

Załącznik do decyzji Prezesa URE
z dnia 10 kwietnia 2024 r.
znak: DRG.DRG-2.745.9.2024.JDo1

**Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 3/OGP
w zakresie własnej sieci przesyłowej
Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny
6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.**

Warszawa, kwiecień 2024 r.

Spis treści

1. Informacje wstępne	3
2. Zastrzeżenia prawne dotyczące indykatywnego charakteru danych i wyników obliczeń zawartych w niniejszym dokumencie	3
3. Okres obowiązywania MWCR	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)	5
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)	6
4.2.1. Rabat dla PMG.	6
4.2.2. Rabat dla LNG.	7
4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iii) Kodeksu taryfowego)	7
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)	8
4.5. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 i szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iv) Kodeksu taryfowego) oraz podział pomiędzy przychody wewnętrzne i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(3) Kodeksu taryfowego)	9
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)	10
5. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. b) Kodeksu taryfowego)	12
5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (i) Kodeksu taryfowego)	12
5.2. Usługi nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego)	13
5.3. Usługi sprężania.....	14
5.4. Usługi redukcji ciśnienia	15
6. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d) Kodeksu taryfowego).....	16
7. Opis systemu przesyłowego gazowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.....	17
7.1. System przesyłowy gazu wysokometanowego (grupa E) - stan na 31 grudnia 2023 r.	17
7.2. System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) - stan na 31 grudnia 2023 r.....	21

1. Informacje wstępne

Metoda wyznaczania cen referencyjnych (zwana dalej „MWCR”) została opracowana dla Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., zwanej dalej „Operatorem”, do kalkulacji stawek opłat przesyłowych na sieci własnej Operatora. Operator wykonuje również zadania operatorskie na sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie (dalej „EuRoPol GAZ”), 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 6 września 2023 r. do 6 listopada 2023 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, została opublikowana¹ niezależnie od decyzji w sprawie MWCR, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego, do której załączono niniejsze opracowanie. Konsultacje dotyczące kwestii, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)–c) Kodeksu taryfowego, dla 2026 r. będą prowadzone w II połowie 2024 r.

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

Wszelkie dane liczbowe dotyczące 2025 i 2026 r. przedstawione w niniejszym dokumencie (np. przychód regulowany, moce umowne, ceny referencyjne) są danymi indykatywnymi i mają na celu jedynie zobrazowanie wpływu przyjętej MWCR na poziom opłat przesyłowych. Dane te nie stanowią podstawy do kalkulacji taryfy w okresie obowiązywania MWCR.

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

3. Okres obowiązywania MWCR

Okres obowiązywania niniejszej MWCR został ustalony na 2 lata, tj. **od godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2027 r.**²

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie MWCR, wydanie decyzji przez krajowy organ regulacyjny zatwierdzającej MWCR, 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.

Dwuletni okres obowiązywania MWCR wynika w głównej mierze z faktu, że przeważająca część zadań inwestycyjnych w zakresie wykonania nowych połączeń pomiędzy Krajowym Systemem Przesyłowym (tj. systemem przesyłowym, którego właścicielem jest Operator – „KSP”) oraz siecią

¹ Informacja nr 4/2024 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. (<https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/2025-r-art-28-nc-tar/11270.Informacja-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-nr-42024-w-sprawie-poziomu-mnozni.html>)

² Zgodnie z definicją doby gazowej - art. 3 pkt 16 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 984/2017 (Dz. Urz. UE L 72/1 z 17.03.2017), zwanego dalej „NC CAM”.

przesyłową należącą do EuRoPol GAZ-u zostanie zrealizowana w perspektywie do 2027 r³. Istotna jest również synchronizacja okresu obowiązywania MWCR dla KSP z okresem obowiązywania MWCR dla sieci należącej do EuRoPol GAZ-u⁴, co ułatwi w przyszłości współpracę i integrację obu systemów.

Na okres obowiązywania MWCR w znacznym stopniu wpływa 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 rozptyłów paliwa gazowego w sieci. Trudno przewidzieć w jakim zakresie przepustowość na nowych punktach wejścia/wyjścia do/z systemu przesyłowego będzie miała charakter przyrostowy, a w jakim będzie zastępować przepustowość dotychczasową. W tym kontekście źródłem istotnej niepewności jest także obecna sytuacja na rynku gazu oraz kierunki jej rozwoju. Oddanie do użytkowania zasadniczej części elementów systemu przesyłowego będących efektem tych inwestycji planowane jest w perspektywie do 2027 r. Więcej informacji na temat rozbudowy KSP znajduje się w pkt 7.1.7. niniejszego dokumentu.

Ponadto, za przyjęciem 2-letniego okresu przemawia również niepewność co do przyszłego wykorzystania przepustowości oferowanej w systemie przesyłowym EuRoPol GAZ-u (malejące rezerwy zdolności przesyłowej), spowodowana aktualną sytuacją geopolityczną, co wpływa również na wielkość rezerwy zdolności przesyłowej w punkcie PWP-wejście do KSP.

W oparciu o niniejszą metodologię oraz obowiązujące przepisy (głównie ustawy-Prawo energetyczne⁵ i rozporządzenia taryfowego⁶) Operator kalkuluje taryfę dla sieci własnej i przedkłada wraz z uzasadnieniem Prezesowi URE w celu jej zatwierdzenia. Okres taryfowy jest tożsamy z rokiem (od godziny 6:00 dnia 1 stycznia danego roku do godziny 6:00 dnia 1 stycznia roku następnego).

Mając powyższe na uwadze okres obowiązywania niniejszej RPM został ustalony na 2 lata.

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

Zgodnie z § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy. Natomiast stosownie do art. 47 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne Operator wprowadza taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od dnia jej opublikowania.

Stawki przesyłowe są kalkulowane w oparciu o model wejścia/wyjścia z zastosowaniem MWCR tzw. znaczka pocztowego. Kalkulowane są wyłącznie opłaty stałe odniesione do mocy umownej/zdolności przesyłowej (gr/kWh/h/h)⁷ dla wejść i wyjść z systemu przesyłowego, z uwzględnieniem, dla gazu wysokometanowego E⁸, rabatu dla instalacji magazynowych (80%) oraz instalacji LNG (100%).

³ Tabela nr 3 (<https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:15a14aec-298c-437f-938d-89aea14d251b/krajowy-plan-rozwoju-gaz-system-2024-2033-czesc-a-wyciag.pdf>).

⁴ Decyzją z dnia 20 marca 2024 r. znak: DRG.DRG-2.745.2.2024.JDo1 została zatwierdzona MWCR na lata 2025-2026 dla sieci należącej do EuRoPol GAZ-u i opublikowana w Biuletynie Branżowym URE - Paliwa gazowe nr 44 (2841) z dnia 21 marca 2024 r. (<https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>).

⁵ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266).

⁶ Rozporządzenie 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 2021 r. poz. 280, późn. zm.).

⁷ Zgodnie z art. 10 NC CAM.

⁸ Gaz ziemny wysokometanowy grupa E.

Taka sama MWCR jest stosowana odrębnie dla systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego E oraz zaazotowanego L⁹. Systemy te stanowią odrębne obszary bilansowania. Udział przychodów ze świadczenia usług przesyłania w systemie gazu L stanowi ok. 2,1% (dla danych zawartych w Dokumencie konsultacyjnym).

Podział wejścia/wyjścia, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(2) Kodeksu taryfowego, na potrzeby kalkulacji stawek indykatywnych przyjmuje się w proporcji 45/55.

Przychód kalkulacyjny w kalkulacji taryfy na 2025 i 2026 r. będzie dzielony na wejścia i wyjścia z systemu przesyłowego zgodnie z przyjętym podziałem wejścia/wyjścia. Po podzieleniu przychodu regulowanego zaalokowanego do poszczególnych rodzajów punktów wejścia/wyjścia przez sumaryczną moc umowną (z uwzględnieniem rabatów stosowanych dla PMG i LNG) oraz liczbę godzin w roku, 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.

Kwestia świadczonych przez Operatora usług nieprzesyłowych¹⁰ została przedstawiona w punkcie 5.2. niniejszego dokumentu.

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 MWCR jest zdolność przesyłowa planowana do zakontraktowania.

Wielkość prognozowanych zdolności przesyłowych stanowiących podstawę kalkulacji cen referencyjnych dla roku taryfowego n+1 (dla roku dla którego kalkulowana jest taryfa) stanowić będzie suma:

- **zdolności ciągłych oraz przerywanych** zakontraktowanych dla roku, dla którego kalkulowana jest taryfa w ramach procedury Open Season, zdolności wynikających z kontraktów wieloletnich oraz zdolności zamówionych w ramach rozstrzygniętych aukcji,
- zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych z zakresu **zdolności ciągłej oraz przerywanej** według stanu na dzień składania wniosku taryfowego w roku n,
- przewidywanych zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych (również w ramach zamówień wieloletnich, Open Season, aukcji) z zakresu zdolności **ciągłej oraz przerywanej** na rok n+1, wynikających z inwestycji planowanych do oddania do użytkowania w roku n oraz n+1, w tym wynikających z planowanego oddania do użytkowania nowych, zmodernizowanych, przebudowanych i rozbudowanych przyłączy,

oraz

⁹ Gaz ziemny zaazotowany grupa L, podgrupa Lw.

¹⁰ Usługi nieprzesyłowe oznaczają usługi regulowane inne niż usługi przesyłowe oraz inne niż usługi regulowane rozporządzeniem (UE) nr 312/2014, które świadczy operator systemu przesyłowego (art. 3 pkt 15 Kodeksu taryfowego).

- 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 L, oraz dla
- punktów wejścia/wyjścia do/z instalacji magazynowych w ramach podsystemu gazu wysokometanowego E.

Wartości zdolności przesyłowych przyjęte do kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych na rok 2025 i 2026 przedstawia tabela nr 1.

Tabela 1. Indykatywne zdolności przesyłowe dla 2025 i 2026 r¹¹.

Moc umowa/przepustowość/ zdolność przesyłowa	Jedn.	Taryfa na 2024 r.		Indykatywna prognoza dla 2025 r.		Indykatywna prognoza dla 2026 r.	
		Gaz E	Gaz L	Gaz E	Gaz L	Gaz E	Gaz L
Punkty wejścia - RAZEM, w tym:	kWh/h	53 247 084	1 138 602	53 630 528	1 138 602	53 630 528	1 138 602
- połączenia międzysystemowe	kWh/h	17 641 400	-	15 034 666	-	15 034 666	-
- Terminal LNG		7 963 614	-	10 953 792	-	10 953 792	-
- PMG	kWh/h	24 827 520	-	24 827 520	-	24 827 520	-
- pozostałe	kWh/h	2 814 550	1 138 602	2 814 550	1 138 602	2 814 550	1 138 602
Punkty wyjścia - RAZEM, w tym:	kWh/h	75 930 799	2 005 959	77 080 171	2 005 959	77 080 171	2 005 959
- połączenia międzysystemowe	kWh/h	1 544 589	-	1 632 492	-	1 632 492	-
- PMG		14 947 270	-	14 947 270	-	14 947 270	-
- pozostałe	kWh/h	59 438 940	2 005 959	60 500 409	2 005 959	60 500 409	2 005 959

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 PMG¹².

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 konkurowania 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 przyczyniać się do efektywnego wykorzystania tych instalacji. Do głównych korzyści z tytułu instalacji magazynowych należy zaliczyć:

- zapewnienie stabilności i integralności pracy systemu przesyłowego,

¹¹ Prognozowana zdolność przesyłowa w punktach połączeń międzysystemowych uwzględnia zdolność na punkcie wejścia/wyjścia z Ukrainą (krajem trzecim).

¹² Podziemny magazyn gazu w którym utworzona jest instalacja magazynowa.

- 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 responsywne 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 konkurencji 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.

Kwestia rabatu na punkcie wejścia z instalacji LNG w 2025 r. była przedmiotem odrębnych konsultacji prowadzonych w dniach 6 września do 6 listopada 2023 r. na podstawie art. 28 Kodeksu taryfowego i została rozstrzygnięta w odrębnej decyzji Prezesa URE, co było wyjaśniane w pkt 1 niniejszego dokumentu.

W kalkulacji cen referencyjnych dla punktu wejścia z instalacji LNG w 2025 r. będzie stosowany rabat w wysokości **100%**.

Natomiast kwestia rabatu na punkcie wejścia z terminalu LNG w 2026 r. będzie przedmiotem odrębnych konsultacji, które będą prowadzone w II połowie 2024 r.

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

Porównanie stawek opłat z taryfy na 2024 r. z indykatywnymi stawkami dla 2025 i 2026 r. skalkulowanymi zgodnie z MWCR przedstawia tabela nr 2.

Indykatywne stawki opłat przesyłowych przedstawione w tej tabeli zostały obliczone z wykorzystaniem prognozy zdolności przesyłowych zawartej w tabeli nr 1 oraz przychodu dozwolonego dla gazu E przyjętego do kalkulacji taryfy na 2024 r. z uwzględnieniem oszacowanego przez Operatora wzrostu przychodu wynikającego wyłącznie z planowanego oddania do użytkowania nowych inwestycji w 2025 r. (195,7 mln zł) oraz w 2026 r. (431,3 mln zł). Dla gazu L zarówno dla 2025, jak i 2026 r. przyjęto przychód planowany dla 2024 r.

Analiza pozostałych czynników wpływających na przychód dozwolony, zarówno in plus, jak i in minus, będzie miała miejsce w postępowaniach administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, odpowiednio na lata 2025 i 2026.

Tabela 2. Porównanie stawek opłat przesyłowych.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego:	Ceny referencyjne/stawki	2024	2025	2026	Zmiana [%]	Zmiana [%]
	[gr/kWh/h/h]	(obowiązujące)	(indykatywne)	(indykatywne)	5/4	4/3
1	2	3	4	5	6	7
Wysokometanowego (E)	Punkty wejścia	0,6617	0,7834	0,8365	6,78%	18,39%
	Punkty wyjścia	0,3214	0,3355	0,3582	6,77%	4,39%
	Punkty wejścia z PMG	0,1323	0,1567	0,1673	6,76%	18,44%
	Punkty wyjścia do PMG	0,0643	0,0671	0,0716	6,71%	4,35%
	Punkt wejścia z instalacji LNG	0,0000	0,0000	0,0000	-	-
Zaazotowanego (L)	Punkty wejścia	0,3092	0,3100	0,3100	0,00%	0,26%
	Punkty wyjścia	0,2145	0,2151	0,2151	0,00%	0,28%

Należy podkreślić, że kwestia ustalania i weryfikacji wartości prognozowanego przychodu regulowanego nie jest objęta przepisami Kodeksu taryfowego i będzie on weryfikowany w odrębnych postępowaniach w sprawie zatwierdzenia taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na lata 2025 i 2026, w szczególności na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia taryfowego.

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)

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%), instalacji LNG (100%) oraz usług świadczonych na zasadach przerywanych - 6% dla punktów połączeń międzysystemowych i 2% dla punktów wewnętrznych przedstawia tabela nr 3.

Tabela 3. Porównanie stawek opłat dla 2025 r. z zastosowaniem rabatów.

Grupa taryfowa	Rodzaj punktu	Stawka wg metody znaczka pocztowego (50/50)	Stawka wg metody CWD (50/50)			
			minimalna	maksymalna	średnia	średnia ważona zdolnością
Ewe	Kopalnie	0,8704	0,5703	0,5705	0,5705	0,5705
	Graniczne	0,8704	0,4958	1,1656	0,7623	1,0367
	Terminal LNG	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Odazotownie	0,8704	0,4137	0,5426	0,4782	0,4709
Ewe-PMG		0,1741	0,0907	0,1459	0,1145	0,1123
Ewy	Graniczne	0,3050	0,3487	0,5261	0,4239	0,4487
	Dystrybucja	0,3050	0,1417	0,4218	0,3083	0,3026
	Odbiorcy końcowi	0,3050	0,2226	0,4015	0,3065	0,2916
Ewy-PMG		0,0610	0,0524	0,0789	0,0675	0,0645
Lwe	Kopalnie	0,3444	0,2620	0,6588	0,5095	0,3650
	Odazotownie	0,3444	0,1214	0,4155	0,2909	0,3062
Lwy	Dystrybucja	0,1955	0,0083	0,3401	0,1715	0,1949
	Odbiorcy końcowi	0,1955	0,1780	0,2438	0,2058	0,2002

Różnice cen referencyjnych dla gazu wysokometanowego E skalkulowane zgodnie z metodą CWD w porównaniu do metody znaczka pocztowego wynikają z założeń metody CWD, która w kalkulacji stawki uwzględnia odległości punktów wejścia i wyjścia. 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 paliw gazowych. Dla stawek uwzględniających rabaty (tabela 3) największe różnice pomiędzy

metodą znaczka pocztowego i CWD występują dla granicznych punktów wejścia, dla których stawka średnioważona wg metody CWD byłaby wyższa. W punktach wejścia z kopalń, odazotowni i magazynów gazu stawki średnioważone wg metody CWD są niższe. Dla punktów wyjścia również największa różnica występuje dla punktów granicznych, dla których stawka średnioważona wg metody CWD jest wyższa, natomiast dla pozostałych punktów wyjścia stawki są zbliżone dla obu metod.

Dla gazu zaazotowanego nie występują znaczące różnice pomiędzy stawkami obliczonymi wg metody znaczka pocztowego i stawkami średnioważonymi wg metody CWD.

Porównanie cen referencyjnych obliczonych zgodnie z metodą znaczka pocztowego i cen obliczonych na podstawie metody CWD dla gazu wysokometanowego E, **bez zastosowania rabatów** dla instalacji magazynowych, instalacji LNG oraz usług przerywanych przedstawia tabela nr 4.

W przypadku porównania stawek opłat obliczonych bez uwzględnienia rabatów (80% dla PMG i 100% dla terminala LNG), przedstawionego w tabeli 4, różnice są podobne jak w przypadku porównania z uwzględnieniem rabatów, z tym, że stawka na punkcie wejścia z terminalu LNG wg metody CWD jest wyższa od stawki wg metody znaczka pocztowego.

Tabela 4. Porównanie stawek opłat dla 2025 r. bez zastosowania rabatów.

Grupa taryfowa	Rodzaj punktu	Stawka wg metody znaczka pocztowego (50/50)	Stawka wg metody CWD (50/50)			
			minimalna	maksymalna	średnia	średnia ważona zdolnością
Ewe	Kopalnie	0,3701	0,2792	0,2793	0,2792	0,2792
	Graniczne	0,3701	0,2427	0,5706	0,3732	0,5075
	Terminal LNG	0,3701	0,4260	0,4260	0,4260	0,4260
	Odazotownie	0,3701	0,2025	0,2656	0,2341	0,2305
Ewe-PMG		0,3701	0,2219	0,3572	0,2803	0,2750
Ewy	Graniczne	0,2577	0,2920	0,4405	0,3550	0,3758
	Dystrybucja	0,2577	0,1186	0,3532	0,2582	0,2534
	Odbiorcy końcowi	0,2577	0,1864	0,3362	0,2566	0,2442
Ewy-PMG		0,2577	0,2195	0,3305	0,2827	0,2701
Lwe	Kopalnie	0,3444	0,2620	0,6588	0,5095	0,3650
	Odazotownie	0,3444	0,1214	0,4155	0,2909	0,3062
Lwy	Dystrybucja	0,1955	0,0083	0,3401	0,1715	0,1949
	Odbiorcy końcowi	0,1955	0,1780	0,2438	0,2058	0,2002

4.5. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 i szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iv) Kodeksu taryfowego) oraz podział pomiędzy przychody wewnątrzsystemowe i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(3) 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.

Tabela nr 5 przedstawia ocenę alokacji kosztów dla systemu przesyłowego gazu wysokometanowego E, gdyż w systemie gazu zaazotowanego L nie występują punktu połączeń międzysystemowych. Ocena ta została oparta na czynniku kosztotwórczym jakim jest zdolność przesyłowa planowana do zakontraktowania.

Stosownie do postanowień art. 5 ust. 6 Kodeksu taryfowego, w przypadku gdy wartość indeksu alokacji kosztów¹³ przedstawionego w tabeli nr 5 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 skróśne pomiędzy wewnątrzsystemowym i międzysystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej.

Wartości indeksu alokacji kosztów dla metody CWD (30,46% dla stawek uwzględniających rabaty oraz 20,98% bez rabatów) znacznie przekraczają wartość graniczną 10% oraz wartości dla metody znaczka pocztowego, uzasadniając tym samym zasadność wyboru metody znaczka pocztowego dla sieci własnej Operatora.

Tabela 5. Ocena alokacji kosztów (CAA) dla 2025 r.

OCENA ALOKACJI KOSZTÓW	Jedn.	Metoda tzw. znaczka pocztowego (PS 45/55)	
		z rabatami (PMG 80%, TLNG 100%, Ex- ante 6% i 2%)	bez rabatów
1	2	3	4
Przychód dozwolony	tys. zł	3 479 302	3 479 302
Stawka-wejście - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Ewe	gr/kWh/h/h	0,3331	0,3331
Stawka-wyjście - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Ewy	gr/kWh/h/h	0,3355	0,2834
Moce - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia)	kWh/h	127 462 509	127 462 509
Moce - międzysystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia)	kWh/h	3 264 985	3 264 985
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Wejście	tys. zł	47 639	47 635
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Wyjście	tys. zł	47 979	40 528
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Razem (Wejście + Wyjście)	tys. zł	95 617	88 163
udział	%	3%	3%
Przychód - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci	tys. zł	3 383 685	3 391 138
udział	%	97%	97%
Wskaźnik - międzysystemowe wykorzystanie sieci	zł/kWh/h	29,29	27,00
Wskaźnik - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci	zł/kWh/h	26,55	26,60
Indeks alokacji kosztów	%	9,81%	1,48%

* dla obliczeń w kolumnie 3 średnia stawka dla punktów wejścia, wejścia z PMG oraz z terminalu LNG.

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:

- umożliwić użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i dokładną ich prognozę;
- uwzględniać koszty rzeczywiste poniesione w związku ze świadczeniem usług przesyłowych, z uwzględnieniem poziomu złożoności sieci przesyłowej;

¹³ CAA – ocena alokacji kosztów (ang. cost allocation assesment), opisana w art. 5 Kodeksu taryfowego, której wynikiem jest indeks alokacji kosztów (w %).

- 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. Przy tym należy podkreślić niezbyt złożony charakter tej metody, dzięki czemu użytkownicy systemu bez trudności mogą odtworzyć obliczenia cen referencyjnych oraz prognozować ich zmiany.

4.6.1 Zamieszczone na stronie internetowej Operatora modele taryfowe dla gazu wysokometanowego E i zaazotowanego L 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. W sieci przesyłowej istnieje wiele wzajemnych połączeń, a punkty są dość gęsto i równomiernie rozmieszczone na mapie topograficznej systemu przesyłowego. Różne scenariusze przepływu gazu – różne kierunki zasilania, w związku z oddanymi do użytkowania połączeniami granicznymi (Baltic Pipe, GIPL, Vyrava) oraz rozbudową Terminalu LNG możliwe będzie zasilanie punktów wyjścia ze wszystkich dostępnych punktów wejścia. Taka siatka połączeń pozwala przyjąć założenie, że wszyscy użytkownicy systemu przesyłowego korzystają z systemu przesyłowego w równym stopniu, a zatem powinni ponosić proporcjonalnie koszty jego budowy i eksploatacji. Schemat systemu przesyłowego znajduje się na str. 17.

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.

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 (indeks alokacji kosztów równy 9,81%), potwierdza, że nie występuje nadmierne

subsydiowanie skrośne pomiędzy użytkownikami międzysystemowymi i wewnątrzsystemowymi. Ponadto, 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 (66 punktów wejścia; 880 punktów wyjścia) wyniki tego porównania są przybliżone, gdyż w takiej sytuacji dokładne przypisanie kosztów do danego punktu jest niemożliwe, ponieważ poszczególne punkty wejścia i wyjścia nie są centrami kosztowymi, do których przypisuje się konkretne koszty, co wiązałoby się z koniecznością zastosowania uogólnionych kluczy podziału kosztów. Ponadto, zaproponowana MWCR (tzw. znaczka pocztowego) zapobiega również subsydiowaniu skrośnemu pomiędzy podsystemem gazu wysokometanowego E i gazu zaazotowanego L, dzięki temu, że stawki opłat przesyłowych obliczane są bazie przychodu regulowanego ustalonego oddzielnie dla każdego podsystemu gazu. Dlatego taryfy stosowane odpowiednio do podsystemu gazu wysokometanowego E i gazu zaazotowanego L pokrywają koszty tych systemów przesyłowych i nie powodują subsydiowania skrośnego.

4.6.4 W związku ze znikomym wykorzystaniem systemu przesyłowego na potrzeby międzysystemowe (udział tranzytu ok. 3%) 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. Ten sam poziom stawek opłat przesyłowych jest stosowany dla wszystkich punktów wejścia i wszystkich punktów wyjścia, w związku z tym nie występują preferencje cenowe dla określonego kierunku przepływu paliw gazowych.

5. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (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 pkt 1 lit. a)-d) rozporządzenia taryfowego, 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 (wstrzymanie lub wznowienie dostarczania paliw gazowych, badanie jakości dostarczanych paliw gazowych i transport paliw gazowych środkami transportu innymi niż sieci gazowe) 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).

Zgodnie z decyzją z dnia 26 sierpnia 2021 r. nr DRG.DRG-2.745.3.2021.JDo1¹⁴ wydaną na podstawie art. 19 ust. 5 Kodeksu taryfowego całkowite przychody z tytułu premii aukcyjnej, które zostaną osiągnięte przez Operatora w roku 2022 i latach kolejnych w związku ze sprzedażą mocy umownych/zdolności przesyłowych w zakresie własnej sieci przesyłowej, zostaną wykorzystane do zmniejszenia taryf na kolejne okresy taryfowe. Decyzja ta ma szczególne znaczenie z uwagi na planowany duży wzrost wartości regulacyjnej aktywów (WRA) w najbliższych latach w związku z zakończeniem kapitałochłonnych inwestycji.

Przychód regulowany będzie również pomniejszony o wynik finansowy osiągnięty ze świadczenia usług przez platformę GSA oraz ze świadczenia usług przez laboratoria pomiarów jakości gazu i wzorcowania gazomierzy na rzecz podmiotów zewnętrznych.

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, natomiast regulacje te są zawarte w ustawie-Prawo energetyczne i rozporządzeniu taryfowym kwestia ta nie będzie wyjaśniana bardziej szczegółowo w niniejszym dokumencie.

5.2. Usługi nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego)

Zgodnie z art. 4 ust. 1 Kodeksu taryfowego daną usługę zalicza się do usług przesyłowych, o ile spełnione są oba poniższe kryteria:

- koszty takiej usługi wynikają z czynników kosztotwórczych, takich jak zdolność techniczna lub przewidywana zdolność zakontraktowana oraz odległość;
- koszty takiej usługi są powiązane z inwestycjami w infrastrukturę i eksploatacją infrastruktury, która jest częścią regulowanej bazy aktywów związanej ze świadczeniem usług przesyłowych.

Jeżeli którekolwiek z powyższych kryteriów nie zostało spełnione, daną usługę można zaliczyć do usług przesyłowych lub nieprzesyłowych w zależności od ustaleń wypracowanych podczas konsultacji okresowych przez operatora systemu przesyłowego oraz decyzji krajowego organu regulacyjnego.

Zgodnie z Dokumentem konsultacyjnym Operator zaplanował przychód dla usług nieprzesyłowych w wysokości 102 mln zł, w tym 33 mln zł dla usług sprężania i 69 mln zł dla usług redukcji ciśnienia. Do kalkulacji stawek indykatywnych dla 2025 i 2026 r. przyjęto przychód równy przychodowi uwzględnionemu w kalkulacji zmiany taryfy na 2024 r. zatwierdzonej decyzją z dnia 15 grudnia 2023 r.

Należy podkreślić, że wszystkie dane i założenia przyjęte przez Operatora do kalkulacji stawek za usługi sprężania oraz za usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego w Dokumencie konsultacyjnym mają charakter indykatywny i będą podlegały ostatecznej weryfikacji w trakcie postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy.

¹⁴ Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 67/2021 r. - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4002.Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2021-r.html>

W przypadku pojawienia się usług nieprzesyłowych innych niż zidentyfikowane do chwili obecnej, przychody z tych usług zostaną uwzględnione w przychodzie regulowanym.

Ponadto, w celu uniknięcia subsydiowania skrośnego niewystarczająco lub nadmiernie odzyskane przychody ze świadczonych usług nieprzesyłowych będą uzgadniane/rozliczane odrębnie od usług przesyłania paliw gazowych. W tym celu dla konta regulacyjnego Operatora dla sieci własnej zostaną utworzone 3 subkonta: (i) dla usług przesyłania paliw gazowych, (ii) dla usług nieprzesyłowych redukcji ciśnienia paliw gazowych oraz (iii) dla usług nieprzesyłowych sprężania paliw gazowych. Saldo każdego subkonta będzie uwzględniane w kalkulacji taryf dla poszczególnych usług w kolejnych latach.

Dzięki takiemu rozwiązaniu zostaną spełnione wymagania określone w art. 4 ust. 4 lit. b) Kodeksu taryfowego, zgodnie z którym stawki opłat za usługi nieprzesyłowe „są stosowane wobec beneficjentów danej usługi nieprzesyłowej w celu zminimalizowania subsydiowania skrośnego między użytkownikami sieci z lub spoza państwa członkowskiego, bądź z obu tych terytoriów” i tym samym wzrośnie stopień odzwierciedlenia kosztów przez stawki opłat przesyłowych oraz nieprzesyłowych.

5.3. Usługi sprężania

Operator na wniosek użytkownika będzie oferował usługę sprężania paliw gazowych w wybranych (6) punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z lokalnych kopalń gazu ziemnego. Usługa będzie świadczona z wykorzystaniem tłoczni, których moc nie jest wykorzystana lub nie jest w pełni wykorzystana na potrzeby systemowe.

Przychód pokrywający koszty tłoczni w części alokowanej do świadczenia usług sprężania paliw gazowych (poprzez wyłączenie z kosztów związanych ze świadczeniem usług przesyłania) oraz zwrot z kapitału od aktywów lub ich części zaangażowanych w świadczenie usług sprężania, zostanie odzyskany na punktach wejścia do systemu przesyłowego gazu w formie opłat miesięcznych.

Miesięczną opłatę za usługę sprężania stanowić będzie suma dwóch składników:

- a) stałej opłaty abonamentowej ustalonej na podstawie kosztów stałych usługi sprężania dla danej tłoczni gazu [zł/miesiąc],
- b) opłaty zmiennej stanowiącej iloczyn:
 - ilości gazu zużytego do napędu sprężarek w danej tłoczni w części dotyczącej świadczonej usługi sprężania paliwa gazowego [kWh],
 - ceny referencyjnej gazu (CRG¹⁵) dla obszaru bilansowania gazu wysokometanowego określanej jako cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego przez Operatora w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana [zł/kWh]. Do rozliczeń przyjmowana jest opublikowana cena CRG dotycząca okresu, którego obejmują rozliczenia. Z tego powodu przychód z opłaty zmiennej nie jest zatwierdzany w postępowaniu taryfowym i nie podlega rozliczeniu poprzez konto regulacyjne.

Kalkulację indykatywnych stawek opłat za świadczone usługi sprężania paliw gazowych przedstawia tabela nr 6.

¹⁵Cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego (gazu ziemnego wysokometanowego grupa E) przez Operatora w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana na stronie internetowej Operatora: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/crg?lang=pl>

Tabela 6.

Sprężanie	Jedn.	2024	2025	2026
		Gaz E	Gaz E	Gaz E
Przychód z opłaty abonamentowej	tys. PLN	27 560,20	27 560,20	27 560,20
Przychód ze sprzedaży gazu	tys. PLN	5 736,08	5 736,08	5 736,08
Wolumen gazu sprężanego	MWh/h	21 756,50	21 756,50	21 756,50
Liczba punktów wejścia	szt.	6	6	6
Stawka opłaty abonamentowej	PLN/Pkt.we/m-c	382 781	382 781	382 781
Stawka opłaty zmiennej (cena gazu)*	PLN/kWh	0,2636	0,2636	0,2636

* stawka opłaty zmiennej nie jest zatwierdzana w taryfie, gdyż do rozliczeń jest przyjmowana cena CRG, publikowana przez Operatora.

5.4. Usługi redukcji ciśnienia

Usługa redukcji ciśnienia paliwa gazowego będzie realizowana przez Operatora na urządzeniach technologicznych zamontowanych w punktach wyjścia z systemu przesyłowego w celu obniżenia ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub/i niskiego w miejscu połączenia stacji gazowej z instalacją odbiorcy przyłączonego do systemu przesyłowego.

Dzięki tej usłudze zostanie ograniczone subsydiowanie skrośne odbiorców potrzebujących usługi redukcji ciśnienia gazu (655 punktów) do ciśnienia średniego lub/i niskiego przez:

- odbiorców posiadających własne stacje redukcyjno-pomiarowe oraz
- odbiorców którzy nie potrzebują dodatkowej usługi redukcji ciśnienia.

Stosowanie opłat za usługę redukcji ciśnienia paliwa gazowego (od 2023 r.¹⁶) sprawia, że koszty związane m.in. z eksploatacją, remontami i modernizacją stacji redukcyjno-pomiarowych¹⁷ są ponoszone przez użytkowników korzystających z tych usług. We wcześniejszych taryfach koszty te były uwzględniane w kalkulacji stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych i tym samym ponoszone solidarnie przez wszystkich użytkowników (tzw. socjalizowanie).

Przychód pokrywający koszty związane z eksploatacją stacji redukcyjno-pomiarowych w zakresie świadczenia usług redukcji oraz zwrot z kapitału od aktywów lub ich części zaangażowanych w świadczenie usług redukcji ciśnienia, zostanie odzyskany na punktach wyjścia z systemu przesyłowego gazu, w których niezbędna jest usługa redukcji ciśnienia, w formie stałych opłat zależnych od mocy umownej/zdolności przesyłowej [gr/kWh/h/h]. Stawka tej opłaty będzie kalkulowana jako iloraz przychodu regulowanego dotyczącego usług redukcji i sumy mocy umownych/zdolności w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, w których konieczne jest świadczenie usługi redukcji ciśnienia przez Operatora, oraz liczby godzin w roku.

Kalkulację indykatywnych stawek opłat za świadczone usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych przedstawia tabela nr 7.

¹⁶ Uwzględniono wówczas zalecenie przedstawione w akapicie 8, 9 tiret 5 oraz w pkt 5.3 Analizy ACER (https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf).

¹⁷ Obejmujące m.in. układy podgrzewu gazu (kotłownie i zużycie gazu paliwowego) oraz układy redukcyjne (trzystopniowy poziom bezpieczeństwa ciśnieniowego).

Tabela 7.

Redukcja ciśnienia	Jedn.	2024			2025			2026		
		Gaz E	Gaz Lw	Razem	Gaz E	Gaz Lw	Razem	Gaz E	Gaz Lw	Razem
Przychód dozwolony	tys. PLN	67 984	2 592	70 576	67 984	2 592	70 576	67 984	2 592	70 576
Moce zamówione	MWh/h	28 000	1 291	29 291	28 000	1 291	29 291	28 000	1 291	29 291
Liczba punktów	szt.	589	66	655	589	66	655	589	66	655
Stawka	gr/kWh/h/h	0,0276	0,0229	-	0,0277	0,0229	-	0,0277	0,0229	-

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

Na stronie internetowej Operatora zostały zamieszczone uproszczone modele taryfowe, które pozwalają obliczyć indykatywne ceny referencyjne standardowych produktów z zakresu zdolności proponowane dla roku taryfowego 2025 i 2026 oraz umożliwiają ich estymację w roku kolejnym, przy dowolnym doborze parametrów dotyczących proporcji opłat wejście/wyjście czy odpowiednich dostosowań (rabaty dla PMG i LNG).

Tabela 8. Kalkulacja stawek indykatywnych.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego	Jedn.	2025		2026	
		E	L	E	L
Przychód kalkulacyjny	tys. PLN	3 479 301 892	68 710 409	3 714 926 350	68 710 409
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	17 849 216	1 138 602	17 849 216	1 138 602
Moc na wejściach z PMG	kWh/h	24 827 520	-	24 827 520	-
Moc na wejściach z instalacji LNG	kWh/h	10 953 792	-	10 953 792	-
Moc na wyjściach	kWh/h	62 132 901	2 005 959	62 132 901	2 005 959
Moc na wyjściach z PMG	kWh/h	14 947 270	-	14 947 270	-
Stawka na wejściach	gr/kWh/h/h	0,7834	0,3100	0,8365	0,3100
Stawka na wejściach z PMG	gr/kWh/h/h	0,1567	-	0,1673	-
Stawka na wejściach z LNG	gr/kWh/h/h	0,0000	-	0,0000	-
Stawka na wyjściach	gr/kWh/h/h	0,3355	0,2151	0,3582	0,2151
Stawka na wyjściach z PMG	gr/kWh/h/h	0,0671	-	0,0716	-
Przychód pokrywany przez stawki opłat przesyłowych w tym:	tys. PLN	3 479 656	68 718	3 715 181	68 718
Stawki opłat oparte na zdolnościach	tys. PLN	3 479 656	68 718	3 715 181	68 718
Stawki opłat oparte na wolumenie	tys. PLN	-	-	-	-
Przychód dla punktów wejścia i wyjścia razem, w tym:	tys. PLN	3 479 656	68 718	3 715 181	68 718
Punkty wejścia	tys. PLN	1 565 723	30 920	1 671 803	30 920
Punkty wyjścia	tys. PLN	1 913 933	37 798	2 043 378	37 798
Przychód łączny dla gazu wysokometanowego E i zaazotowanego L	tys. PLN	3 548 373		3 783 899	

Stawki na punktach PMG otrzymano 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. Podejście to jest tożsame z zastosowaniem przeskalowania, o którym mowa art. 6 ust. 4 lit. c) Kodeksu taryfowego.

Powyższa tabela przedstawia również indykatywne przychody z usług przesyłowych, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b pkt iv i v Kodeksu taryfowego.

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

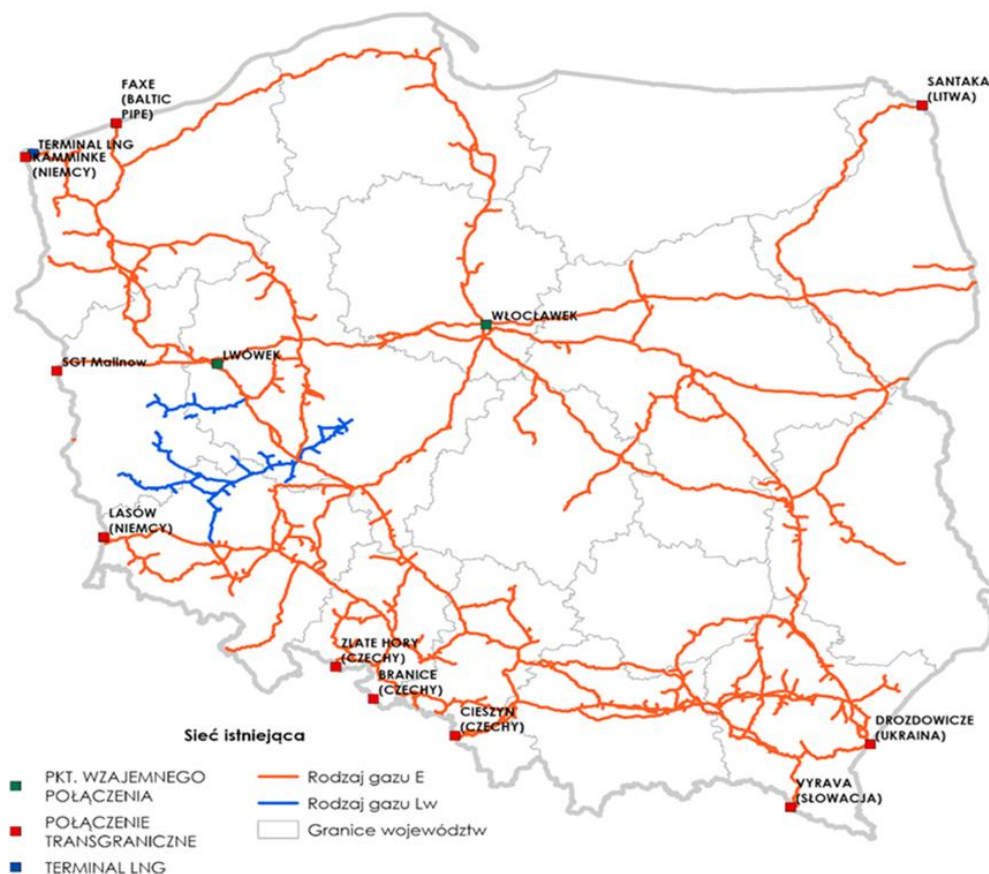
System przesyłowy wchodzący w skład majątku Operatora składa się z części związanej z transportem gazu wysokometanowego (grupa E) i zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) o łącznej długości 12 121 km.

Tabela 9. Długości i średnice gazociągów – stan na 31 grudnia 2023 r.

Średnica gazociągów DN [mm]	Gaz E	Gaz Lw	Razem
	[km]	[km]	[km]
DN ≤ 100	708	164	871
100 < DN ≤ 300	2 679	422	3 101
300 < DN ≤ 400	1 246	52	1 298
400 < DN ≤ 500	2 819	56	2 876
500 < DN ≤ 700	2 231	0	2 231
700 < DN ≤ 900	359	0	359
900 < DN ≤ 1000	1 384	0	1 384
SUMA	11 426	695	12 121

7.1. System przesyłowy gazu wysokometanowego (grupa E) - stan na 31 grudnia 2023 r.

Schemat nr 1. Mapa systemu przesyłowego gazu ziemnego (grupa E i Lw).



7.1.1. System **gazu wysokometanowego** tworzy układ magistralny, obejmujący:

- a) System Gazociągów Tranzytowych,
- b) Korytarz Północ – Południe – stanowiący układ wybudowanych w ostatnich latach gazociągów na trasie Terminal LNG w Świnoujściu – Goleniów – Lwówek – Odolanów – Kędzierzyn – Tworóg – Tworzeń – Pogórska Wola – Strachocina – Hermanowice wraz z Interkonektorem Polska – Słowacja,
- c) Gazociąg podmorski Baltic Pipe wraz z jego włączeniem do KSP na trasie Niechorze – Płoty,
- d) Gazociąg Polska – Litwa stanowiący również źródło zasilania Polski wschodniej oraz północno-wschodniej wraz z układem gazociągów Rembelszczyzna – Hołowczyce oraz Hołowczyce – Wronów,
- e) magistralę wschodnią na trasie Hermanowice – Jarosław – Wronów – Rembelszczyzna,
- f) magistralę północną łączącą źródła zlokalizowane w północno-zachodniej części kraju (Terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe) z obszarem aglomeracji trójmiejskiej na trasie Szczecin – Gdańsk,
- g) układ zasilania centralnej Polski na trasie Gustorzyn – Rembelszczyzna i Gustorzyn – Odolanów,
- h) układ zasilania centralnej i wschodniej Polski na trasie Gustorzyn – Wronów (układ oddany do eksploatacji na przełomie lat 2023/2024),
- i) układ zasilania północnej Polski na trasie Gustorzyn – Gdańsk,
- j) układ przesyłowy na terenie Dolnego i Górnego Śląska.

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

7.1.2. System przesyłowy Operatora zasilany jest w gaz wysokometanowy w 56 punktach wejścia:

- a) wejścia do krajowego systemu przesyłowego (przywóz gazu):
 - GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO o technicznej zdolności przesyłowej 5,65 GWh/h,
 - Mallnow o technicznej zdolności przesyłowej 11,57 GWh/h,
 - GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS o technicznej zdolności przesyłowej 2,03 GWh/h,
 - Cieszyn o technicznej zdolności przesyłowej 1,17 GWh/h,
 - Branice o technicznej zdolności przesyłowej 0,002 GWh/h,
 - Terminal LNG o technicznej zdolności przesyłowej 9,47 GWh/h,
 - Punkt połączenia międzysystemowego z Danią (Faxe-wejście) 13,41 GWh/h,
 - Punkt połączenia międzysystemowego z Litwą (Santaka-wejście) 2,42 GWh/h,
 - Punkt połączenia międzysystemowego ze Słowacją (Vyrava-wejście) 7,25 GWh/h,
- b) wejścia z kopalń gazu ziemnego wysokometanowego, zlokalizowane w SE Polsce (37 kopalń),
- c) wejścia z odazotowni zaazotowanego gazu ziemnego (Odlanów i Grodzisk Wielkopolski),
- d) wejścia z podziemnych magazynów gazu (7 instalacji magazynowych).

7.1.3. W systemie przesyłowym pracuje 14 tłoczni o zainstalowanej mocy 133 MW.

7.1.4. System przesyłowy połączony jest z innymi systemami i dużymi odbiorcami przemysłowymi w 874 punktach wyjścia (bez punktów wyjścia do PMG i punktów zasilających obiekty systemowe), w tym w 7 punktach transgranicznego połączenia międzysystemowego.

7.1.5. Roczny wolumen przesyłanego gazu ziemnego w roku 2023 wyniósł 248,4 TWh, z czego 176,1 TWh do krajowych punktów wyjścia z systemu, 8,7 TWh eksport i 28,6 TWh załączanie PMG.

7.1.6. Z systemem przesyłowym współpracuje 7 instalacji magazynowych (podziemnych magazynów gazu) o łącznej pojemności czynnej wynoszącej 3,33 mld m³ (37,5 TWh)¹⁸, w tym:

- a) 2 PMG wytworzone w kawernach solnych o pojemności czynnej 877,7 mln m³ (9,8 TWh),
- b) 5 PMG wytworzonych w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego o pojemności czynnej 2 450 mln m³ (27,7 TWh).

7.1.7. Rozwój infrastruktury Operatora.

Przyjęte inwestycje w krajowym dziesięcioletnim planie rozwoju systemu przesyłowego w latach 2024-2033¹⁹ uwzględniają dwie perspektywy rozwoju, tj.:

- **Perspektywa 2027** – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w poprzednich Planach Rozwoju,
- **Perspektywa 2033** – uwzględnia zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Tabela 10. Inwestycje kluczowe oraz strategiczne planowane do 2033 r.

Lp.	Inwestycja	Perspektywa do 2027 r.	Perspektywa do 2033 r.
1	Gazociąg Gustorzyn – Wronów	x	
2	Gazociąg Rembelszczyzna – Mory	x	
3	Gazociąg Stanisławów – Wola Karczewska		x
4	TG Hołowczyce (rozbudowa)	x	
5	Gazociąg Wronów – Rozwadów		x
6	Gazociąg Rozwadów – Strachocina		x
7	TG Lwówek (budowa) węzeł Lwówek (rozbudowa)	x	
8	Połączenie KSP z SGT w m. Zambrów	x	
9	Połączenie KSP z SGT w m. Ciechanów	x	
10	Połączenie KSP z SGT w m. Długa Goślina	x	
11	Połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo	x	
12	Połączenie KSP z SGT w m. Włocławek	x	
13	Gazociąg Oświęcim – Tworzeń	x	
14	Gazociąg Kędzierzyn – Racibórz	x	
15	Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim		x
16	Gazociąg Racibórz – Rybnik	x	
17	Gazociąg Rybnik – Oświęcim		x
18	TG Kędzierzyn (rozbudowa)	x	
19	Gazociąg Kolnik – Gdańsk – FSRU (część lądowa)	x	

¹⁸ <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=dane-operacyjne/dane-operacyjne/>

¹⁹ <https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:15a14aec-298c-437f-938d-89aea14d251b/krajowy-plan-rozwoju-gaz-system-2024-2033-czesc-a-wyciag.pdf>

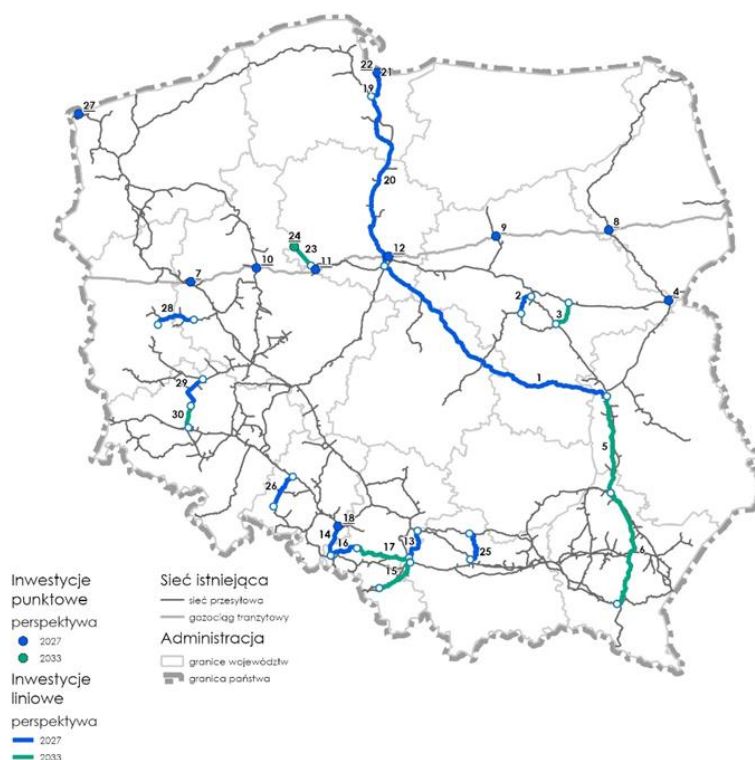
Lp.	Inwestycja	Perspektywa do 2027 r.	Perspektywa do 2033 r.
20	Gazociąg Kolnik – Gardeja – Gustorzyn	x	
21	Gazociąg Kolnik – Gdańsk – FSRU (część morska)	x	
22	Terminal FSRU (jednostka)	x	
23	Gazociąg KPMG Damasławek – Mogilno		x
24	KPMG Damasławek		x
25	Gazociąg Węzów – Przewóz	x	
26	Gazociąg Lewin Brzeski – Nysa	x	
27	Terminal LNG (rozbudowa)	x	
28	Gazociąg Nowe Tłoki – Sulechów	x	
29	Gazociąg Kotowice – Krzeczyn	x	
30	Gazociąg Krzeczyn – Legnica		x

Powyższa lista inwestycji kluczowych i strategicznych obejmuje w znacznej mierze zadania kontynuowane, dla których w ciągu ostatnich lat została uruchomiona faza projektowania lub realizacji.

Realizacja powyższych inwestycji w perspektywie do roku 2027, umożliwi stworzenie infrastruktury dla w pełni zdywersyfikowanego rynku gazu. Rozbudowa KSP w przedmiotowym horyzoncie będzie skutkować zapewnieniem w pełni bezpiecznych oraz efektywnych warunków przesyłania paliw gazowych, zarówno dla odbiorców krajowych, jak i potencjalnych kierunków eksportowych.

W perspektywie do roku 2033 planowane są inwestycje w wymiarze zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, czy też rozbudowy zdolności przesyłowych w tych rejonach Polski, w których następował będzie wzrost zużycia paliwa gazowego, m.in. na potrzeby elektroenergetyczne (aglomeracja warszawska czy też Górną Śląsk).

Inwestycje kluczowe oraz strategiczne planowane w latach 2024-2033



7.2. System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) – stan na 31 grudnia 2023 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 78 punktach wyjścia (73 do OSD i 5 do odbiorców końcowych) i charakteryzuje się niewielkim stabilnym wzrostem. Roczny wolumen przesyłanego gazu ziemnego wyniósł ok. 6,8 TWh²⁰.

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



²⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/hurtowy-rynek-gazu-zie/5243,Hurtowy-rynek-gazu-ziemnego-monitoring.html>