) z zakresu zdolności ciągłej oraz przerywanej na rok gazowy w roku n,

oraz

- poziomu zdolności zrealizowanych w ramach kwartalnych, miesięcznych i dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej i przerywanej zrealizowanych w roku kalendarzowym n-1 - poprzedzającym rok n, w którym składany jest wniosek taryfowy,

odrębnie dla punktów wejścia i wyjścia do/z systemu przesyłowego:

- w ramach podsystemów gazu wysokometanowego E oraz zaazotowanego Lw, oraz dla
- punktów wejścia/wyjścia do i z instalacji magazynowych w ramach podsystemu gazu wysokometanowego E.

Do kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych na rok 2020 zostały przyjęte:

Punkty wejścia	Jedn.	Indykatorywna prognoza na rok 2020
Przepustowość na punktach wejścia - gaz E (z wyłączeniem PMG)	kWh/h	21 552 732
Przepustowość na punktach wejścia PMG (gaz E)	kWh/h	21 521 889
Przepustowość na punktach wejścia - gaz Lw	kWh/h	1 375 942
Przepustowość na punkcie wejścia LNG	kWh/h	6 370 890
Punkty wyjścia		
Przepustowość na punktach wyjścia - gaz E (z wyłączeniem PMG)	kWh/h	48 267 544
Przepustowość na punktach wyjścia PMG (gaz E)	kWh/h	12 551 184
Przepustowość na punktach wyjścia - gaz Lw	kWh/h	1 869 884

4.2. Wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (II) Kodeksu taryfowego)

4.2.1. Rabat dla PMG

Stosownie do art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w punktach wejścia z instalacji magazynowych i punktach wyjścia do instalacji magazynowych stosuje się rabat w wysokości co najmniej 50 %, z wyłączeniem instalacji magazynowej, która jest połączona z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną, w zakresie w jakim instalacja ta jest wykorzystywana do konkutowania z punktem połączenia międzysystemowego.

W kalkulacji cen referencyjnych zarówno dla punktów wejścia jak i wyjścia do/z instalacji magazynowych będzie stosowany rabat w wysokości 80%, co jest zgodne z wymaganiami określonymi w art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego. Przyjęty rabat uwzględnia korzyści i koszty, jakie instalacje magazynowe zapewniają całemu systemowi przesyłowemu oraz ma przyczynić się do efektywnego wykorzystania tych instalacji. Do głównych korzyści z tytułu instalacji magazynowych należy zaliczyć:

- zapewnienie stabilności i integralności pracy systemu przesyłowego,
- zapewnienie elastyczności w sytuacjach wzmożonego popytu na paliwo gazowe zarówno w sezonie zimowym jak i w ramach pików dziennych,

Ponadto lokalizacja blisko głównych ośrodków popytu sprawia, że jest to najbardziej reaktywne źródło zaopatrzenia, które może być użyte do pokrycia dziennych wzrostów zapotrzebowania na paliwo gazowe.

W polskim systemie przesyłowym nie występują instalacje magazynowe, które byłyby połączone z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną, ani nie są wykorzystywane do konkutowania z punktami połączeń międzysystemowych.

4.2.2. Rabat dla LNG

Stosownie do art. 9 ust. 2. Kodeksu taryfowego, w punktach wejścia z instalacji LNG oraz w punktach wejścia z i punktach wyjścia do infrastruktury stworzonej w celu zakończenia izolacji państw członkowskich, w zakresie ich systemów przesyłowych gazu można stosować rabat w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw.

W kalkulacji cen referencyjnych dla punktu wejścia z instalacji LNG będzie stosowany rabat w wysokości **100%**, wynikający głównie ze znaczenia tej instalacji dla wzrostu bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski. Rabat w tej wysokości jest stosowany od momentu rozpoczęcia regazyfikacji w Terminalu LNG w Świnoujściu tj. od czerwca 2016 r. i wynika z kluczowego jego znaczenia dla:

- zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski poprzez dywersyfikację kierunków dostaw oraz zapewnienie dostępu do globalnego rynku gazu - w pełni niezależnego od perturbacji na rynku lokalnym i regionalnym,
- rozwoju konkurencji na krajowym rynku gazu poprzez stworzenie możliwości pozyskania gazu na potrzeby odbiorców krajowych z nowego źródła.

Kwestia rabatu na punkcie wejścia z instalacji LNG była przedmiotem odrębnych konsultacji prowadzonych w dniach 31 sierpnia – 31 października 2018 r. na podstawie art. 28 Kodeksu taryfowego i jest uwzględniona w odrębnym dokumencie opublikowanym przez Prezesa URE niezależnie od decyzji w sprawie metody wyznaczania cen referencyjnych, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego.

4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iii) Kodeksu taryfowego)

Poniższa tabela przedstawia porównanie stawek opłat z taryfy na 2019 r. z indykatywnymi stawkami dla 2020 r. skalkulowanymi zgodnie z metodą RPM.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego:	Ceny referencyjne/stawki [PLN/MWh/h/h]	2019 (obowiązujące)	2020 (indykatywne)	Zmiana [%]
Wysokometanowego (E)	Punkty wejścia	3,015	3,165	5
	Punkty wyjścia	1,876	1,970	5
	Punkty wejścia z PMG	0,603	0,633	5
	Punkty wyjścia do PMG	0,375	0,395	5
	Punkt wejścia z instalacji LNG	-	-	-
Zaazotowanego (L)	Punkty wejścia	1,807	1,895	5
	Punkty wyjścia	1,625	1,704	5

Czynnikiem wpływającym na wzrost indykatywnych cen referencyjnych w 2020 r. w porównaniu do stawek z taryfy na 2019 r. jest zaplanowany przez Operatora wzrost przychodu przyjętego do ich kalkulacji (5%). Wzrost ten wynika z nakładów inwestycyjnych planowanych do poniesienia przez Operatora, głównie na kapitałochłonne inwestycje strategiczne, dotyczące zarówno rozbudowy sieci wewnątrz kraju jak i budowy nowych połączeń międzysystemowych, które mają na celu podniesienie jakości oraz niezawodności świadczonych usług przesyłania gazu.

Należy podkreślić, że założony przez Operatora wzrost przychodu ma charakter indykatywny, gdyż kwestia ustalania przychodu nie jest objęta przepisami Kodeksu taryfowego. Uzasadniony przychód regulowany będzie ustalony w odrębnym postępowaniu o zatwierdzenie taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych.

4.4. Porównanie indykatywnych cen referencyjnych wynikających z zastosowania niniejszej metody z indykatywnymi cenami obliczonymi z zastosowaniem metody odległości ważonej zdolnością (CWD) (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (vi) Kodeksu taryfowego)

Poniższa tabela przedstawia porównanie cen referencyjnych obliczonych zgodnie z metodą znaczka pocztowego i cen obliczonych na podstawie metody CWD dla gazu wysokometanowego,

z zastosowaniem w obu przypadkach rabatów dla instalacji magazynowych (80%) oraz instalacji LNG (100%).

Z rabatami	Metoda znaczka pocztowego (45/55) [gr/kWh/h/h]	CWD (50/50)		Zmiana (3/2) [%]	Zmiana (4/2) [%]
		Min [gr/kWh/h/h]	Max [gr/kWh/h/h]		
1	2	3	4	5	6
Ewe	0,3165	0,0362	0,4474	-88,56	41,34
Ewe_LNG	-	-	-	-	-
Ewe_PMG	0,0633	0,0571	0,0933	-9,76	47,42
Ewy	0,1970	0,0186	0,3077	-90,55	56,24
Ewy_PMG	0,0395	0,0338	0,0514	-14,44	30,16

Poniższa tabela przedstawia porównanie cen referencyjnych obliczonych zgodnie z metodą znaczka pocztowego i cen obliczonych na podstawie metody CWD dla gazu wysokometanowego, bez zastosowania rabatów dla instalacji magazynowych oraz instalacji LNG.

Bez rabatów	Metoda znaczka pocztowego (45/55) [gr/kWh/h/h]	CWD (50/50)		Zmiana (3/2) [%]	Zmiana (4/2) [%]
		Min [gr/kWh/h/h]	Max [gr/kWh/h/h]		
1	2	3	4	5	6
Ewe	0,1655	0,0174	0,2151	-89,49	29,92
Ewe_LNG	0,1655	0,2841	0,2841	71,65	71,65
Ewe_PMG	0,1655	0,1373	0,2243	-17,05	35,50
Ewy	0,1645	0,0154	0,2538	-90,66	54,30
Ewy_PMG	0,1645	0,1394	0,2121	-15,24	28,94

Różnice dla cen referencyjnych dla gazu E skalkulowane zgodnie z metodą CWD w porównaniu do metody znaczka pocztowego wynikają z założeń metody CWD, która w kalkulacji stawki uwzględnia odległość punktu wejścia i wyjścia od innych punktów w systemie przesyłowym. Punkty o relatywnie wyższych stawkach to punkty słabo połączone z innymi punktami i leżące na obrzeżach systemu przesyłowego natomiast punkty o stosunkowo niższych stawkach to punkty najczęściej zlokalizowane wewnątrz systemu, o licznych połączeniach z innymi punktami, które zasilać można z wielu źródeł dostaw gazu.

Występowanie większych odchyleń jest charakterystyczne.

Poniższa tabela przedstawia porównanie cen referencyjnych obliczonych zgodnie z metodą znaczka pocztowego i cen obliczonych na podstawie metody CWD dla gazu zaazotowanego (bez zastosowania rabatów – w systemie gazu Lw nie występują instalacje magazynowe).

Bez rabatów	Stawka - metoda znaczka pocztow. (45/55) [gr/kWh/h/h]	CWD (50/50)		Zmiana (3/2) [%]	Zmiana (4/2) [%]
		Min [gr/kWh/h/h]	Max [gr/kWh/h/h]		
1	2	3	4	5	6
Lwe	0,1895	0,0690	0,3454	-63,60	82,29
Lwy	0,1704	0,0171	0,2533	-89,94	48,62

4.5. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 oraz szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iv) Kodeksu taryfowego)

Zgodnie z art. 5 ust. 1 Kodeksu taryfowego, organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przeprowadza ocenę alokacji kosztów dotyczącą przychodów z usług przesyłowych, które podlegają odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności i publikuje je w ramach ostatecznej konsultacji, o której mowa w art. 26 Kodeksu taryfowego.

Poniższa tabela przedstawia ocenę alokacji kosztów dla systemu przesyłowego gazu wysokometanowego, gdyż w systemie gazu zaazotowanego nie występują punktu połączeń międzysystemowych. Ocena ta została oparta na czynniku kosztotwórczym jakim jest przewidywana zdolność zakontraktowana.

OCENA ALOKACJI KOSZTÓW	Jedn.	Z uwzględnieniem PMG ² i z zastosowaniem średniej stawki Ewe
Przychód	tys. zł	1 593 352
Stawka WE (z rabatem dla LNG i PMG)	zł/MWh/h/h	3,165
Stawka WE PMG	zł/MWh/h/h	0,633
Stawka WE LNG	zł/MWh/h/h	-
Stawka WY (z rabatem dla PMG)	zł/MWh/h/h	1,970
Moce wewnątrzsystemowe (WE+WY)	kWh/h	105 969 675
Moce międzysystemowe (WE+WY)	kWh/h	4 294 564
Przychód międzysystemowy WE	tys. zł	31 138
Przychód międzysystemowy WY	tys. zł	37 059
Przychód międzysystemowy razem	tys. zł	68 196
Przychód wewnątrzsystemowy	tys. zł	1 525 156
Wskaźnik międzysystemowy	zł/kWh/h	15,880
Wskaźnik wewnątrzsystemowy	zł/kWh/h	14,392
INDEKS	%	9,83%

Stosownie do postanowień art. 5 ust. 6 Kodeksu taryfowego, w przypadku gdy wartość indeksu przedstawionego w powyższej tabeli nie przekracza 10%, nie jest wymagane uzasadnienie tej wartości w decyzji organu regulacyjnego, o której mowa w art. 27 ust. 4. Wartość indeksu potwierdza, że nie występuje nadmierne subsydiowanie skrośne pomiędzy wewnątrzsystemowym i międzysystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej.

4.6. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z wymaganiami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (v) Kodeksu taryfowego)

Stosownie do postanowień art. 7 Kodeksu taryfowego, metoda wyznaczania ceny referencyjnej musi być zgodna z art. 13 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz z poniższymi wymogami.

Metoda ta powinna:

² wynik oceny alokacji kosztów dla stawek opłat nieuwzględniających rabatów/dostosowań daje wynik bliski 0.

- a) umożliwić użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i dokładną ich prognozę;
- b) uwzględniać koszty rzeczywiste poniesione w związku ze świadczeniem usług przesyłowych, z uwzględnieniem poziomu złożoności sieci przesyłowej;
- c) zapewnić niedyskryminację i zapobiegać nadmiernemu subsydiowaniu skrośnemu, m.in. poprzez uwzględnienie ocen alokacji kosztów określonych w art. 5;
- d) zapewnić, aby znaczące ryzyko wolumenowe związane w szczególności z przesyłaniem przez dany system wejścia-wyjścia nie było przypisane do odbiorców końcowych w ramach tego systemu wejścia-wyjścia;
- e) zapewnić, aby otrzymane ceny referencyjne nie zakłócały handlu transgranicznego.

Niniejsza metoda wyznaczania cen referencyjnych spełnia wszystkie powyższe wymagania.

4.6.1 Zamieszczone na stronie internetowej modele taryfowe dla gazu wysokometanowego i zaazotowanego³ umożliwiają użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i ich prognozę. Trafność tej prognozy jest ograniczona przez dokładność szacunków dotyczących zmian przychodu oraz zamówień przepustowości. W przypadku niniejszej metody ostateczny przychód regulowany ustalany jest corocznie w postępowaniu o zatwierdzenie taryfy.

4.6.2 Metoda uwzględnia koszty rzeczywiste poniesione w związku ze świadczeniem usług przesyłowych. W oparciu o koszty rzeczywiste świadczenia usług przesyłowych ujawnione w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta dokonuje się prognozy kosztów uzasadnionych do kalkulacji taryfy.

Ze względu na złożoność polskiego systemu przesyłowego (*ang. meshed*) ustalenie sposobu alokacji rzeczywistych kosztów do punktów systemu przesyłowego jest bardzo utrudnione stąd została zastosowana metoda tzw. znaczka pocztowego, wg której koszty alokowane do danego punktu systemu przesyłowego są proporcjonalne do wielkości prognozowanej przepustowości zamówionej. Ze względu na fakt, że użytkownicy dzięki wielości wejść (w tym PMG, produkcja i połączenia międzysystemowe) w jednakowym stopniu korzystają z systemu przesyłowego, podejście to jest uzasadnione. Schemat systemu przesyłowego znajduje się na str. 14.

W systemie tym odległość nie jest istotnym czynnikiem kosztotwórczym, co zostało potwierdzone w porównaniu wyników uzyskanych przy wykorzystaniu metody znaczka pocztowego z metodą CWD, przedstawionym w pkt. 4.4.

Ponadto, należy podkreślić nieskomplikowany charakter i przejrzystość niniejszej metody, dzięki czemu użytkownicy systemu przesyłowego mogą bez trudu odtworzyć obliczenia cen referencyjnych i szacować ich zmiany w przyszłości.

4.6.3 Metoda zapewnia niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu przesyłowego gdyż takie same stawki opłat przesyłowych są stosowane wobec wszystkich użytkowników korzystających z usług przesyłania paliwa gazowego na punktach wejścia oraz takie same na punktach wyjścia. Dla punktów wejścia/wyjścia z instalacji magazynowych oraz punktu wejścia z instalacji LNG stosowane są rabaty/dostosowania zgodnie z postanowieniami Kodeksu taryfowego.

Wynik oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, przedstawiony w pkt 4.5 (9,83%), potwierdza, że nie występuje nadmierne subsydiowanie skrośne pomiędzy użytkownikami międzysystemowymi i wewnątrzsystemowymi. Ponadto,

³ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/>

porównanie stawek opłat wynikających z metody znaczka pocztowego z metodą CWD przedstawione w pkt 4.4 wskazuje, że nie występuje nadmierne subsydiowanie pomiędzy poszczególnymi użytkownikami sieci. Należy podkreślić, że w związku ze złożonością systemu przesyłowego (59 punktów wejścia dla gazu E i 8 dla gazu L; 855 punktów wyjścia dla gazu E i 79 dla gazu L) wyniki tego porównania są przybliżone, gdyż w takiej sytuacji dokładne przypisanie kosztów do danego punktu jest prawie niemożliwe.

- 4.6.4** W związku z znikomym wykorzystaniem systemu przesyłowego na potrzeby międzysystemowe (tranzyt) oraz stosowaniem wyłącznie stawek stałych opartych na zdolności, nie występuje ryzyko alokacji do odbiorców końcowych zwiększonych kosztów wynikających z braku zamówień zdolności przez użytkowników korzystających z usług międzysystemowych.
- 4.6.5** Ceny referencyjne nie zakłócają obrotu transgranicznego, gdyż nie występuje dyskryminacja poszczególnych użytkowników sieci przesyłowej oraz subsydiowanie skrośne.

5. Indykatoryjne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. b) Kodeksu taryfowego)

5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (i) Kodeksu taryfowego)

Przychód regulowany zatwierdzany przez Prezesa URE, stanowi sumę prognozowanych uzasadnionych kosztów operacyjnych związanych z działalnością regulowaną na dany rok taryfowy oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Przychód regulowany ustalany jest na okres 12 miesięcy w postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy.

Stosownie do § 10 ust. 1, 2, i 3 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 640), przychód regulowany jest pokrywany przez przychody uzyskane z:

- a) stawek opłat przesyłowych,
- b) opłat za przekroczenia mocy umownej osiągniętych w roku poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
- c) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy (badanie jakości dostarczanych paliw gazowych, wstrzymanie lub wznowienie dostarczania paliw gazowych) osiągniętych w roku poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
- d) przychodów z tytułu wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 tej ustawy (saldo przychodów i kosztów).

Stosownie do §10 ust. 4 pkt 2 ww. rozporządzenia przychody uzyskane z tytułu premii aukcyjnej nie pomniejszają przychodu regulowanego.

Ponadto, w związku z oświadczeniem złożonym przez Operatora w trakcie postępowania dotyczącego zatwierdzenia niniejszej metody wyznaczania cen referencyjnych, ww. przychód regulowany będzie również pomniejszony o przychody uzyskane ze świadczenia usług przez platformę GSA oraz ewentualne przychody uzyskane ze świadczenia usług przez laboratoria pomiarów jakości gazu oraz wzorcowania gazomierzy na rzecz podmiotów zewnętrznych.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Maciej Bando

Stosownie do art. 7 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w zakresie, w jakim zostały pokryte wpływami z opłat za przyłączenie do sieci nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych.

W związku z tym, że Kodeks taryfowy nie obejmuje szczegółowych zasad ustalania przychodu regulowanego, kwestia ta nie będzie wyjaśniana bardziej szczegółowo w niniejszym dokumencie.

5.2. Przychody z usług przesyłowych (art. 30 ust. 1 lit. b pkt iv Kodeksu taryfowego)

Przychód pokrywany przez stawki opłat przesyłowych w tym:	tys. PLN	1 644 101
Stawki opłat oparte na zdolnościach	tys. PLN	1 644 101
Stawki opłat oparte na wolumenie	tys. PLN	-
Sieć gazu wysokometanowego E, w tym:	tys. PLN	1 593 352
Punkty wejścia	tys. PLN	717 018
Punkty wyjścia	tys. PLN	876 334
Sieć gazu zaazotowanego Lw, w tym:	tys. PLN	50 749
Punkty wejścia	tys. PLN	22 837
Punkty wyjścia	tys. PLN	27 912

5.3. Podział wejścia/wyjścia (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(2) Kodeksu taryfowego)

W okresie stosowania niniejszej metody wyznaczania cen referencyjnych będzie stosowany podział pomiędzy punkty wejścia i wyjścia na poziomie równym 45/55.

5.4. Podział pomiędzy przychody wewnątrzsystemowe i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(3) Kodeksu taryfowego)

	Jedn.	Gaz E	Gaz Lw
Przychód pokrywany przez stawki opłat przesyłowych	tys. PLN	1 593 352	50 749
Przychód wewnątrzsystemowy	tys. PLN	1 525 156	50 749
Przychód międzysystemowy	tys. PLN	68 196	-
Przychód wewnątrzsystemowy	%	96%	100%
Przychód międzysystemowy	%	4%	0%

6. Usługi i taryfy nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego)

Wg informacji na dzień opracowania niniejszego dokumentu Operator nie świadczy usług nieprzesyłowych.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Maciej Bando

7. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d) Kodeksu taryfowego)

Na stronie internetowej Operatora⁴ zostały zamieszczone uproszczone modele taryfowe, które pozwalają obliczyć indykatywne ceny referencyjne standardowych produktów z zakresu zdolności proponowane dla roku taryfowego 2020 oraz umożliwiają ich estymację w roku kolejnym, przy dowolnym doborze parametrów dotyczących proporcji opłat wejście/wyjście czy odpowiednich dostosowań (rabaty dla PMG i LNG), zgodnie z algorytmem przedstawionym poniżej:

Sieć przesyłowa gazu ziemnego	Jedn.	2019		2020	
		E	L	E	L
Przychód kalkulacyjny	tys. PLN	1 517 414	48 397	1 593 352	50 749
Udział przychodów na wejściach	%	45	45	45	45
Podział przychodów WE/WY	%	45:55	45:55	45:55	45:55
Rabat na wejściach z PMG	%	80	80	80	80
Rabat na wyjściach z PMG	%	80	80	80	80
Rabat na wejściu z instalacji LNG	%	100	100	100	100
Moc na wejściach	kWh/h	21 552 732	1 375 942	21 552 732	1 375 942
Moc na wejściach z PMG	kWh/h	21 521 889	brak	21 521 889	brak
Moc na wejściach z instalacji LNG	kWh/h	6 370 890	brak	6 370 890	brak
Moc na wyjściach	kWh/h	48 267 544	1 869 884	48 267 544	1 869 884
Moc na wyjściach z PMG	kWh/h	12 551 184	brak	12 551 184	brak
Stawka na wejściach	PLN/MWh/h/h	3,015	1,807	3,165	1,895
Stawka na wejściach z PMG ⁵	PLN/MWh/h/h	0,603	brak	0,633	brak
Stawka na wejściach z LNG	PLN/MWh/h/h	-	brak	-	brak
Stawka na wyjściach	PLN/MWh/h/h	1,876	1,625	1,970	1,704
Stawka na wyjściach do PMG ⁵	PLN/MWh/h/h	0,375	brak	0,395	brak

8. Opis systemu przesyłowego gazowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

System przesyłowy wchodzący w skład majątku Operatora składa się z części związanej z transportem gazu wysokometanowego (grupa E) i zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw).

Średnica gazociągów [mm]	Gaz E [km]	Gaz Lw [km]
do DN 200	1 726,62	373,20
DN 250 - 400	3 254,70	282,21
DN 500 - 800	4 886,20	56,30
DN 1000	163,89	0,00
SUMA	10 031,40	711,71

⁴ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/>

⁵ Stawki otrzymane poprzez zastosowanie rabatu w wysokości 80% w stosunku do stawki na wejściach i wyjściach. W kalkulacji stawek na wejściach/wyjściach uwzględniono 20% mocy na wejściach/wyjściach z instalacji magazynowych, co wynika z równania matematycznego.

8.1. System przesyłowy gazu wysokometanowego (grupa E) – stan na 31 grudnia 2018 r.

8.1.1. System gazu wysokometanowego tworzy układ magistralny, obejmujący:

- 8.1.1.1. Magistralę wschodnią na trasie Jarosław-Wronów-Rembelszczyzna,
- 8.1.1.2. Magistralę południową na trasie Jarosław-Pogórska Wola-Tworzeń-Odolanów,
- 8.1.1.3. Magistralę północno-zachodnią na trasie Lwówek-Szczecin-Terminal LNG-Gdańsk,
- 8.1.1.4. Układ zasilania centralnej Polski na trasie Hołowczyce-Rembelszczyzna-Gustorzyn-Odolanów,
- 8.1.1.5. Układ zasilania północnej Polski na trasie Gustorzyn-Gdańsk,
- 8.1.1.6. Układ przesyłowy na terenie Dolnego Śląska.

Rozpływy gazu w systemie wykazują się zmiennością w zależności od zapotrzebowania na gaz, pracy obiektów przyłączonych (magazyny gazu, terminal LNG) oraz importu gazu.

8.1.2. System przesyłowy Operatora zasilany jest w gaz wysokometanowy w 59 punktach wejścia:

8.1.2.1. Wejścia do krajowego systemu przesyłowego (przywóz gazu):

- 8.1.2.1.1. Kondratki o technicznej zdolności przesyłowej 42,68 GWh/h,
- 8.1.2.1.2. Drozdowicze o technicznej zdolności przesyłowej 5,65 GWh/h,
- 8.1.2.1.3. Wysokoje o technicznej zdolności przesyłowej 7,04 GWh/h,
- 8.1.2.1.4. Mallnow o technicznej zdolności przesyłowej 7,70 GWh/h,
- 8.1.2.1.5. GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS o technicznej zdolności przesyłowej 2,03 GWh/h,
- 8.1.2.1.6. Tietierowka o technicznej zdolności przesyłowej 0,30 GWh/h,
- 8.1.2.1.7. Cieszyn o technicznej zdolności przesyłowej 1,17 GWh/h,
- 8.1.2.1.8. Branice o technicznej zdolności przesyłowej 0,002 GWh/h,
- 8.1.2.1.9. Terminal LNG o technicznej zdolności przesyłowej 6,58 GWh/h,

8.1.2.2. Wejścia z kopalń gazu ziemnego wysokometanowego, zlokalizowane w SE Polsce (41 kopalń),

8.1.2.3. Wejścia z odazotowni gazu zaazotowanego (Odolanów i Grodzisk Wielkopolski),

8.1.2.4. Wejścia z podziemnych magazynów gazu (7 instalacji magazynowych),

8.1.3. W systemie przesyłowym pracuje 15 tłoczni o zainstalowanej mocy 138,4 MW.

8.1.4. System przesyłowy połączony jest z innymi systemami i dużymi odbiorcami przemysłowymi w 855 punktach wyjścia.

8.1.5. Roczny wolumen przesyłanego gazu ziemnego wyniósł ok. 218,7 TWh (bez uwzględnienia PMG ok. 193,7 TWh).

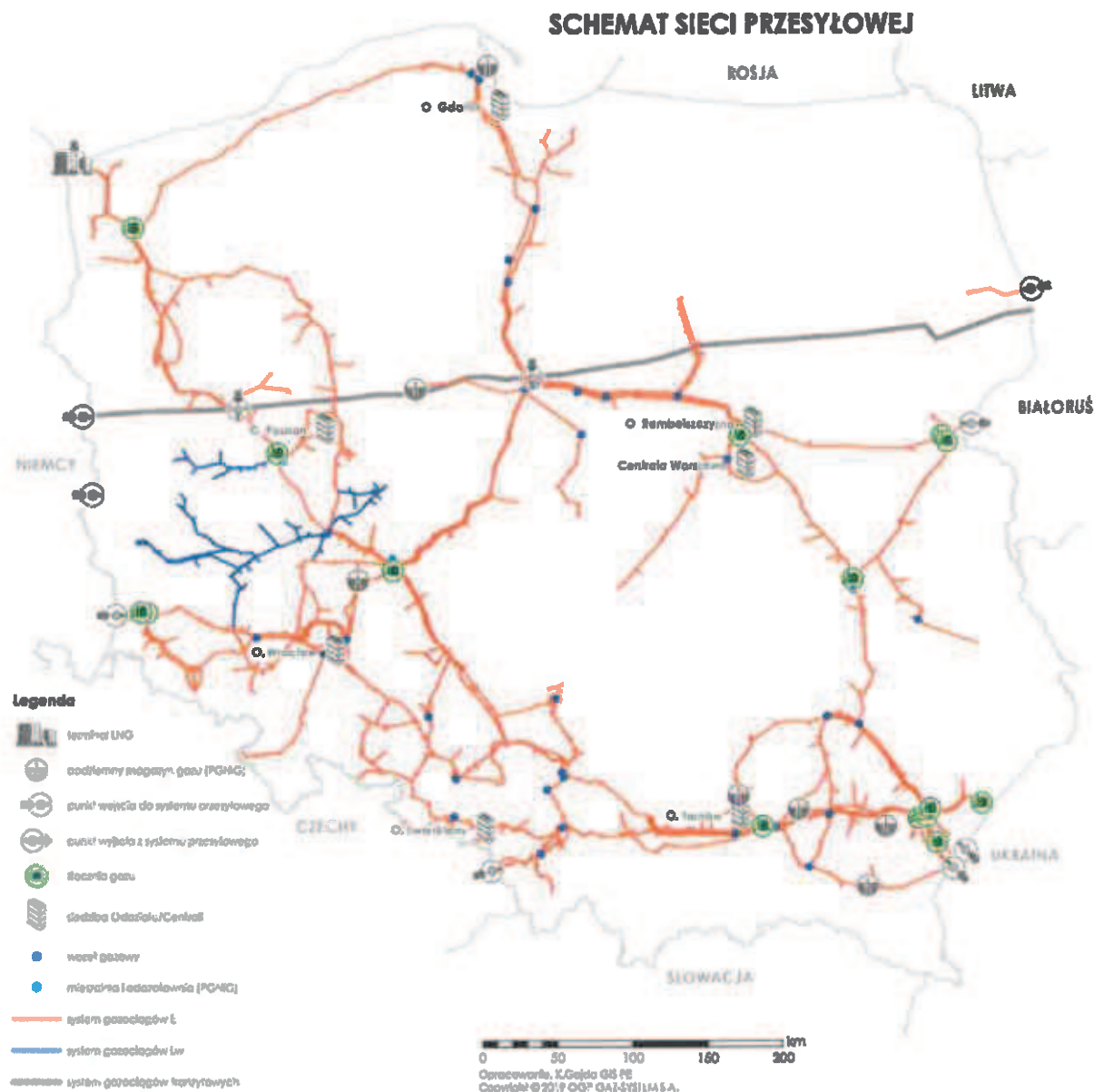
8.1.6. Z systemem przesyłowym współpracuje 7 podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności czynnej wynoszącej 3,07 mld m³ (34,19 TWh):

- 8.1.6.1. 2 PMG wytworzone w kawernach solnych o pojemności czynnej 824,8 mln m³ (9,19 TWh),

8.1.6.2. 5 PMG wytworzonych w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego o pojemności czynnej 2 250 mln m³ (25 TWh).

8.1.7. Przewiduje się stabilny wzrost wolumenu przesyłanego gazu.

Schemat nr 1 .Mapa systemu przesyłowego gazu wysokometanowego (grupa E).



8.1.8. Rozwój infrastruktury Operatora

W perspektywie do 2022 r. priorytetem będzie dywersyfikacja kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego poprzez budowę nowych połączeń transgranicznych z Danią, Słowacją i Litwą, zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG oraz budowa tzw. korytarza północ-południe. Komisja Europejska umieściła te projekty na liście projektów o znaczeniu wspólnotowym, podkreślając ich szczególne znaczenie dla wzrostu bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w Europie oraz budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku. Realizacja tych projektów spowoduje istotne zmiany rozptyłów gazu ziemnego w systemie przesyłowym Operatora, w wyniku budowy połączeń transgranicznych oraz rozbudowy terminala LNG.

Mapa inwestycji Operatora do 2022 r. została przedstawiona na schemacie nr 3.

8.2. System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) – stan na 31 grudnia 2018 r.

System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) jest lokalnym podsystemem gazowym o charakterze wyspowym w zachodniej Polsce na obszarze województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Jedynymi źródłami i regulatorami w tym systemie są kopalnie gazu ziemnego m.in.: Kościan_Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy), Roszków oraz mieszalnia gazu ziemnego w Grodzisku Wielkopolskim (połączona z odazotownią gazu ziemnego, stanowiącą obiekt związany z eksploatacją złóż) – łącznie 8 punktów wejścia. System przesyłowy gazu zaazotowanego Lw nie łączy się bezpośrednio z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego.

W systemie gazu Lw gaz odbierany jest w 79 punktach wyjścia i charakteryzuje się niewielkim stabilnym wzrostem.

Schemat nr 2. Mapa systemu przesyłowego gazu zaazotowanego (Lw).

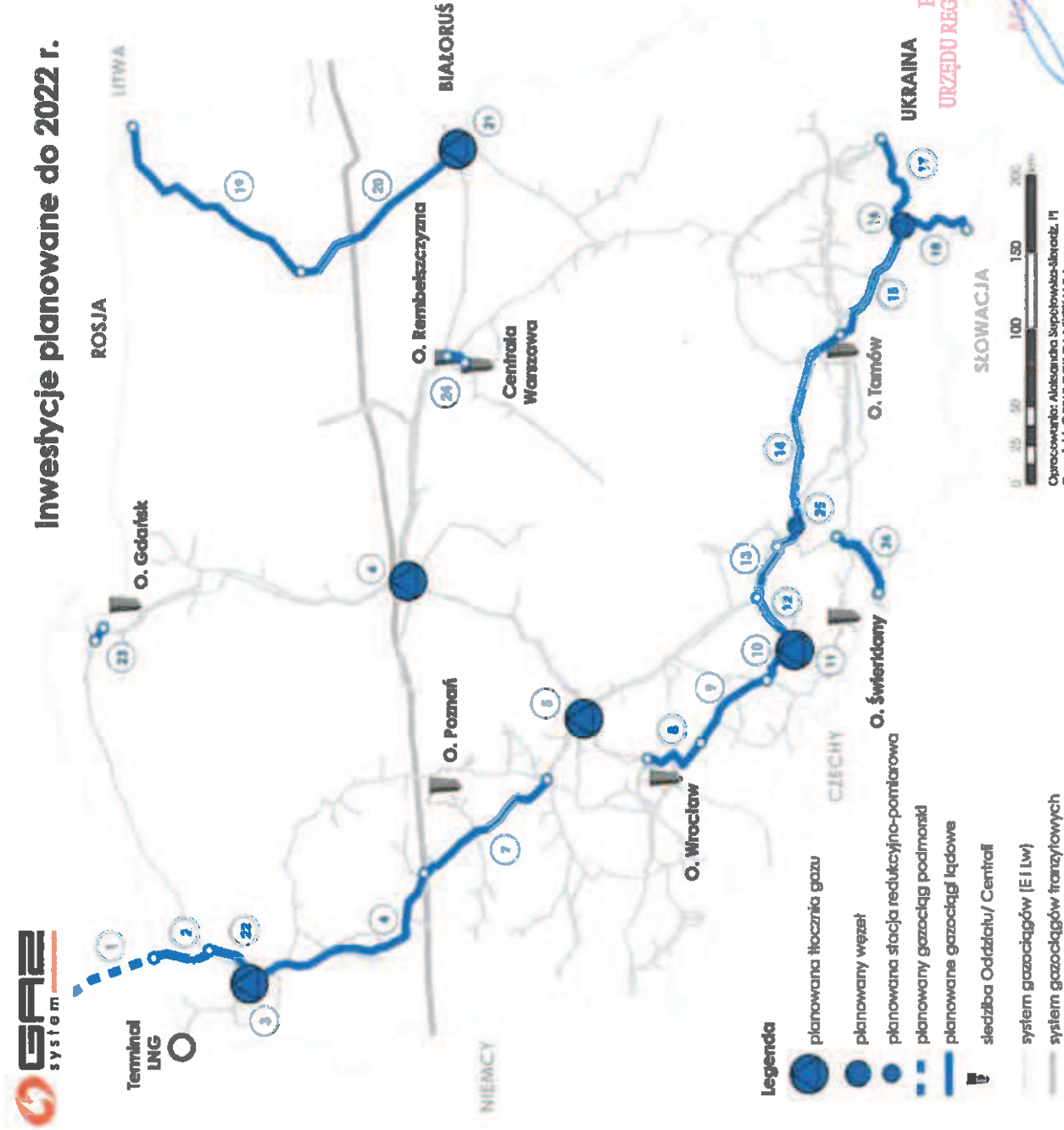


PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Maciej Bando

15/16

Schemat nr 3. Mapa inwestycji Operatora do 2022 r.



Inwestycje planowane do 2022 r.

Lp.	Inwestycje planowane do 2022 r.	DN	l [km]
1	Gasociąg podziemny DN=900, l=ok. 275 km	900	ok. 275
2	Budowa gazociągu łączącego gazociąg podziemny DN=1000, l=ok. 85km	1000	do 85
3	Budowa stacji redukcyjno-pomiarowej DN=25 MM	nd	nd
4	Gasociąg Gdansk-Gdańsk DN=1000, l=191 km	1000	191
5	Budowa stacji redukcyjno-pomiarowej DN=30 MM	nd	nd
6	Budowa stacji redukcyjno-pomiarowej DN=90 MM	nd	nd
7	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) Lubówko - Kąkol DN=1000, l=113,5 km	1000	113,5
8	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) Bągaj - Kąkol DN=1000, l=69km	1000	69
9	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) Zdobychowice - Wrocław DN=1000, l=64 km	1000	64
10	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) Zdobychowice - Kąkol DN=1000, l=17,4 km	1000	17,4
11	Budowa stacji redukcyjno-pomiarowej DN=25 MM	nd	nd
12	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=1000, l=83,4 km	1000	83,4
13	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=1000, l=54 km	1000	54
14	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=1000, l=168 km	1000	168
15	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=1000, l=97,5 km	1000	97,5
16	Wzrost średnicy	nd	nd
17	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=700, l=72 km	700	72
18	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=1000, l=39 km	1000	39
19	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) Świdawa - Gł. Pl. - Oj DN=700, l=185 km	700	185
20	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) Wrocław - Błona DN=700, l=153 km	700	153
21	Budowa stacji redukcyjno-pomiarowej do obsługi EA Mpa	nd	nd
22	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) V Gdansk - Płoty DN=700, l=41 km	700	41
23	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy (okop) VI Rzeszów - Wicznia DN=700, l=8 km	700	8
24	Budowa przyłącza do obsługi Instalacji Zasilania PCHP WARTA 3.1 i DN=900, l=10 km	500	10
25	Systemy sterowania i pomiaru w instalacji m. Świdawa	nd	nd
26	Gasociąg redukcyjno-pomiarowy DN=500, l=10 km	500	10

Opisane w mapie inwestycje nie gwarantują realizacji. Projektant: Akademia Szybownictwa-Sława. Prowadzący: GAZE SYSTEM S.A.

