

Departament Transformacji Energetycznej

Biometan w sieciach dystrybucyjnych

Urszula Zając

Dyrektor Departamentu Transformacji Energetycznej

Pełnomocnik Zarządu ds. Transformacji Energetycznej

Dyrektor Programu Transformacji Energetycznej



Fundamenty Programu Transformacji Energetycznej w PSG Sp. z o.o



- Strategia na rzecz integracji systemu energetycznego UE z dnia 8 lipca 2020 r.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193
 - Fit for 55
 - RePowerEU
- Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040)
 - **Strategia Grupy ORLEN S.A.**
 - **Strategia PSG sp. z o.o.**



Działania realizowane w ramach rozwoju sektora biogazu i biometanu

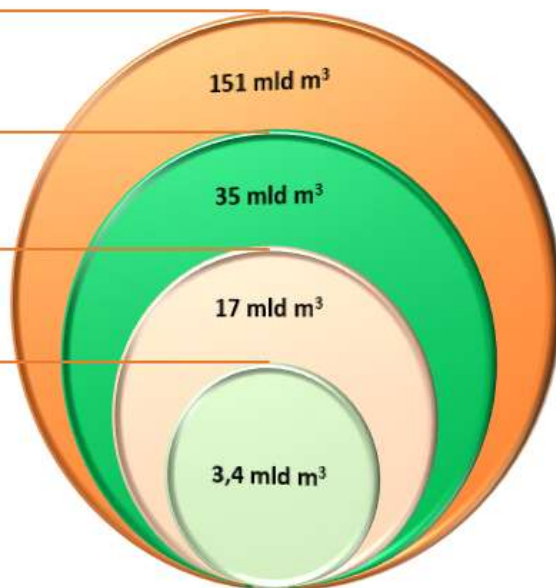
Cele i potencjał produkcyjny biometanu w EU

Potencjał produkcyjny biometanu w EU

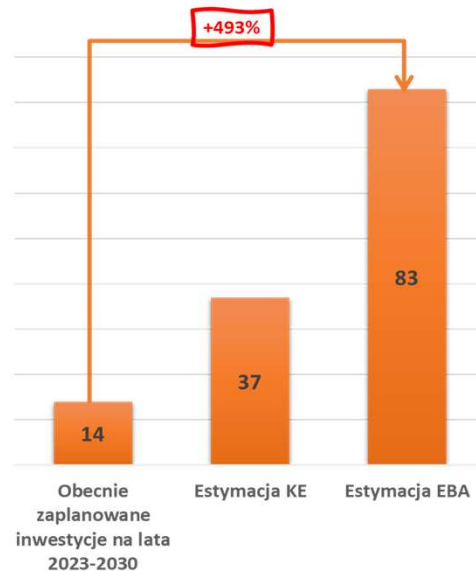
Cel produkcyjny z REPower EU

Cel produkcyjny z Fit for 55

Produkcja biometanu w EU w 2022 r.



Niezbędne inwestycje do osiągnięcia celu produkcyjnego z REPowerEU
mld €



Źródło: *Biometan w Polsce, Rosnąca rola biometanu w transformacji energetycznej* - opracowanie PwC, luty 2024



Rozwój sektora biogazu i biometanu

Potencjał produkcji biogazu w Polsce

120-150
mld ton

- Roczna ilość odpadów dostępnych w Polsce do procesu fermentacji metanowej

13-15
mld m³

- Roczny potencjał produkcji biogazu w Polsce w procesie fermentacji metanowej

8
mld m³

- Roczny potencjał produkcji biometanu w Polsce w procesie oczyszczania biogazu z f8 mld m³ fermentacji metanowej

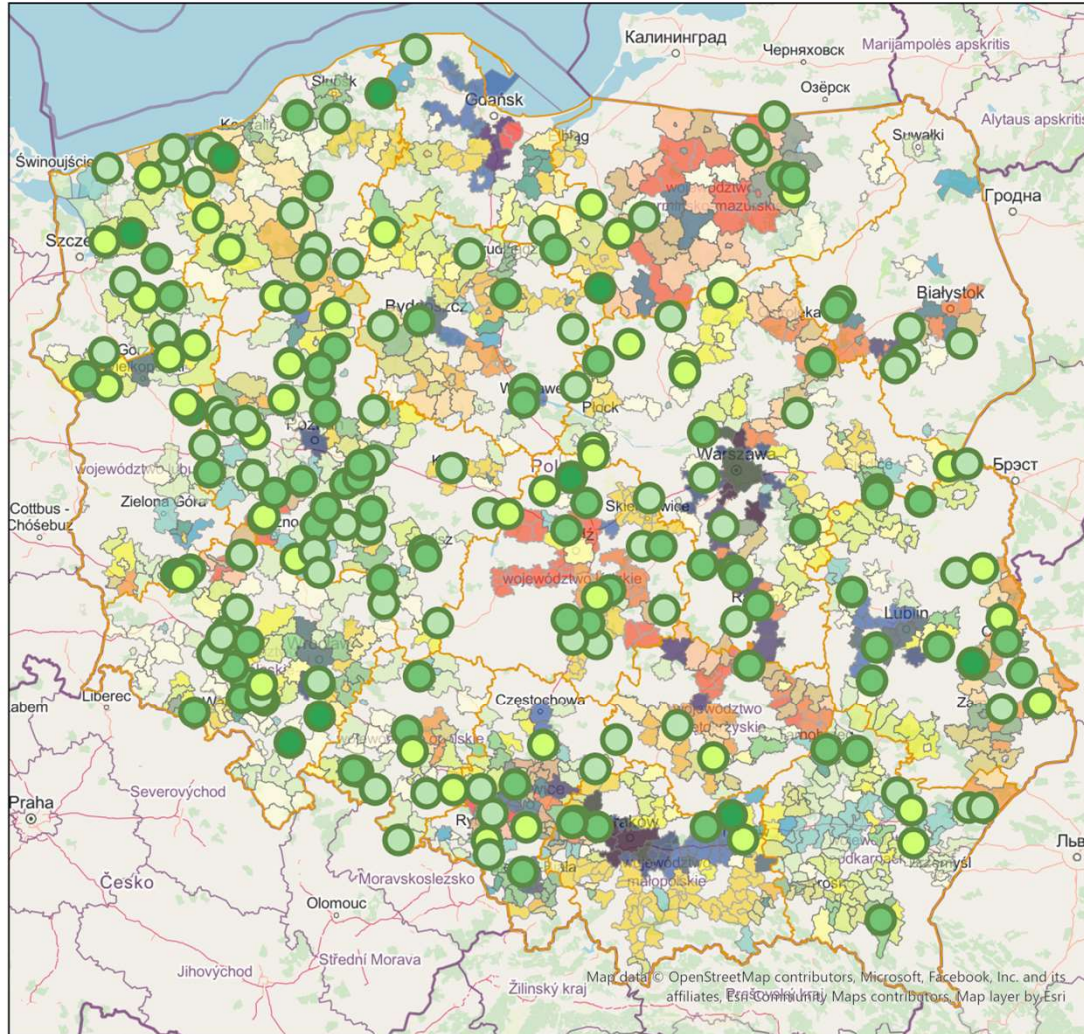
0,37
mld m³

- Produkcja biogazu w Polsce w procesie fermentacji metanowej w 2022 r (około 3% całkowitego potencjału)





Dystrybucja biometanu / Chłonność Sieci



Legenda

Biometanownia złożone wnioski

Moc przyłączeniowa [m3/h]

- 97 - 400
- 401 - 670
- 671 - 1 250
- 1 251 - 3 140
- 3 141 - 10 000

OZG

Chłonność sieci średniego ciśnienia w gminach

[m3/h]

- 0
- 1 - 100
- 101 - 500
- 501 - 1 000
- 1 001 - 5 000
- 5 001 - 11 000

Chłonność sieci wysokiego ciśnienia w gminach

Przepływ minimalny (****)
(chłonność obszaru)

[m3/h]

- 0 - 612
- 613 - 1 689
- 1 690 - 3 220
- 3 221 - 4 922
- 4 923 - 9 334
- 9 335 - 16 287
- 16 288 - 27 435



Działania DTE realizowane w ramach rozwoju sektora biogazu i biometanu

W dniu 01.04.2023 r. Zarząd podjął decyzję o rozpoczęciu realizacji projektu Wirtualne Gazociągi

Realizacja Projektu Wirtualne gazociągi - Transport biometanu bez barier

Cele projektu:

- Stworzenie alternatywnych rozwiązań dystrybucji gazu.
- Skrócenie procesu przyłączenia biogazowni do sieci PSG.
- Zapewnienie bezpieczeństwa i stabilności dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych.
- Nowe źródła paliw gazowych.
- Rozszerzenie oferty świadczonych usług przez PSG.
- Zwiększenie wolumenu biopaliw transportowanych sieciami PSG - 'zazielenienie' sieci'.
- Przygotowanie założeń do opracowania koncepcji wdrożenia „Wirtualnych gazociągów” w Polsce w ramach PSG.



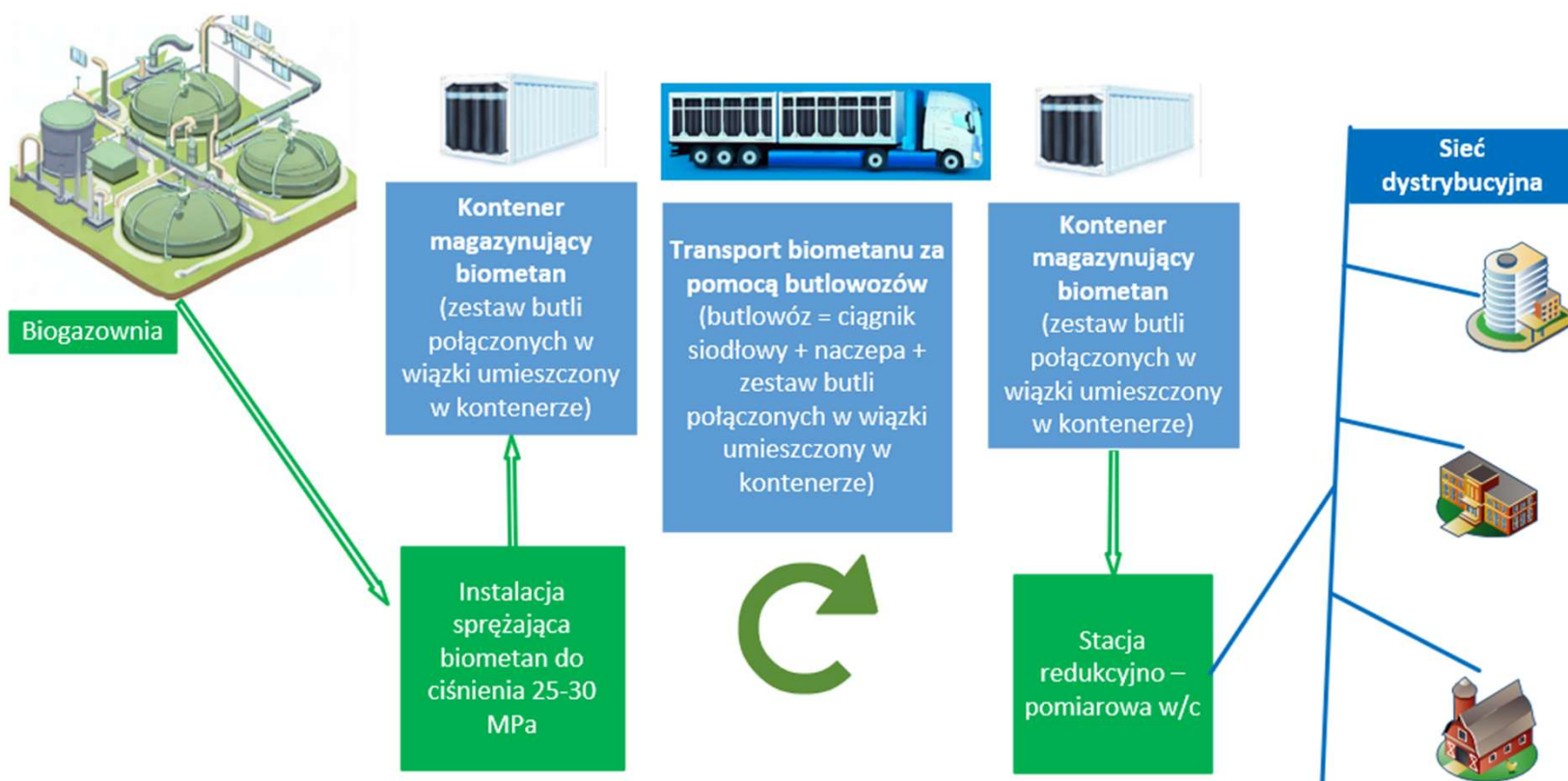
Działania PSG realizowane w ramach rozwoju sektora biogazu i biometanu



Wirtualne gazociągi = proaktywne działanie PSG umożliwiające pokonanie barier i zapewniające podłączenie biogazowni do sieci gazowej PSG



Realizacja projektu w ramach rozwoju sektora biogazu i biometanu





Rynek biogazu/biometanu w Polsce

1. Potencjał rynku
 - sektor rolno-spożywczy: ponad 7,8 mld m³/rok, co stanowi równowartość biometanu około 4,7 mld m³/rok
 - całkowita dostępność substratu w kraju ok. 8 mld m³ biometanu rocznie.
2. Istniejąca krajowa sieć gazowa **nie była projektowana i budowana pod kątem zagospodarowania lokalnych źródeł paliwa gazowego (biogazownie).**
3. Wykorzystanie biogazu zależy od:
 - uwarunkowań regionalnych w zakresie możliwości przyłączenia instalacji wytwórczych do sieci gazowej;
 - chłonności sieci gazowej.
4. Sieć gazowa w znacznym stopniu determinuje możliwości wykorzystania potencjału biometanu.
5. Budowa nowych gazociągów wiąże się z wypełnieniem licznych obowiązków formalno - prawnych w wyniku czego przygotowanie do rozpoczęcia inwestycji trwa nawet kilka lat.
6. Brak szybkiego odbioru biogazu i załączenia do sieci gazowej stawia pod znakiem zapytania realizację inwestycji budowy biogazowni.
7. **Wirtualne Gazociągi są optymalnym rozwiązaniem umożliwiającym transport biopaliw do momentu wybudowania sieci gazowej**



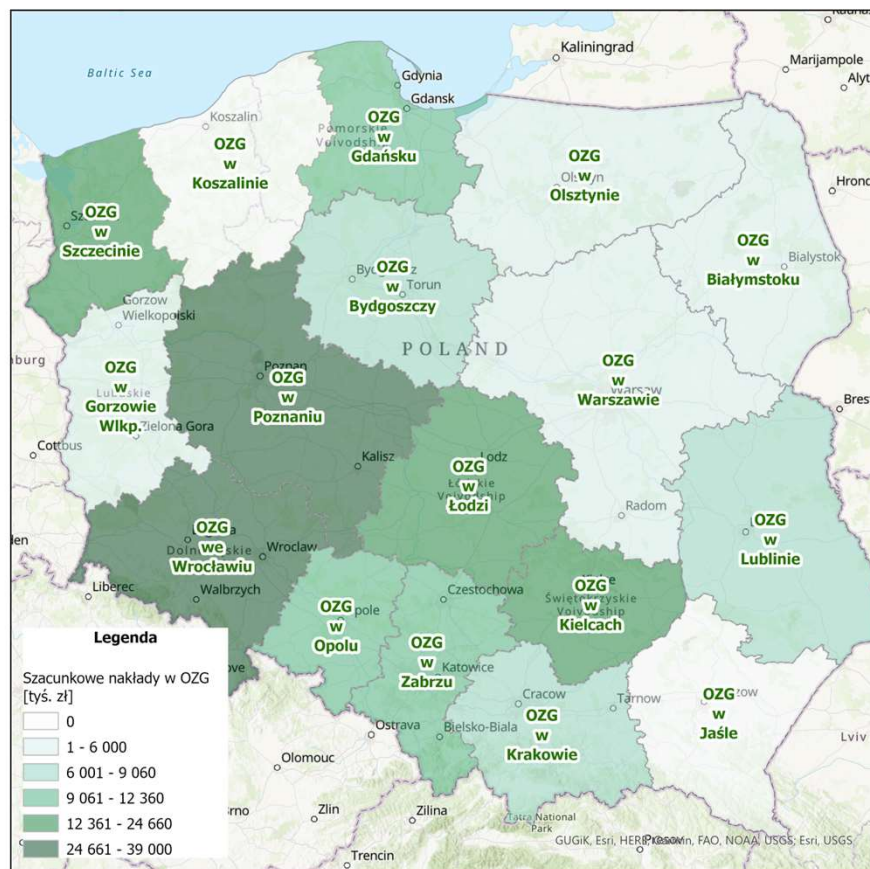


Chłonność sieci – nakłady inwestycyjne – analiza PBD (2)

2) zwiększenie chłonności sieci dla biometanu za pomocą spinek systemowych:

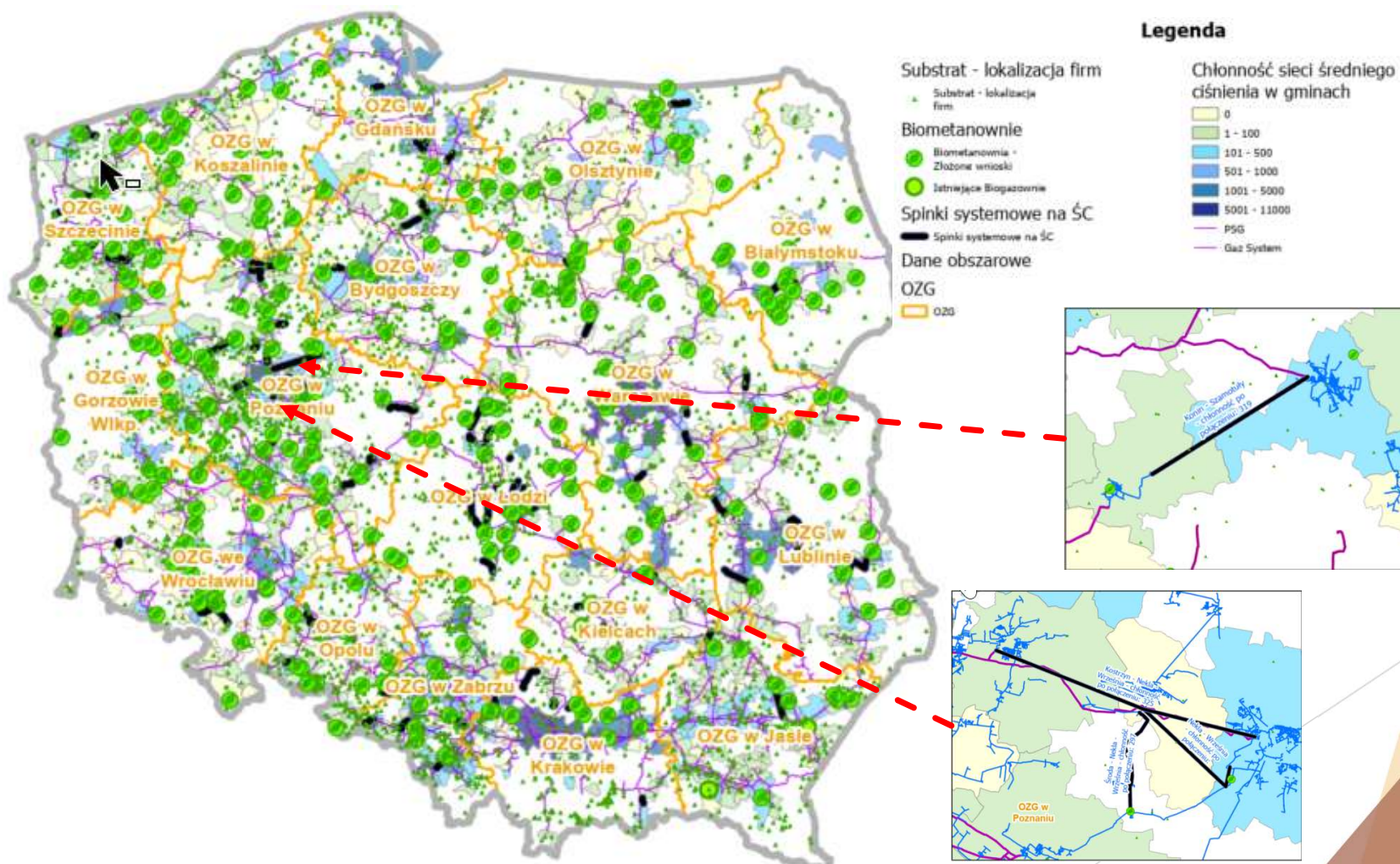
- teren 15 Oddziałów Zakładów Gazowniczych;
- 68 spinek systemowych o zróżnicowanej długości od 0,4 km – 20 km;
- nakłady ok. 500 mln PLN.

W procesie typowania obszarów do zwiększenia chłonności brano pod uwagę wydane odmowy i wydane warunki profilowane w korelacji z lokalizacją substratu.





Zwiększenie chłonności sieci dystrybucyjnej – spinki systemowe

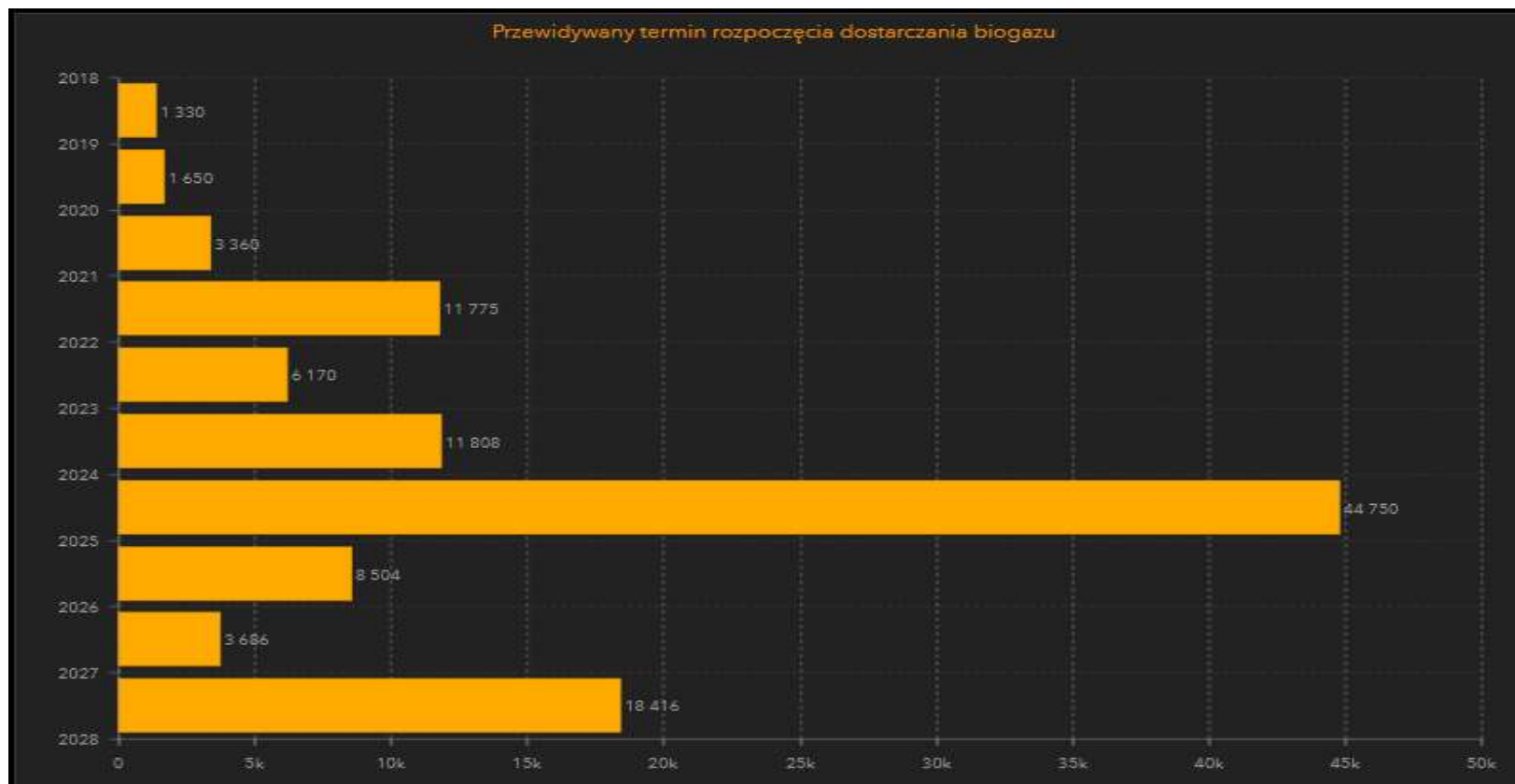




Moc przyłączeniowa wnioskowana przez biogazownie w latach

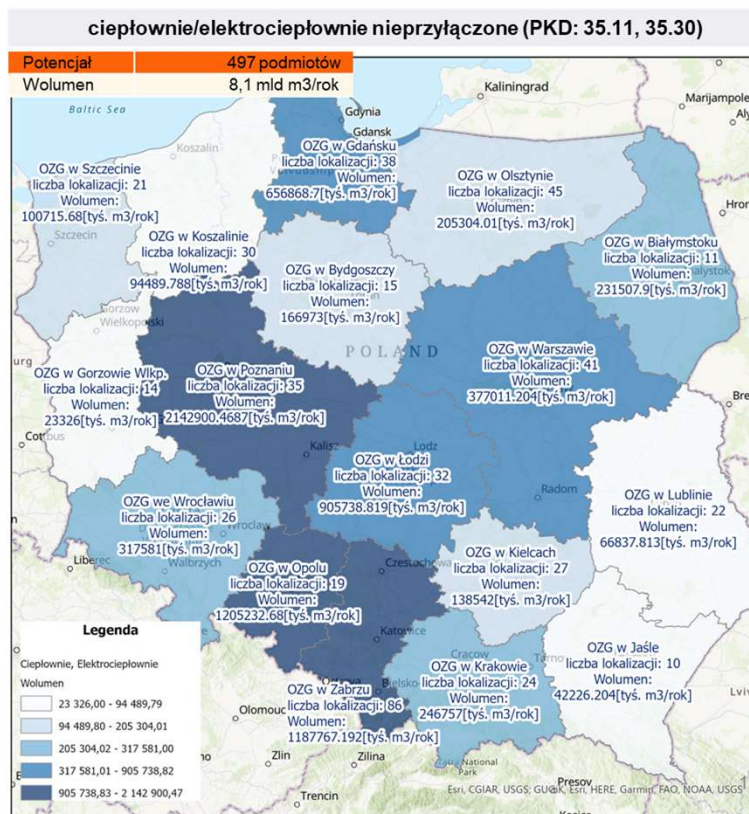
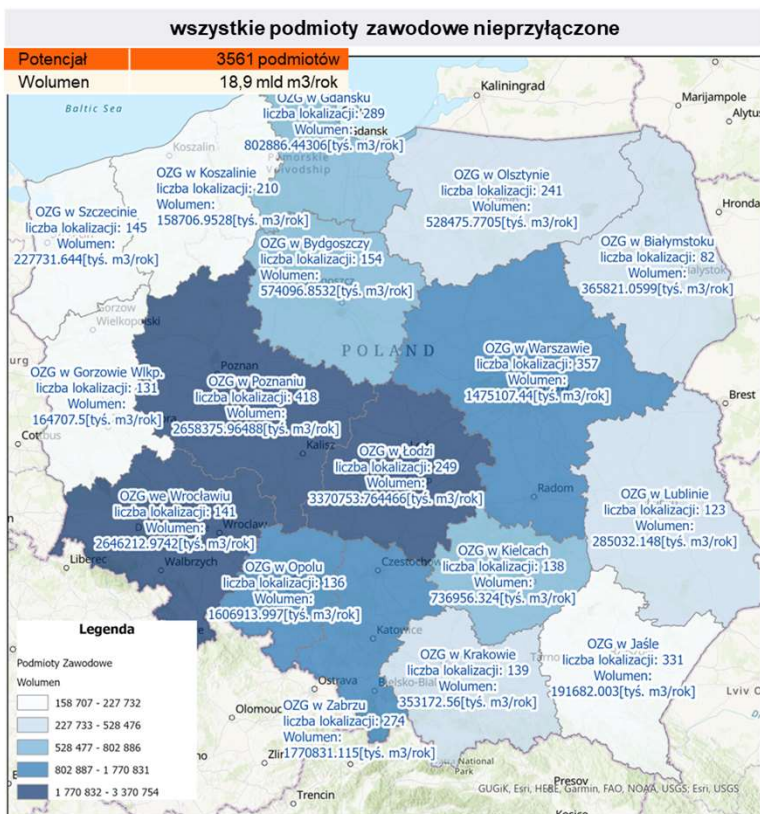
Na podstawie wydanych warunków

Suma mocy przyłączeniowej zgodnie z poniższym wykresem wynosi 111 449 [m³/h]





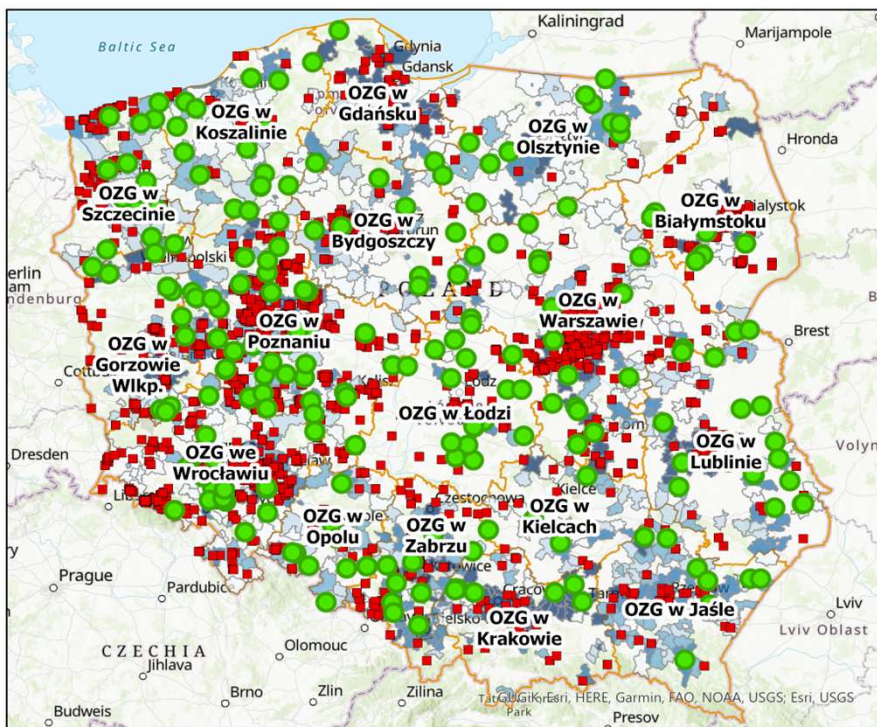
Szacowany potencjał w zakresie przyłączania podmiotów zawodowych - PBD





Zwiększenie chłonności sieci dla biometanu

Podmioty zawodowe chcące pobierać paliwo gazowe – odmowy techniczne



Podmioty Zawodowe - Odmowy z powodów technicznych w latach



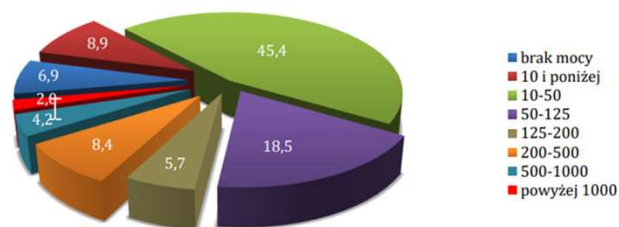


Potencjał ciepłownictwa

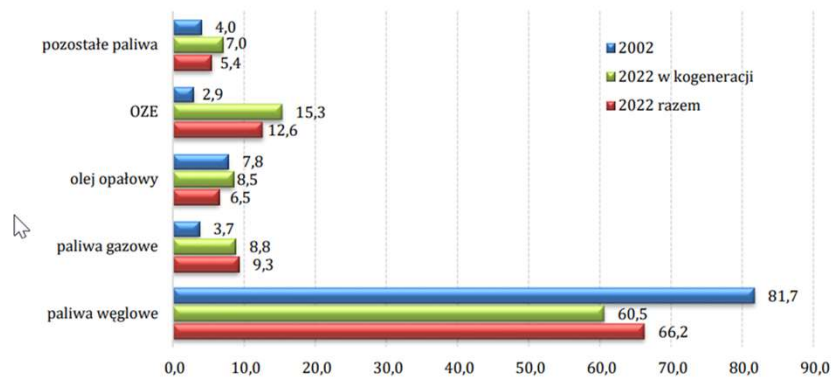
Przedsiębiorstwa wytwarzały ciepło w źródłach różnej wielkości z **przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW** (220 podmiotów).

Osiem koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą **1 000 MW** każde - **podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.**

Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r. [%]



Struktura paliw wg energii w nich zawartej zużywanych do produkcji ciepła 2002 r. i w 2022 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2022 r. [%]



Wyjaśnienie: udział procentowy energii paliwa w kogeneracji może być większy niż udział energii paliwa razem, ze względu na rozpatrywanie udziałów w dwóch odrębnych grupach: Energia paliwa razem (zawiera: Energia paliwa w kogeneracji) oraz Energia paliwa w kogeneracji.

Źródło: opracowanie własne URE „Energetyka ciepła w liczbach 2022”



Potencjał ciepłownictwa

Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa w Polsce w latach 2002 - 2022

Wyszczególnienie	2002 r.	2021 r.	2022 r.	Zmiana	Zmiana
				2022/2002	2022/2021
				[%]	
Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	894	393	392	-56,15	-0,25
Liczba przedsiębiorstw biorących udział w badaniu	849	407	405	-52,30	-0,49
Moc zainstalowana w MW	70 952,80	54 109,60	53 188,40	-25,04	-1,70
Moc zamówiona* w MW	38 937,00	35 021,10	34 923,74	-10,31	-0,28
Długość sieci** w km	17 312,50	22 223,03	22 578,43	30,42	1,60
Zatrudnienie w etatach	60 239,00	28 106,00	27 772,00	-53,90	-1,19
Sprzedaż ciepła ogółem*** w TJ	469 355,50	385 599,00	357 702,63	-23,79	-7,23
Ciepło oddane do sieci*** w TJ	336 043,00	285 771,00	265 658,49	-20,95	-7,04
Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci*** w TJ	298 938,10	250 439,00	233 134,41	-22,01	-6,91

*** Ciepło oddane do sieci = Produkcja ciepła + Ciepło z odzysku – Zużycie ciepła na potrzeby własne.

*** Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci = Ciepło oddane do sieci – Straty ciepła podczas przesyłania.

*** Sprzedaż ciepła ogółem jest to suma sprzedaży wykazana we wszystkich sprawozdaniach nadesłanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Obejmuje ona zarówno ciepło pochodzące z produkcji własnej, jak i z zakupu od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w 2022 roku = 376 podmiotów

Wytworzone ciepło łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych w 2022 r.
404,7 tys. TJ

Wytworzone ciepło łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych w 2021 r.
424,1 tys. TJ

↓ - 4,8 %

Udział ciepła z kogeneracji

Wytworzone ciepło z kogeneracji w 2022 r.
62,1% produkcji ciepła ogółem

Wytworzone ciepło z kogeneracji w 2021 r.
63,12% produkcji ciepła ogółem

↓ - 1,1 %

Zużycie paliw do produkcji ciepła w 2022 r.

Wyszczególnienie	Zużycie paliw do produkcji ciepła			
	ogółem	w kogeneracji	ogółem	w kogeneracji
	[GJ]		[%]	
Węgiel kamienny	291 644 203,99	186 548 701,00	65,19	59,21
Węgiel brunatny	4 601 984,61	4 047 859,81	1,03	1,28
Olej opałowy lekki	2 756 466,51	709 455,33	0,62	0,23
Olej opałowy ciężki	26 447 598,77	26 102 422,99	5,91	8,29
Gaz ziemny wysokometanowy	33 605 025,92	20 795 156,89	7,51	6,60
Gaz ziemny zaazotowany	7 793 000,79	6 805 263,50	1,74	2,16
Biomasa	54 869 015,75	47 837 882,39	12,26	15,18
Biogaz	275 772,09	246 825,09	0,06	0,08
Inne odnawialne źródła energii	1 203 504,64	29 234,81	0,27	0,01
Odpady komunalne stałe	7 694 194,84	7 693 445,40	1,72	2,44
Odpady przemysłowe nieodnawialne	1 557 652,83	1 557 652,83	0,35	0,49
Pozostałe paliwa	14 918 198,42	12 675 628,01	3,33	4,02



DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955

Wysokosprawna kogeneracja oraz stosowanie efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych **mają znaczny potencjał w zakresie oszczędności energii pierwotnej w Unii.**

Nowe instalacje wytwórcze energii elektrycznej oraz istniejące instalacje **poddawane znacznej modernizacji** lub takie, których zezwolenie lub koncesja są aktualizowane, **powinny** – w przypadku gdy analiza kosztów i korzyści wskaże na nadwyżkę korzyści – **być wyposażane w wysokosprawne jednostki kogeneracji w celu odzyskiwania ciepła odpadowego powstałego przy wytwarzaniu energii elektrycznej**

Państwa członkowskie **powinny zachęcać** do wprowadzania środków i procedur wspierających instalacje kogeneracyjne o całkowitej znamionowej mocy wejściowej wynoszącej mniej niż 5 MW, **tak aby zachęcać do rozproszonego wytwarzania energii**

Należy **ułatwić dostęp energii elektrycznej wytwarzanej** w procesie wysokosprawnej kogeneracji do systemu sieci elektroenergetycznych, szczególnie w przypadku małoskalowych jednostek kogeneracyjnych lub jednostek mikrokogeneracji.



Kryteria zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie energii pierwotnej oraz udziału energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię ciepłą i chłodniczą

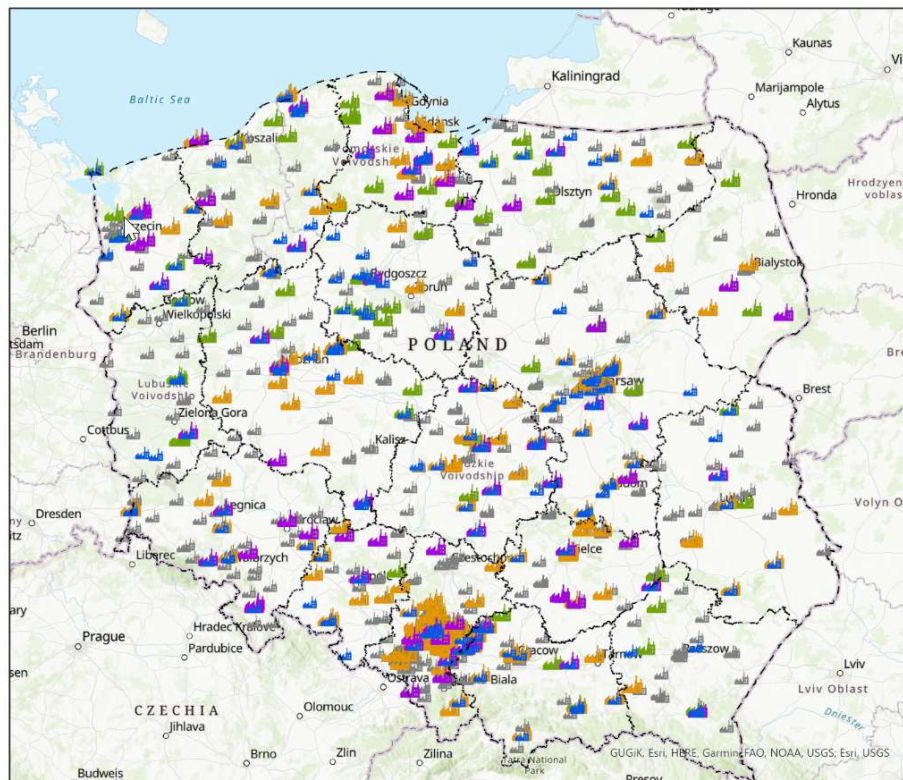
Warunek dla wysokosprawnej kogeneracji					
75%, kogeneracja nie musi być wysokosprawna	80%	-	-	-	-
Warunek z OZE lub ciepła odpadowego					
50%	50%	50%	75%	75%	100%
Warunek mieszany z wysokosprawną kogeneracją					
50%	50% min. 5% OZE	85% min. 35% OZE (WH)	95% min. 35% OZE (WH)	-	-
Do 31 grudnia 2027 r.	Od 1 stycznia 2028 r.	Od 1 stycznia 2035 r.	Od 1 stycznia 2040 r.	Od 1 stycznia 2045 r.	Od 1 stycznia 2050 r.









Program Transformacji Energetycznej w PSG

Przy pomocy dedykowanego narzędzia (Przestrzenna Baza Danych) stworzonego i użytkowanego w PSG zidentyfikowano **854 podmioty** o wspomnianym PKD z czego **171** posiada zainstalowaną kogenerację, a zainteresowanych przyłączeniem do sieci gazowej jest **306** lokalizacji z czego **260** złożyło wniosek o przyłączenie do sieci gazowej, a **73** Podpisało umowę przyłączeniową.

Podmioty zawodowe, które w klasyfikacji działalności posiadają PKD 35.11.Z i 35.30.Z czyli związane z szeroko pojętym ciepłownictwem



Legenda

-  Podmioty zawodowe
-  Podmioty zawodowe - Kogeneracja
-  Podmioty zawodowe nieprzyłączone, zainteresowane przyłączeniem
-  Podmioty zawodowe - złożone wnioski
-  Podmioty zawodowe - podpisane umowy
-  Granice OZG/ZG