

W jaki sposób odpady komunalne mogłyby stanowić szansę na dekarbonizację ciepłownictwa?

Analiza IPE nr 3/2025

Dr hab. inż. **Adam Masłoń** prof. PRz



INSTYTUT
POLITYKI
ENERGETYCZNEJ
IM. IGNACEGO ŁUKASIEWICZA

Analiza IPE 3/2025

W jaki sposób odpady komunalne mogłyby stanowić szansę na dekarbonizację ciepłownictwa?

Adam Masłoń¹

¹ Dr hab. inż. prof. Politechniki Rzeszowskiej, Ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza,

Wprowadzenie

Dekarbonizacja w świetle ochrony środowiska definiowana jest jako proces polegający na ograniczeniu, a docelowo zaprzestaniu emisji CO₂ do atmosfery. Obejmuje zatem ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych, takich jak węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny, które są głównymi źródłami emisji gazów cieplarnianych. Dekarbonizacja dotyczy wielu sektorów gospodarki, ale do najważniejszych gałęzi należy przemysł, energetyka, transport i budownictwo. Wg przyjętego przez Unię Europejską pakietu „Fit for 55” w ramach Europejskiego Zielonego Ładu celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku (w porównaniu do 1990 r.). Działania te mają wspierać walkę ze zmianami klimatycznymi i umożliwić osiągnięcie neutralności do 2050 r. Wymaga to nowych regulacji oraz aktualizacji polityki klimatycznej. Istotnym zagadnieniem w tym kierunku jest dekarbonizacja ciepłownictwa, zwłaszcza systemowego.

Z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego kluczowymi regulacjami w pakiecie „Fit for 55” są przepisy określone w dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (EED), dyrektywie o promowaniu stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED III), dyrektywie w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) i dyrektywie w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej na potrzeby unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS).

Wg nowelizacji dyrektywy o OZE (RED III)² konieczna staje się intensyfikacja działań w obszarze rozbudowy infrastruktury na potrzeby sieci ciepłowniczych i chłodniczych oraz ukierunkowania ich na szersze spektrum odnawialnych źródeł energii cieplnej i chłodniczej. Nowelizacja dyrektywy wskazuje wzrost udziału OZE i ciepła odpadowego. Dyrektywa o efektywności energetycznej - tzw. Dyrektywy EED (ang. *Energy Efficiency Directive*) stanowi kolejny krok wdrożenia pakietu Fit for 55 oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku³. Nowelizacja dyrektywy EED ustanawia nową definicję efektywnego systemu ciepłowniczego. Definicja wskazuje na wzrost znaczenia ciepła z OZE i ciepła odpadowego w następujący sposób:

² Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022AP0317&from=EN> (dostęp: 12.01.2025).

³ Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a214c850-e574-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0013.02/DOC_1&format=PDF (dostęp: 11.01.2025).

- do 31 grudnia 2025 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej: 50% OZE, lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% wykorzystuje się połączenie takiej energii i ciepła;
- od 1 stycznia 2026 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% OZE, lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 80% ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub w co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział OZE wynosi co najmniej 5%, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%;
- od 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% OZE i ciepło odpadowe, w którym udział OZE wynosi co najmniej 20%;
- od 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75% OZE i ciepło odpadowe, w którym udział OZE wynosi co najmniej 40%;
- od 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie OZE i ciepło odpadowe, w którym udział OZE wynosi co najmniej 60%.

Państwa członkowskie mogą również wybrać alternatywę dla powyższych kryteriów w postaci tych opartych na ilości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom. Jak wskazuje dyrektywa, przy wyborze tych kryteriów efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy musi spełniać następującą maksymalną ilość emisji gazów cieplarnianych na jednostkę dostarczonego ciepła lub chłodu:

- do dnia 31 grudnia 2025 r.: 200 gramów/kWh;
- od dnia 1 stycznia 2026 r.: 150 gramów/kWh;
- od dnia 1 stycznia 2035 r.: 100 gramów/kWh;
- od dnia 1 stycznia 2045 r.: 50 gramów/kWh;
- od dnia 1 stycznia 2050 r.: 0 gramów/kWh.

Dyrektywa EED zakłada także promowanie ciepłownictwa lokalnego. Wprowadzone zostaną lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia co najmniej w gminach, w których całkowita liczba ludności przekracza 45 000 osób. Plany będą miały na celu m.in. mapowanie potencjału wdrożenia niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych, wysokosprawnej kogeneracji, odzyskiwania ciepła odpadowego, czy wdrożenia energii ze źródeł odnawialnych.

W Polsce obecnie, według Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, aż 83% przedsiębiorstw ciepłowniczych nie spełnia aktualnych wymagań dla efektywnego systemu ciepłowniczego. W świetle powyższym istnieje konieczność poprawy efektywności systemów

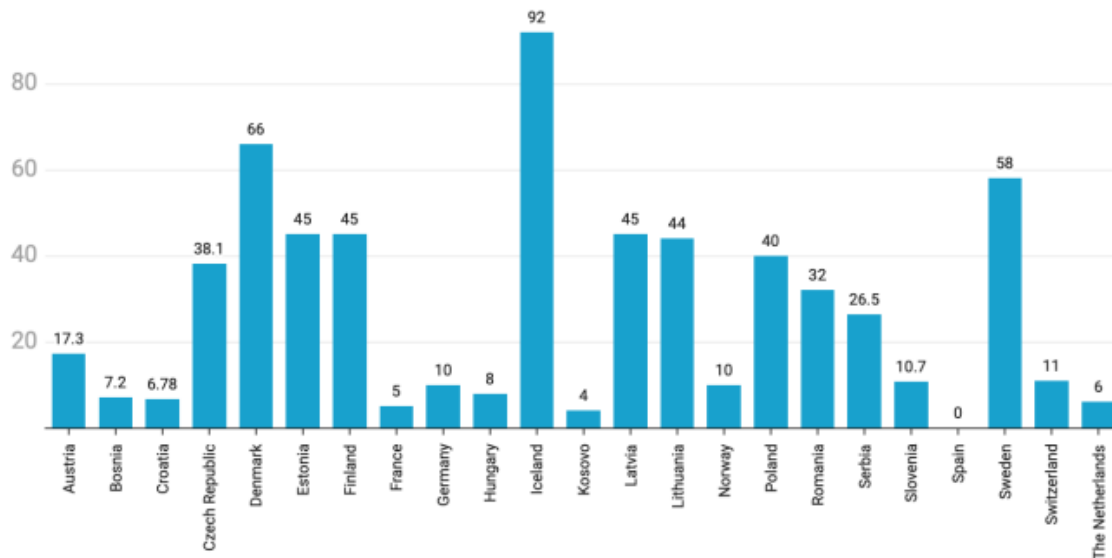
ciepłowniczych w Polsce. Niezbędne jest wdrożenie nowoczesnych technologii, które umożliwią lepsze zarządzanie ciepłem oraz zmniejszenie strat energetycznych. Dodatkowo, konieczne jest zainwestowanie w modernizację infrastruktury ciepłowniczej, co przyczyni się do zwiększenia niezawodności i jakości dostaw ciepła. Wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz implementacja innowacyjnych rozwiązań mogą również odegrać kluczową rolę w transformacji sektora ciepłowniczego w Polsce. Zgodnie z zapowiedziami Ministerstwa Klimatu i Środowiska, transformację sektora ciepłowniczego w Polsce mają wytyczać trzy główne dokumenty: Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. oraz rewizja dwóch kluczowych dokumentów dotyczących rozwoju polskiego sektora energetycznego: Polityki energetycznej Polski do 2040 r. oraz Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu. Duży wpływ na dalszy rozwój ciepłownictwa będzie miało również wykorzystanie środków z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO).

Ciepłownictwo w Polsce na tle krajów Unii Europejskiej

W 2024 roku około 75% z wszystkich 450 milionów mieszkańców Unii Europejskiej zamieszkiwało tereny miejskie i zurbanizowane. Z kolei w Polsce aktualnie 60% ludności mieszka w miastach, a 40% na obszarach wiejskich. Miejsce zamieszkania oraz struktura i rodzaj budownictwa zarówno mieszkaniowego i niemieszkaniowego warunkuje sposób ogrzewania. Zaopatrzenie w ciepło może być zatem systemowe lub niesystemowe. Szeroko rozumiane ciepłownictwo systemowe stanowi systemy ciepłownicze składające się z sieci ciepłowniczych wraz z jednostkami wytwórczymi, natomiast ciepłownictwo niesystemowe obejmuje wszelkie indywidualne źródła ciepła w budynkach lub gospodarstwach domowych. Różnice w stosowanych systemach ciepłowniczych w Polsce i innych krajach UE są znaczące.

W Europie ciepło sieciowe jest dostarczane przez ok. 19 tys. podmiotów do ponad 77,3 mln odbiorców⁴. Łączna wielkość sieci jest bardzo zróżnicowana w poszczególnych krajach, np. w Polsce ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów grzewczych w 40 % gospodarstw domowych w Polsce, tj. ok. 6 mln (ponad 13 mln mieszkańców). Sieci ciepłownicze są najpopularniejszym rozwiązaniem grzewczym w Europie Północnej i pokrywają od ok. 45% (Finlandia) do 66% (Dania) zapotrzebowania na ciepło w budynkach mieszkalnych i komercyjnych (Wyk. 1).

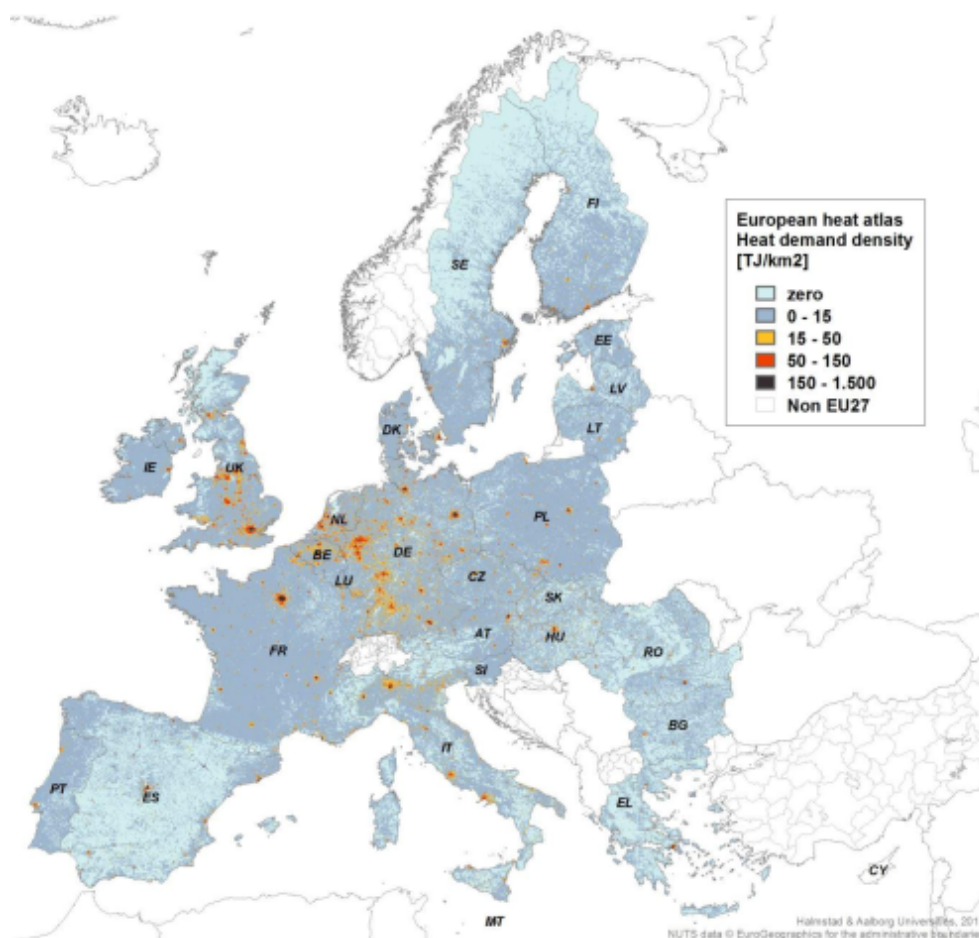
⁴ Euroheat & Power, *DHC Market Outlook 2024*, <https://www.euroheat.org/data-insights/outlooks/dhc-market-outlook-2024> (dostęp: 03.01.2025).



Wyk. 1. Udział ciepłownictwa systemowego w UE w sektorach mieszkaniowym i usługowym. Źródło: Jentsch A., DHC, *Market Outlook, insights and trends*, https://www.cogenworld.org/wp-content/uploads/2023/11/CWT05_081123_Dr_Andrej_Jentsch_IEA-DHC.pdf (dostęp: 12.01.2025).

Zgodnie z raportem ONZ *World Urbanization Prospects*⁵ znaczna część budynków w UE znajduje się na obszarach o dużej gęstości ciepła. Jest to silny argument przemawiający za zwiększonym wykorzystaniem ogrzewania sieciowego w Europie. Prognoza na przyszłość wskazuje, że odsetek ludności zamieszkującej obszary miejskie w UE będzie nadal wzrastał i np. w 2050 r. osiągnie poziom 84%. Opracowany atlas ciepła dla Unii Europejskiej wskazuje na zapotrzebowanie w energii cieplną (Rys. 1). Na podstawie tych danych udział ciepła sieciowego do ogrzewania pomieszczeń i zaopatrzenia w ciepłą wodę w 2050 r. ustalono na 50%. Podobne mapy zostały stworzone w celu ustalenia, w jaki sposób dostarczać ciepło do tych nowych systemów ciepłowniczych z zasobów takich jak elektrownie ciepłowne, energia słoneczna, energia geotermalna i przemysł.

⁵ *Population Division*, Department of Economic and Social affairs, United Nations, 2010, <https://www.un.org/> (dostęp: 08.01.2025).



Rys. 1. Europejski atlas ciepła. Źródło: *Heat Roadmap Europe 2050*, Aalborg University, Denmark, 2013.

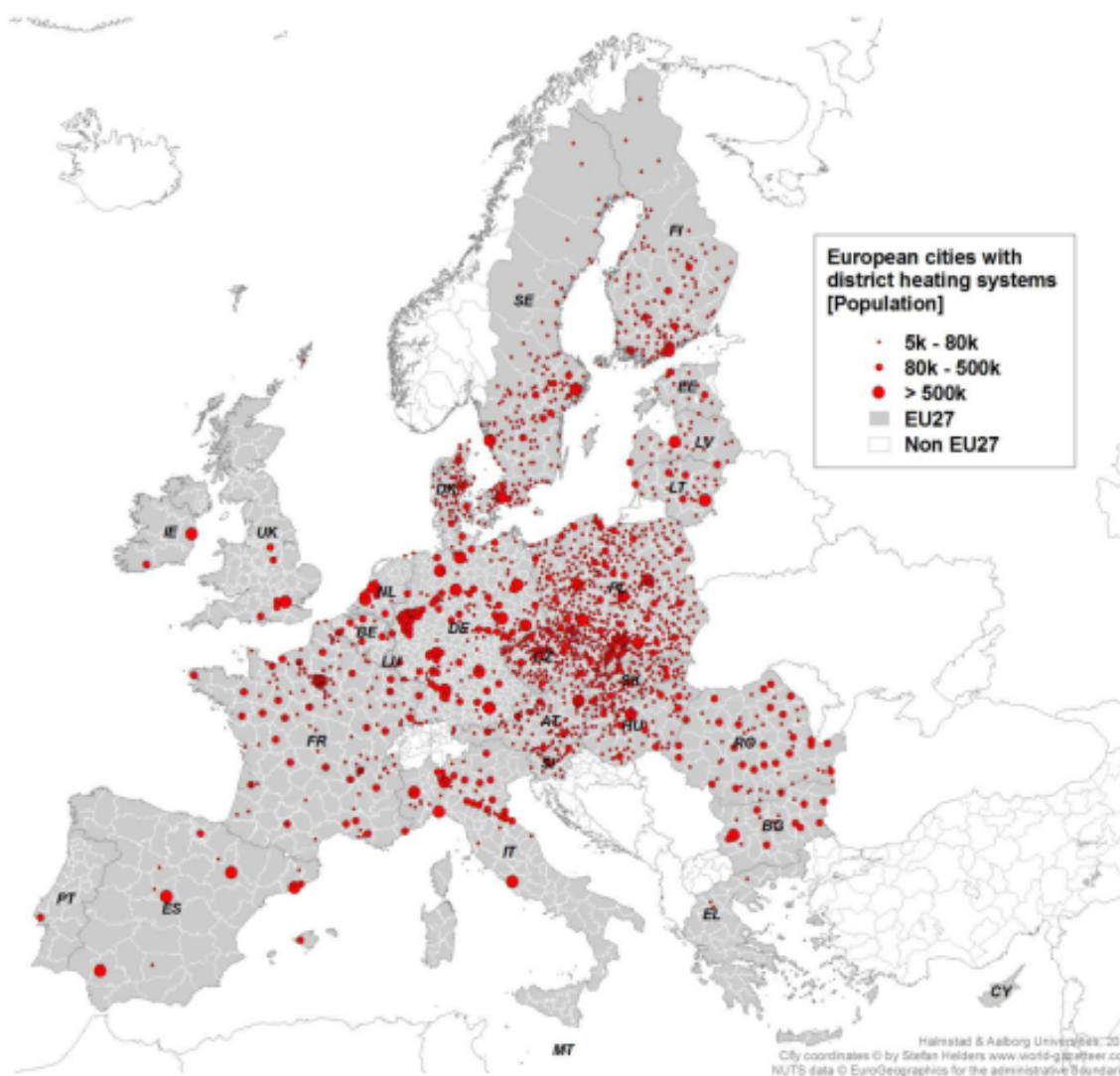
Polska ma najbardziej rozbudowaną sieć ciepłowniczą i posiada jeden z największych rynków ciepła systemowego w Europie. Wg danych GUS-u na koniec 2023 r. w Polsce długość sieci ciepłej wyniosła 25 718,7 km, w tym 96,0% zlokalizowane było w miastach. Największe zagęszczenie sieci ciepłej wystąpiło na terenie województwa: śląskiego (19,8 km na 100 km²), a następnie małopolskiego (9,1 km na 100 km²), pomorskiego (7,0 km na 100 km²), łódzkiego (6,9 km na 100 km²) oraz mazowieckiego (6,5 km na 100 km²). Najmniejsze zagęszczenie odnotowano w województwach: podlaskim i warmińsko-mazurskim (po 2,7 km na 100 km²), a następnie w województwie lubuskim (2,8 km na 100 km²)⁶. Całkowita moc zainstalowana w sektorze ciepłowniczym Unii Europejskiej wyniosła w 2022 roku około 333,4 GWth. W poszczególnych krajach wygląda to następująco: Polska – 53,1 GWth, Niemcy – 44 GWth, Czechy – 38,1 GWth, Szwecja – 27,9 GWth, Francja – 26,8 GWth, Dania – 25,3 GWth, Finlandia – 24,7 GWth oraz Austria – 11,2 GWth. Przewiduje się, że moc ta będzie rosła, co związane jest z coraz większą liczbą gospodarstw domowych podłączonych do sieci ciepłowniczej, a także

⁶ GUS, *Infrastruktura komunalna - energetyczna i gazowa w 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).

z integracją nowych źródeł ciepła, w tym tych dostarczanych przez strony trzecie. Całkowita długość sieci dystrybucji ciepła w Europie wynosi blisko 195 tysięcy kilometrów⁷. Analiza tematu wskazuje, że ogrzewanie sieciowe jest głównie rozwiązaniem miejskim, ze względu na zależność od skoncentrowanego zapotrzebowania na ciepło w celu wykonalnej dystrybucji ciepła. W Europie ciepłownictwo systemowe stanowi około 17% udziału ciepła miejskiego, podczas w niektórych miastach z efektywnymi systemami ciepła sieciowego udział może wynosić 90%. Na rysunku 2 przedstawiono mapę obrazującą obszary, w których funkcjonują zcentralizowane systemy ciepłownicze. Obecnie w Unii Europejskiej znajduje się 2188 miast z 2445 systemami ciepłowniczymi⁸. Można zauważyć, że dominują one w środkowej i wschodniej części UE. W związku z tym rozwój i rozbudowa istniejącej infrastruktury ciepłowniczej mogą przyczynić się do stworzenia bardziej zrównoważonego modelu zaspokajania potrzeb energetycznych. Oczywiście, ze względu na warunki pogodowe i klimatyczne, udział ciepłownictwa sieciowego nie jest równomiernie rozłożony w całej Europie. Znaczenie sieci ciepłowniczych różni się istotnie w zależności od regionu. Ciepłownictwo systemowe jest zdecydowanie najpowszechniejszym rozwiązaniem grzewczym w krajach Europy Północnej i Wschodniej, takich jak kraje nordyckie, bałtyckie czy Polska. Z kolei na południu oraz w niektórych krajach Europy Zachodniej ten sposób zaopatrzenia w ciepło odgrywa niewielką rolę, na przykład w Holandii, Wielkiej Brytanii czy Francji.

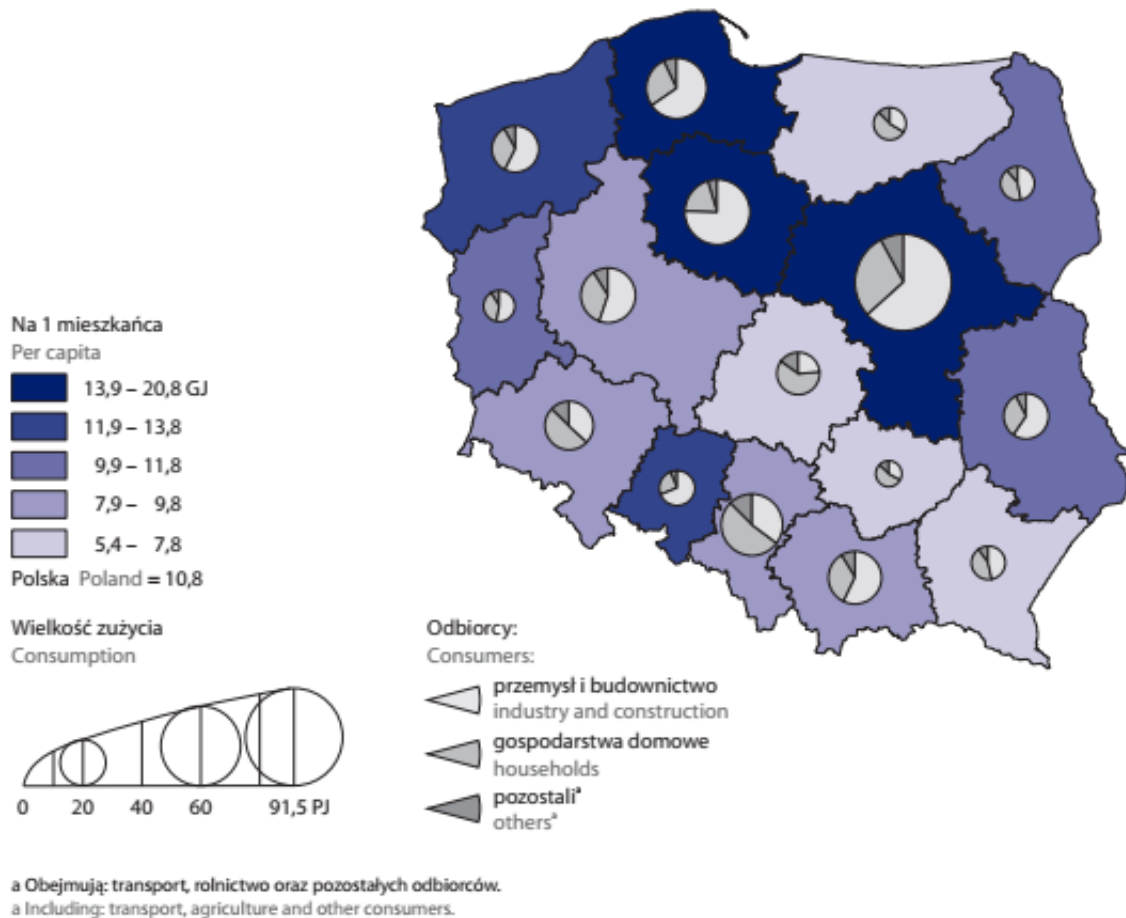
⁷ Euroheat & Power, *DHC Market Outlook 2024*, <https://www.euroheat.org/data-insights/outlooks/dhc-market-outlook-2024> (dostęp: 03.01.2025).

⁸ *Heat Roadmap Europe 2050*. Aalborg University, Denmark, 2013.



Rys. 2. Scentralizowane systemy zaopatrzenia w ciepło w miastach powyżej 5000 mieszkańców w Unii Europejskiej. Źródło: *Heat Roadmap Europe 2050*. Aalborg University, Denmark, 2013.

W 2023 r. zużycie ciepła wyniosło 408,0 PJ, przy czym zużycie ciepła w przemyśle i budownictwie stanowiło 55,2% całego zużycia ciepła (w przypadku przemysłu uwzględniono również ciepło niekomercyjne). Z kolei na gospodarstwa domowe przypadło 35,8%. Średnie zużycie ciepła na 1 mieszkańca wyniosło 10,8 GJ/rok i było zróżnicowane w skali kraju (Rys. 3).



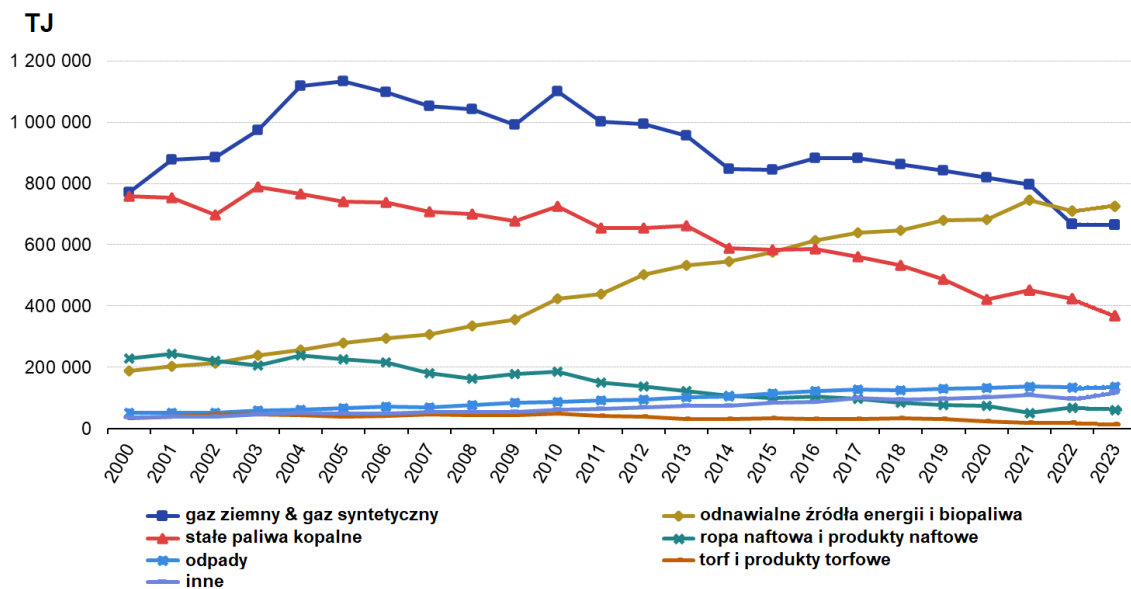
Rys. 3. Zużycie ciepła w 2023 roku. Źródło: GUS, *Zużycie paliw i nośników energii w 2023 r.*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025)

Według raportu Prezesa URE, w 2023 roku 398 przedsiębiorstw posiada koncesje w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło⁹. Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, odpowiedzialne za produkcję ciepła, dysponują różnorodną i rozdrobnioną infrastrukturą techniczną. Przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzają ciepło w źródłach o różnych rozmiarach, z dominującą ilością małych źródeł, tj. o mocy zainstalowanej do 50 MW, którymi dysponowało 54% firm. Dziesięć koncesjonowanych podmiotów miało moc zainstalowaną źródeł przekraczającą 1 000 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła ponad 1/3 mocy osiągalnej wszystkich koncesjonowanych źródeł. Działały one również w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. W 2023 r. sprzedano 184,4 PJ energii cieplnej, w tym na potrzeby ogrzewania budynków mieszkalnych 145,6 PJ (tj. 79,0%). Mieszkańcom miast sprzedano 181,9

⁹ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, kwiecień 2024, <https://www.ure.gov.pl/> (dostęp: 09.01.2025).

PJ (tj. 98,6%) energii cieplnej, w tym 144,2 PJ na potrzeby ogrzewania budynków mieszkalnych¹⁰.

Wg danych Eurostatu całkowita produkcja energii cieplnej w Unii Europejskiej wyniosła 589 TWh. Największy udział ciepła wytworzono ze źródeł odnawialnych (33,5%), następnie z gazu ziemnego i gazów przemysłowych (31,5%) oraz stałych paliw kopalnych (20,0%) (Rys. 4)¹¹.



Source: Eurostat (online data codes: nrg_ind_pehcf, nrg_ind_pehnf)

eurostat 

Rys. 4. Produkcja ciepła brutto według paliwa, UE, 2000-2023. Źródło: Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics&oldid=389032 (dostęp: 10.01.2025).

Wg ostatnich danych¹² w Polsce w 2023 r. w strukturze paliw wykorzystanych do produkcji energii cieplnej (elektrownie, elektrociepłownie, ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej) największy udział stanowiły paliwa stałe (60,7%), a następnie gazowe (36,7%). Natomiast najmniej energii cieplnej na cele grzewcze wyprodukowano przy wykorzystaniu paliw olejowych (2,6%)¹³. Z kolei dane szczegółowe wykazały, że dla zaspokojenia koncesjonowanej gospodarki ciepłowniczej Polski w 2022 roku zużyto 13 796,2 tys. ton paliw węglowych (13 250,4 tys. ton węgla kamiennego + 545,8 tys. ton węgla brunatnego)¹⁴. W tabeli 1 zestawiono szczegółowe zużycie paliw do produkcji ciepła.

¹⁰ GUS, *Infrastruktura komunalna - energetyczna i gazowa w 2023 r.* Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).

¹¹ Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics&oldid=389032 (dostęp: 10.01.2025).

¹² *Energetyka ciepła w liczbach.* Urząd Regulacji Energetyki, październik 2023, <https://www.ure.gov.pl/> (dostęp: 09.01.2025).

¹³ GUS, *Infrastruktura komunalna - energetyczna i gazowa w 2023 r.* Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).

¹⁴ *Energetyka ciepła w liczbach.* Urząd Regulacji Energetyki, październik 2023, <https://www.ure.gov.pl/> (dostęp: 09.01.2025).

Rodzaj paliwa	Zużycie paliw do produkcji ciepła			
	ogółem	w kogeneracji	ogółem	w kogeneracji
	GJ		%	
Węgiel kamienny	291 644 203,99	186 548 701,0	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

Tab. 1. Zużycie paliw do produkcji ciepła w 2022 r. Źródło: *Energetyka ciepła w liczbach*. Urząd Regulacji Energetyki, październik 2023 r. <https://www.ure.gov.pl/> (dostęp: 09.01.2025).

Warto zaznaczyć w tym miejscu, że w przypadku ciepłownictwa indywidualnego głównym paliwem jest nadal węgiel kamienny. W 2023 roku zużycie węgla kamiennego w gospodarstwach domowych wyniosło 6,7 mln ton¹⁵.

Analizując sektor ciepłownictwa w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej, można stwierdzić, że transformacje w tej dziedzinie, w kontekście pakietu „Fit for 55”, powinny odbywać się jednocześnie na kilku frontach. Kluczowe jest przeprowadzenie dekarbonizacji nośników energii, dywersyfikacja źródeł ciepła (zawsze uwzględniająca lokalne uwarunkowania i racjonalne wykorzystanie dostępnych zasobów), digitalizacja zarządzania systemami ciepłowniczymi oraz zwiększenie efektywności energetycznej w zakresie wykorzystania źródeł ciepła, funkcjonowania sieci ciepłej oraz konsumpcji ciepła przez odbiorców.

Wg Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ)¹⁶, dekarbonizacja polskiego ciepłownictwa systemowego, w kontekście osiągnięcia celów pakietu „Fit for 55”, może wiązać się z różnymi kosztami w zależności od przyjętego scenariusza nakładów. Koszty takiej dekarbonizacji szacowane są w przedziale od 276 mld zł do 418 mld zł, przy czym koszty infrastruktury wytwórczej mogą wynieść od 94 mld zł do 178 mld zł. Te dane wskazują na znaczące inwestycje, które będą niezbędne do przekształcenia sektora ciepłownictwa w Polsce w bardziej zrównoważony i ekologiczny.

¹⁵ Raport *Transformacja energetyczna w Polsce*, Forum Energii, maj 2024.

¹⁶ W. Drozdowski, *Polskie ciepłownictwo w I półroczu 2024* <https://raporty-branzowe.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-cieplownictwo-w-i-polroczu-2024-raport-cire> (dostęp: 03.01.2025).

Dekarbonizacja ciepłownictwa z wykorzystaniem odpadów

Odpady, które stanowią aktualnie istotny problem środowiskowy mogą stanowić kluczowy element transformacji energetycznej w kierunku dekarbonizacji ciepłownictwa. Wykorzystanie odpadów w ciepłownictwie może odbywać się na dwa zasadnicze kierunki: termicznego przetwarzania odpadów oraz produkcję biogazu. Obie metody mają swoje unikalne zalety i zastosowania, przyczyniając się do dekarbonizacji sektora energetycznego.

Termiczne przetwarzanie odpadów

Energia zawarta w odpadach może być wykorzystana do produkcji energii cieplnej i elektrycznej (odzysk energetyczny). Odpady, które z przyczyn technologicznych, środowiskowych i ekonomicznych nie mogą być poddane recyklingowi, powinny być wykorzystywane do celów energetycznych. Tego rodzaju podejście nie tylko przyczynia się do zmniejszenia ilości odpadów, ale także stanowi efektywne źródło energii, co jest kluczowe w kontekście dekarbonizacji sektora energetycznego. Odpady, które nie nadają się do recyklingu, mogą pochodzić z różnych źródeł, w tym z gospodarstw domowych, przemysłu czy budownictwa. Często są to materiały, które z różnych powodów nie mogą być przetwarzane, takie jak zanieczyszczone tworzywa sztuczne, kompozyty, biomasa odpadowa czy inne odpady biodegradowalne w stanie zaawansowanego rozkładu. Celowe staje się również wykorzystanie odpadów niebezpiecznych, dla których nie ma innych metod unieszkodliwiania. W wielu przypadkach, mimo że odpady te mają potencjał do ponownego wykorzystania, ich przetwarzanie jest zbyt kosztowne lub technologicznie nieosiągalne. Struktura i rodzaj odpadów warunkuje sposób zagospodarowania, recyklingu, odzysku i unieszkodliwiania.

Aby zobrazować możliwości energetycznego wykorzystania odpadów, zwłaszcza komunalnych, przedstawiono w skrócie gospodarkę odpadami w Polsce w kontekście całej Unii Europejskiej. Wg ostatnich danych Eurostatu¹⁷ w 2022 r. łączna ilość odpadów wytworzonych w UE przez wszystkie rodzaje działalności gospodarczej i gospodarstwa domowe wyniosła 2 233 mln ton, czyli 4 991 kg na mieszkańca. Ilość odpadów komunalnych oszacowano na poziomie 651 mln ton. Między krajami UE można zaobserwować znaczne różnice w zakresie wykorzystania różnych metod przetwarzania odpadów. Na przykład niektóre kraje miały bardzo wysokie wskaźniki recyklingu (Włochy, Belgia, Słowacja i Łotwa), w innych przeważa nadal składowanie odpadów. Recykling stanowił 56,3%, co odpowiada 366 milionom ton odpadów.

¹⁷ Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Waste_statistics (dostęp: 10.01.2025)

Z kolei spalanie z odzyskiem energii stanowiło 18,8%, czyli 123 miliony ton, a spalanie odpadów bez odzysku energii wynosiło 1,2%, co odpowiada 8 milionom ton. Na składowiska trafiło 136 milionów ton czyli 20,9% odpadów. Dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów uznaje spalanie odpadów za technikę unieszkodliwiania (D10 – spalanie na łądzie) lub technikę odzysku (R1 – stosowaną głównie jako paliwo lub inne środki wytwarzania energii). Spalanie odpadów w Unii Europejskiej odgrywa zatem istotną rolę w zarządzaniu odpadami, zwłaszcza odzysku, przyczyniając się nie tylko do redukcji ich objętości, ale też do produkcji energii. W 2023 r. moc instalacji termicznego przetwarzania odpadów w Europie osiągnęła 5043 MW, co oznacza systematyczny wzrost w porównaniu do roku poprzedniego, kiedy to wynosiła około 4962 MW. W UE jest blisko 500 spalarni odpadów.

W Polsce w 2023 r. zebranych zostało 109,4 mln ton odpadów przemysłowych i 13,4 mln ton odpadów komunalnych, przy czym w przeliczeniu na jednego mieszkańca przypadało średnio 356,7 kg odpadów komunalnych. Dominującymi sposobami postępowania z odpadami przemysłowymi wytworzonymi w 2023 r. były odzysk (48,8%) oraz składowanie (41,5%). Analiza gospodarki odpadami wskazuje, że z gospodarstw domowych odebrano 11,6 mln ton odpadów, co czyli 86,3% wszystkich wytworzonych odpadów komunalnych. Pozostała pulę stanowią inne odpady np. osady ściekowe z oczyszczalni ścieków itp. 2 685,6 tys. ton odpadów komunalnych przekształcono termicznie z odzyskiem energii, natomiast 92,1 tys. ton spalono bez odzysku energii. Nadal 30% odpadów komunalnych deponuje się na składowiskach. Zgodnie z wdrażaniem unijnej polityki gospodarki o obiegu zamkniętym udział recyklingu w gospodarce odpadami komunalnymi w 2035 r. powinien wynieść 65 %, a udział odpowiednio oczyszczonych odpadów, którym zezwolono na składowanie, nie powinien przekraczać 10%. Jediną metodą, która może uzupełnić brakujący udział w tym saldzie w wysokości 25%, jest właśnie przekształcanie termiczne odpadów. Dlatego też, synergia pomiędzy między gospodarką odpadami a produkcją energii elektrycznej i ciepłej to krok w kierunku dekarbonizacji energetyki, w tym ciepłownictwa.

Wg Ustawy¹⁸ instalacja termicznego przekształcania odpadów stanowi instalację odnawialnego źródła energii będącą spalarnią odpadów lub współspalarnią odpadów, w której część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła pochodzi z ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych lub komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach

¹⁸ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U., 2015 poz. 478)

w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów. Wg Raportu IOŚ-PIB¹⁹ zidentyfikowano 20 instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK), które wykazały maksymalną zdolność przerobową na poziomie 3 mln ton odpadów rocznie zarówno odpadów komunalnych, jak i paliwa alternatywnego RDF (Rys. 5). Analiza 15 instalacji ITPOK odzyskały łącznie 669 006 145 GJ energii, a największe odzyski, wynoszące 644 498 000 GJ, odnotowano dla cementowni WSP-C. Cementownie w Polsce podają, że wykorzystują rocznie ok. 9-10% odpadów komunalnych. Jednocześnie szacują swój potencjał na około 2 mln ton odpadów do energetycznego wykorzystania, z czego ok 1,8 mln ton w formie paliwa RDF. Łączne moce przerobowe dla SPK wynosiły 1 197 tys. Mg, zarówno dla wszystkich odpadów, jak i odpadów komunalnych. Największa maksymalna ilość odpadów dopuszczona do przetworzenia w 2022 r. wynosiła 245 tys. Mg (Kraków), a najmniejsza 60 tys. Mg (Warszawa). Spalarnie odpadów komunalnych w procesie R1 odzyskały łącznie 6 294 153 GJ energii w 2022 r., co w przeliczeniu na 1 Mg przekształcanych odpadów wynosiło 5,7 GJ energii.

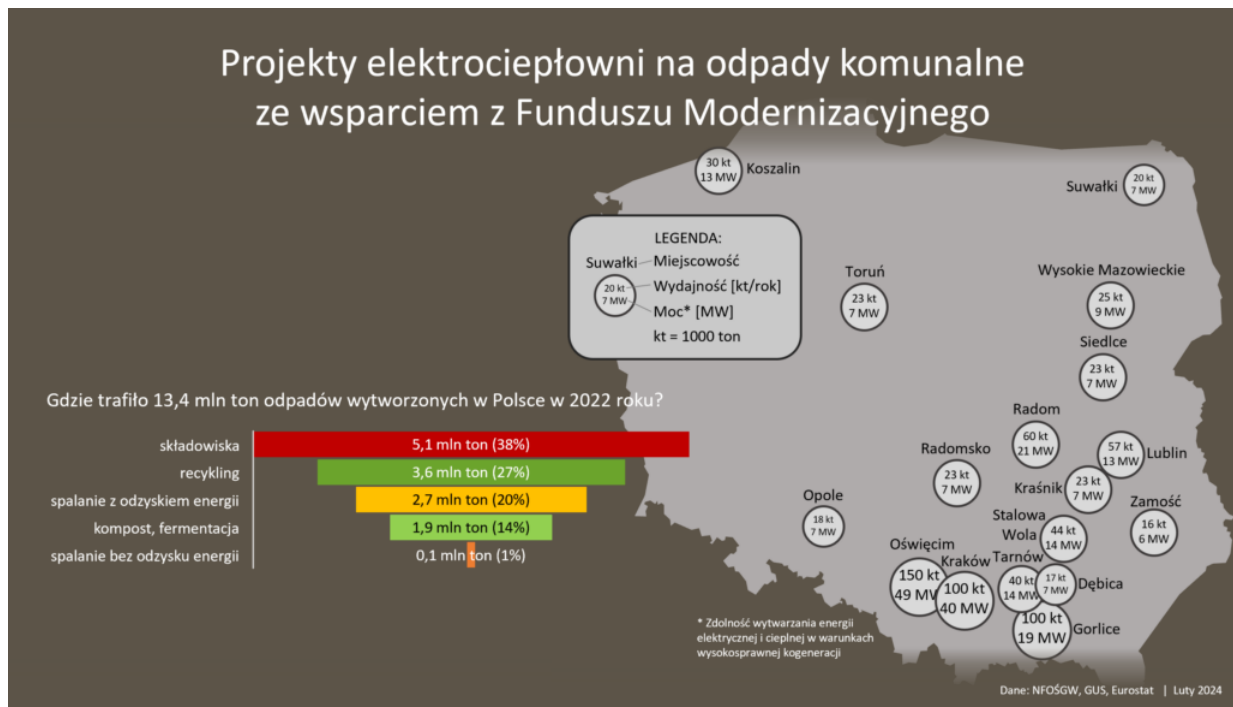


Rys. 5. Instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych w Polsce; SPK – spalarnia odpadów komunalnych, WSP-C – cementownia, WSP-Z – zakład energetycznego spalania, WSP – inne współspalarnie. Źródło: Raport IOŚ-PIB *Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w 2022 r.*, <https://ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/05/termiczne-przekształcanie-odpadow-komunalnych-2022-v004b.pdf> (dostęp 05.01.2025).

W ramach programu „Racjonalna gospodarka odpadami”, finansowanego z Funduszu Modernizacyjnego, planowana jest budowa 17 instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych, które osiągną łączną wydajność wynoszącą 767 tys. ton rocznie.

¹⁹ Raport IOŚ-PIB *Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w 2022 r.*, <https://ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/05/termiczne-przekształcanie-odpadow-komunalnych-2022-v004b.pdf> (dostęp 05.01.2025).

Ponadto, te instalacje będą pełnić funkcję elektrociepłowni i generować łącznie 246 MW mocy w wysokosprawnej kogeneracji (Rys. 7). W planach budowa jest kilku spalarni odpadów przemysłowych, które będą generować energię elektryczną i ciepłą na potrzeby podmiotów przemysłowych²⁰.



Rys. 7. Plan budowy nowych instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych. Źródło: Elżbieta T., *Spalarnie zyskały miliardy wsparcia, ale czy to wystarczy?* <https://wysokienapiecie.pl/97616-spalarnie-zyskały-miliardy-wsparcia/> (dostęp: 08.01.2025).

Biorąc pod uwagę, że w Polsce obserwuje się systematyczny wzrost masy odpadów komunalnych na poziomie 0,5 mln ton rocznie, to potencjał odpadów komunalnych jako paliwo jest znaczący. Taki wzrost stwarza możliwości dla rozwoju instalacji do ich termicznego przekształcania, co może przyczynić się do efektywnego zarządzania odpadami oraz produkcji energii. W kontekście rosnących potrzeb energetycznych kraju, przekształcanie odpadów w energię staje się kluczowym elementem strategii energetycznej. Potencjał energetyczny odpadów jest istotny. Wartość opałowa zmieszanych odpadów komunalnych w Polsce oscyluje w granicach od 6,5 do 8,5 MJ/kg. Proces waloryzacji tych odpadów do postaci paliwa typu pre-RDF, które stanowi wysokokaloryczną frakcję uzyskaną w wyniku mechanicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych prowadzi do wzrostu wartości opałowej do poziomu 10-12 MJ/kg. Po dalszym doczyszczeniu, uzyskując paliwo RDF, wartość opałowa

²⁰ Banaś M., Pająk T., Bator J., Wróbel W., Ciuła J., *Energy Efficiency Analysis of Waste-to-Energy Plants in Poland*. "Energies", 2024, 17(10):2390.

paliwa osiąga zakres od 14 do 18 MJ/kg. Dla porównania, wartość opała węgla kamiennego wynosi od 19 do 32 MJ/kg, podczas gdy węgla brunatnego waha się od 8 do 10 MJ/kg. Badania wskazują, że z 1 tony odpadów można uzyskać od 4 do 9,7 GJ energii. Analiza emisji dwutlenku węgla ze spalania odpadów wskazuje na emisyjność na poziomie 0,7-1,2 Mg/Mg odpadów.

Przy analizie tematu dekarbonizacji ciepłownictwa z wykorzystaniem odpadów komunalnych w procesach termicznych pojawia się kluczowe pytanie dotyczące emisji dwutlenku węgla w wyniku spalania tych odpadów. W kontekście tego zagadnienia istotne jest zrozumienie, że spalanie odpadów komunalnych generuje różne ilości CO₂ w zależności od ich składu chemicznego oraz technologii termicznej konwersji. Wartość ta może się różnić w zależności od rodzaju odpadów, ich wilgotności oraz efektywności procesu spalania. W przypadku odpadów organicznych, które są głównym składnikiem zmieszanych odpadów komunalnych, ich spalanie emituje CO₂, który jest częścią naturalnego cyklu węgla. Z kolei odpady zawierające tworzywa sztuczne mogą generować wyższe ilości CO₂ oraz innych zanieczyszczeń. Spalanie tworzyw sztucznych, które są wytwarzane z ropy naftowej i gazu ziemnego, z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych jest równoważne spalaniu tych surowców w ich pierwotnej formie. Zatem 42% emisji dwutlenku węgla pochodzącej z termicznego przetwarzania odpadów komunalnych klasyfikuje się jako emisja ze źródeł odnawialnych. Jest to spowodowane wysoką zawartością frakcji biologicznej (odnawialnej), która wynosi od 40% do 55%. Dzięki obecności frakcji biodegradowalnej, rzeczywisty wskaźnik emisji CO₂ wynikający ze spalania odpadów komunalnych wynosi jedynie 80-90 kg/MW. To oznacza, że proces ten ma mniejszy wpływ na globalne ocieplenie w porównaniu do emisji z paliw kopalnych. Dla porównania, emisje dwutlenku węgla z różnych paliw wynoszą: węgiel kamienny generuje od 100 do 110 kg/MW, węgiel brunatny od 110 do 120 kg/MW, biomasa od 100 do 120 kg/MW. Z kolei spalanie pre-RDF (frakcja palna wydzielona z odpadów komunalnych) emituje od 90 do 100 kg/MW²¹. Klasyfikowanie części emisji CO₂ jako odnawialnej jest istotne w kontekście strategii dekarbonizacji. Umożliwia to lepsze zarządzanie emisjami oraz promuje wykorzystanie odpadów jako źródła energii. Warunki techniczne kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów jako energii z odnawialnego źródła energii określa rozporządzenie ²². Analiza dekarbonizacji energetyki z wykorzystaniem spalania odpadów pokazuje, że choć może to być efektywne rozwiązanie

²¹ Ile w emisjach dwutlenku węgla ze spalania odpadów jest kopalne a ile biogenne i odnawialne? <https://envag.com.pl/baza-wiedzy/ile-w-emisjach-dwutlenku-węgla-ze-spalania-odpadow-jest-kopalne-a-ile-biogenne-i-odnawialne/> (dostęp: 08.01.2025).

²² Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz.U. 2016, poz. 847).

w kontekście odzyskiwania energii, wiąże się z ryzykiem opłat ETS za emisję CO₂. Do 31 lipca 2026 r. Komisja Europejska (KE) ma przedłożyć Radzie UE i Parlamentowi Europejskiemu raport, w którym oceni możliwość pełnego objęcia spalarni odpadów systemem od 2028r.²³ Systemem handlu uprawnieniami do emisji mogą zostać objęte spalarnie odpadów komunalnych o mocy powyżej 10M. Jednocześnie, system ten może stymulować innowacje procesowe w zakresie technologii wychwytywania CO₂ (Carbon Capture).

Biogaz

Drugim kierunkiem w kontekście dekarbonizacji ciepłownictwa może być wykorzystanie biogazu wytwarzanego z odpadów biodegradowalnych.

Biogaz wytwarzany jest w procesie rozkładu substancji organicznej na drodze fermentacji metanowej. Pod względem chemicznym biogaz jest mieszaniną składającą się głównie z metanu, dwutlenku węgla oraz niewielkich ilości azotu, siarkowodoru i wodoru. Do produkcji biogazu można wykorzystać biomasę pochodzącą z różnych źródeł, która jest problematyczna dla środowiska i wymaga odpowiedniej technologii utylizacji. Wiele przedsiębiorstw napotyka trudności w prawidłowym zagospodarowaniu produktów ubocznych i odpadów, a obowiązujące przepisy prawne są surowe w kwestii ich utylizacji. Przetwarzanie produktów ubocznych i odpadowych na biogaz ma kluczowe znaczenie dla ochrony środowiska, jednocześnie umożliwiając pozyskiwanie energii. Wartości opałowe biogazu w porównaniu z innymi nośnikami energii przedstawiono w tabeli 2.

Rodzaj paliwa	Wartość opałowa	Przelicznik stosunku do 1 m ³ biogazu o wartości opałowej 26 MJ/m ³
Biogaz	20-26 MJ/m ³	1 m ³
Olej napędowy	41,9 MJ/dm ³	0,62 m ³
Gaz ziemny	33,5 MJ/m ³	0,77 m ³
Węgiel kamienny	32,4 MJ/kg	1,1 kg
Etanol	29,6 MJ/kg	0,85 kg
Drewno opałowe	13,38 MJ/kg (zależy od wilgotności, waha się od 8 do 18 MJ)	2 kg

Tab. 2. Porównanie wartości opałowej biogazu z innymi nośnikami energii Źródło: Węglarzy K., Stekla, J., *Agrogazownia w ochronie środowiska rolniczego*, „Wiadomości Zootechniczne”, Nr 47(3), 2009, 59-66; Szlachta J., *Biogaz rolniczy*. Wydawnictwo KPODR Minikowo. 2008.

²³ Majewski S., *ETS dla spalarni powyżej 10 MW mocy zainstalowanej? Propozycje Zero Waste Europe 2024*, https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/ets-dla-spalarni-powyzej-10-mw-mocy-zainstalowanej-propozycje-zero-waste-europe-15297.html?fbclid=IwZXh0bgNhZW0CMTEAAR0GW2BV-ujueTRozZ3a4gfAU5q7Gx02l03ghdYoK4y1_0VUn8uUYNkGGY_aem_slwXOCXhU-2msvJUAXFG1g (dostęp: 08.01.2025).

Surowcami podlegającymi fermentacji metanowej mogą być wszelkie odpady zawierające składniki organiczne, szczególnie odpady produkcji roślinnej i odchody zwierzęce. Składniki obecne w masie organicznej różnią się znacznie zarówno pod względem szybkości rozkładu, jak i wydajności w produkcji metanu. Główne surowce do produkcji biogazu na skalę przemysłową to odpady z produkcji spożywczej (wytłoki, wywar gorzelniany, wysłodziny browarniane, odpady tłuszczowe i nabiałowe), płynne lub stałe odchody zwierzęce (gnojowica, obornik), osady ściekowe, organiczne odpady komunalne, resztki jedzenia, odpady poubojowe, odpady z produkcji roślinnej oraz celowe uprawy energetyczne (kukurydza, lucerna, trawy łąkowe) oraz biomasa leśna. Ilość i skład biogazu zależą od chemicznego składu surowca poddawanego fermentacji oraz parametrów procesu (czasu reakcji, temperatury). Obecnie najczęściej stosuje się instalacje wykorzystujące mieszankę kilku substratów. Zróżnicowanie substratów sprzyja uzyskaniu lepszych parametrów biogazu oraz zwiększa bezpieczeństwo dostaw surowca. Wsad, czyli substrat do produkcji biogazu, powinien być dobierany także pod kątem maksymalizacji uzysków biogazu, stabilności procesu fermentacji oraz możliwości wykorzystania powstałej masy pofermentacyjnej. Charakterystykę wybranych odpadów stosowanych w procesie fermentacji oraz ich potencjał do produkcji biogazu przedstawia tabela 3.

Zwiększenie wydajności produkcji biogazu z substratów o niskiej biogazodochodowości osiąga się poprzez wprowadzenie do układu substratów o wysokim potencjale metanogennym. Najczęściej są to odpady organiczne, takie jak odpady kuchenne, tkanka tłuszczowa, tłuszcz, trawa, kiszonka, liście buraków oraz słoma. Wytwarzany w tym procesie biogaz, po odpowiednim oczyszczeniu do (bio)metanu, jest następnie wykorzystywany do produkcji energii. Z uwagi na proces wytwarzania biometanu jest uznawany za gaz odnawialny. Biogaz to nie tylko energia elektryczna i ciepło. W biogazowni można produkować również zielony CO₂ oraz biometan, który w postaci skroplonej (bioLNG) stanowi doskonałe paliwo transportowe. W biogazowniach rolniczych wytwarzany jest także wysokiej jakości nawóz organiczny.

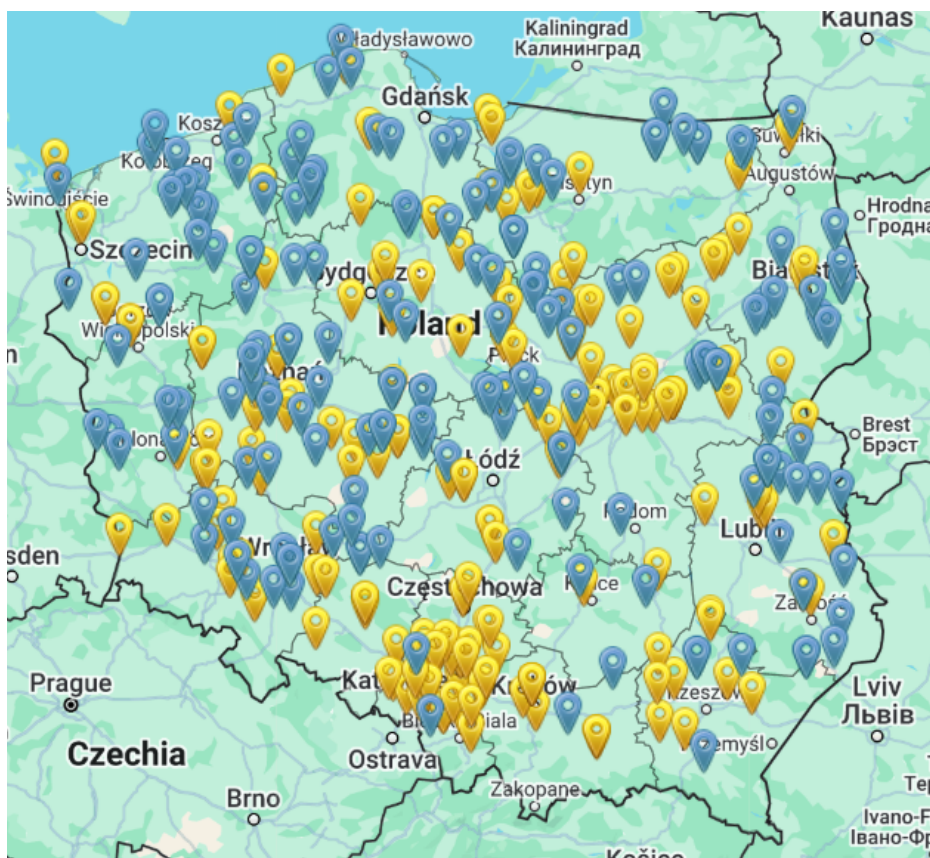
Nazwa substratu		Procentowa zawartość s.m. w t substratu	Procentowa zawartość s.m.o. w zawartości s.m.	Produkcja metanu z 1 t s.m.	Zawartość metanu
		% wsadu	% s.m.o.	m ³ /t s.m.o.	%
Odpady komunalne	Odpady organiczne komunalne	60,3	55,0	396,8	
	Odpady kuchenne i przeterminowane artykuły żywnościowe	18,9	71,9	530,0	
	Zieleń miejska	23,2	88,2	489,7	
Rośliny energetyczne i odpady rolnicze	Słoma	87,5	87,0	387,5	
	Trawa	11,7	88,0	587,5	55-65
	Trawa-kiszonka	40,3	83,4	396,6	
	Siano	87,8	89,6	417,9	
	Ziemniaki-liście	25,0	79,0	587,5	
	Kukurydza-kiszonka	32,6	90,8	317,6	50-55
	Bób-kiszonka	24,1	88,6	291,0	
	Rzepak-kiszonka	50,8	87,6	376,5	
	Burak pastewny	13,5	85,0	546,6	
	Burak cukrowy	23,0	92,5	444,0	
Przetwórstwo spożywcze	cebula	12,9	94,8	360,3	
	Odpady i resztki owoców	45,0	61,5	400,0	53
	Odpady i pozostałości	13,6	80,2	370,0	
	Serwatka	5,4	86,0	383,3	
Gliceryna	84,0	91,5	1196,0		
Odpady poubojowe	Odseparowana tkanka tłuszczowa	34,3	49,1	700,0	69
	Osady poflotacyjne z rzeźni	14,6	90,6	680,0	
Odpady z hodowli zwierzęcej	Gnojówka	2,1	60,0	222,5	58-70
	Gnojownica kurza	15,1	75,6	320,0	
	Gnojowica świńska	6,6	76,1	301,0	
	Gnojowica bydłęca	9,5	77,4	222,5	

Tab. 3. Charakterystyka wybranych substratów i ich potencjał biogazodochodowości. Źródło: Curkowski A., Oniszk-Popławska A., *Surowce do produkcji biogazu-uproszczona metoda obliczenia wydajności biogazowni rolniczej*, „Czysta Energia”, Nr 1 (2010), 25-27.

Technologie biogazowe w Europie są znane i wykorzystywane od wielu lat. Biogazownie, zarówno rolnicze, jak i komunalne, odgrywają kluczową rolę w produkcji energii odnawialnej. W 2022 roku produkcja biogazu i biometanu w UE wyniosła odpowiednio 16,8 oraz 4,2 mld m³. W Europie funkcjonuje 19 491 biogazowni oraz 1 323 biometanowni i wyprodukowano łącznie z biogazu i biometanu aż 223 TWh energii. Przyszłością w energetyce jest niewątpliwie produkcja biometanu. Biometan wytwarzany był w 24 krajach. Liderem w tej dziedzinie jest Dania, gdzie udział biometanu w sieci gazowej osiągnął blisko 40%. Kraj ten planuje dalsze zwiększanie produkcji, z zamiarem zastąpienia 100% zapotrzebowania na gaz biometanem przed 2030 rokiem. Plan RePowerEU zakłada produkcję 35 mld m³ biometanu rocznie do 2030 r. w ramach uniezależnienia od dostaw gazu z Rosji. Obecnie zaplanowane

inwestycje pokrywają jedynie 20% przyszłych potrzeb, a opublikowane krajowe plany na rzecz energii i klimatu (tzw. NECPs) mówią o łącznie 20,2 mld m³ w 2030 r.²⁴ Techniczny potencjał produkcji biometanu wynosi 107 TWh, a jego realne wykorzystanie do 2050 r. może wynieść 91 TWh³.

Potencjał produkcyjny polskiego sektora biogazowego należy do jednych z największych w Europie. Niestety, nie znajduje to odzwierciedlenia w rozwoju biogazowni. Na koniec 2023 roku w Polsce funkcjonowało 388 instalacji biogazowych wyliczonych przez URE o łącznej mocy zainstalowanej ponad 295,26 MWe²⁵ (Rys. 8). W Polsce na milion mieszkańców przypada 10 biogazowni, podczas gdy w Czechach jest ich ponad 50.



Rys. 8. Lokalizacja biogazowni w Polsce (niebieskim kolorem zaznaczono biogazownie rolnicze, z kolei żółtym biogazownie komunalne). Źródło: Mapa biogazowni rolniczych w Polsce, 2023, <https://magazynbiomasa.pl/> (dostęp: 10.01.2025)

W Polsce wprawdzie nie ma instalacji wytwarzającej biometan, ale wytworzono 5,742 GWh energii z biogazu, co stanowi ok. 2,5% energii w biogazach wyprodukowanych w Europie. Do 2035 roku przewiduje się, że w Polsce wyprodukuje się około 4,2 mln Mg bioodpadów komunalnych. Dzięki temu, potencjał produkcji biogazu w tym sektorze może osiągnąć poziom

²⁴ Raport *Biogaz i metan w Polsce 2024*. <https://magazynbiomasa.pl/> (dostęp: 04.01.2025)

²⁵ Raport *Biogaz i metan w Polsce 2024*. <https://magazynbiomasa.pl/> (dostęp: 04.01.2025)

350–360 mln m³ rocznie. W przypadku odpadów rolniczych, skala tego potencjału jest jeszcze większa, z roczną produkcją biogazu szacowaną na około 13 miliardów m³²⁶. Możliwa staje się budowa małych bądź średnich instalacji biogazowych wykorzystujących jako substrat odpady komunalne, w tym osady ściekowe. Takim „case study” może być obiekt w Przybrodzie (pow. poznański, woj. wielkopolskie). Instalacja o mocy elektrycznej 499 kW i cieplnej 560 kW produkuje ciepło dla 58 odbiorców, czyli 1/3 mieszkańców miejscowości, przy czym docelowo biogazownia będzie ogrzewać ponad 400 mieszkańców²⁷. Rynek biogazowni rolniczych w Polsce dynamicznie się rozwija, osiągając znacznie szybszy wzrost w porównaniu do biogazowni komunalnych. Według Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK)²⁸, w 2030 roku w Polsce będzie wytwarzane 9 950 GWh biogazu oraz 15 500 GWh biometanu. Natomiast do 2040 roku te wartości wzrosną do 10 900 GWh biogazu i 40 500 GWh biometanu. W ostatnim czasie wprowadzono różnorodne programy wsparcia dla inwestycji w biogazownie rolnicze, co zachęca rolników do zakupu i budowy takich instalacji. Dotacje oraz ulgi podatkowe są kluczowymi czynnikami wspierającymi rozwój tego sektora. Od 2023 r. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej realizuje program „Energia dla wsi”, w ramach którego na budowę biogazowni rolniczej można uzyskać pożyczkę wynoszącą do 100% kosztów kwalifikowanych i/lub dotację wynoszącą nawet do 65% kosztów kwalifikowanych²⁹. Dofinansowaniem objęte były instalacje o mocy do 1 MW, a w warunkach wysokosprawnej kogeneracji o mocy cieplnej do 3 MW w przypadku indywidualnych rolników i mocy do 30MW w przypadku spółdzielni energetycznych. Tego typu programy powinny objąć wsparcie budowy instalacji biogazowych komunalnych. Z kolei nowy program pn. „Wysokosprawna kogeneracja z biogazu wytwarzanego z biomasy, w tym z odpadów komunalnych” ma wspierać produkcję biogazu z biomasy, ze szczególnym uwzględnieniem biomasy odpadowej, w celu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji. Program realizowany będzie w latach 2025-2030 i finansowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej z Funduszu Modernizacyjnego. W ramach programu planowane jest wybudowanie 14 instalacji biogazowych, które będą produkować energię elektryczną i ciepłą w warunkach wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej mocy wynoszącej co najmniej 32 MW. Oczekuje się, że

²⁶ Łukomska A., *Biogazownie komunalne: czas na współpracę publiczno-prywatną*. 07.01.2025, <https://magazynbiomasa.pl/biogazownie-komunalne-czas-na-wspolprace-publiczno-prywatna> (dostęp 08.01.2025).

²⁷ *Eksperymentalna biogazownia włączona do systemu ogrzewania*, 24.11.2022r., <https://rynek-ciepła.cire.pl/artykuly/cieplownictwo/wielkopolskie-eksperymentalna-biogazownia-wlaczona-do-systemu-ogrzewania> (dostęp 08.01.2025).

²⁸ Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzynie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r> (dostęp 12.01.2025).

²⁹ *Rusza program „Energia dla wsi”*, 18.01.2023 r., <https://www.gov.pl/web/rolnictwo/rusza-program-energia-dla-wsi> (dostęp: 10.01.2025).

te instalacje będą wytwarzać przynajmniej 40 mln m³ biogazu rocznie przyczyniając się do przetwarzania co najmniej 320 tys. Mg odpadów rocznie³⁰. Substratem, który może mieć znaczący udział w produkcji biogazu w Polsce, są niewątpliwie osady ściekowe generowane w oczyszczalniach ścieków. Osady te zawierają dużą ilość materii organicznej, która może być efektywnie przetwarzana w procesie fermentacji³¹. W ostatnich latach w Polsce obserwuje się dynamiczny rozwój budowy i rozbudowy sieci kanalizacyjnych oraz oczyszczalni ścieków komunalnych, co prowadzi do powstawania dużych ilości komunalnych osadów ściekowych. Wg danych statystycznych w roku 2022 wytworzonych zostało w Polsce 1012,4 tys. Mg s.m. osadów ściekowych, w tym 580,7 tys. Mg s.m. osadów komunalnych³². Przyjmując, że z 1 Mg suchej masy osadów komunalnych można uzyskać od 0,27 do 0,55 m³ biogazu, (średnio 0,4 m³/Mg) o zawartości ok. 55% metanu³³ to potencjał biogazu, który mógłby zostać wyprodukowany w oczyszczalniach ścieków zlokalizowanych na terenie Polski przy sprzyjających warunkach wynosi 232,2 mln m³. W Polsce funkcjonuje 3260 oczyszczalni ścieków³⁴, z czego tylko 140 z nich dysponuje instalacjami do fermentacji osadów ściekowych. z kolei 3/4 tych oczyszczalni posiada systemy do produkcji energii cieplnej i/lub elektrycznej. Zaledwie 6 proc. działających w Polsce oczyszczalni ścieków wytwarza aktualnie biogaz. Ostatnie dane wykazały, że produkcja energii elektrycznej i cieplnej w oczyszczalniach ścieków wyniosła odpowiednio 350,8 GWh i 105,6 TJ³⁵. Dlatego też konieczne jest podejmowanie pewnych działań zwiększających wykorzystanie osadów ściekowych w celach energetycznych w oczyszczalniach ścieków. Bariera stosowalności fermentacji metanowej z osadów ściekowych jest wielkość oczyszczalni w kontekście ilości wytwarzanych osadów ściekowych. Przyjmuje się, że opłacalność fermentacji jest osiągalna dla obiektów o przepustowości powyżej 30 000 m³/d i ilości wytwarzanych osadów ściekowych powyżej 2,2 Mg s.m./d. Znane są technologie dedykowane dla oczyszczalni o mniejszej przepustowości, np. dla gminnych obiektów. Małe gminne oczyszczalnie ścieków w Polsce stanowią istotną grupę, ok. 8-0% wszystkich oczyszczalni w Polsce. Wśród nich około 600 oczyszczalni ścieków charakteryzuje się przepustowością w przedziale od 1 do 5 tysięcy m³. Niemniej jednak, mniejsze instalacje nie są

³⁰ Poprawska-Borowiec K., *Miliard złotych dofinansowania na biogazownie. Startują konsultacje*. 21.01.2025, <https://www.gramzielone.pl/bioenergia/20298824/energia-i-cieplo-z-biomasy-i-odpadow-nfosigw-rozpoznal-konsultacje-spoleczne-nowego-programu> (dostęp: 21.01.2025).

³¹ Ruszel M., Masłoń A., Ogarek P., *Analysis of biogas from sewage sludge digestion in terms of diversification in the natural gas production structure in Poland*, "Desalination and Water Treatment", 232(2021), 298-307.

³² GUS, *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).

³³ Masłoń A., Czarnota J., Szczyrba P., Szaja A., Szulżyk-Cieplak J., Łagód G., *Assessment of Energy Self-Sufficiency of Wastewater Treatment Plants—A Case Study from Poland*, "Energies", 17(5), 2024, 1164.

³⁴ GUS, *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).

³⁵ Ruszel M., Masłoń A., Ogarek P., *Analysis of biogas from sewage sludge digestion in terms of diversification in the natural gas production structure in Poland*, "Desalination and Water Treatment", 232(2021), 298-307.

jeszcze w pełni przygotowane do implementacji rozwiązań związanych z fermentacją metanową, w przeciwieństwie do większych obiektów, które dysponują bardziej zaawansowanymi technologiami i infrastrukturą. Badania oraz analiza stanu techniki wykazują, że taka wydajność może być wystarczająca do zasilenia mikrobiogazowni o mocach w zakresie 20-100 kW. Stanowi to z jednej strony szansę, ale także wyzwanie w zakresie eksploatacji takich instalacji biogazowych pod względem technologicznym i energetycznym.

Niewątpliwym problemem biogazowni jest ich rozproszenie i indywidualne wykorzystanie. Przykładowo porównanie biogazowni rolniczej z biogazownią w oczyszczalni ścieków wskazuje na kilka kluczowych różnic i podobieństw, które wpływają na ich efektywność oraz zastosowania i lokalne wykorzystanie biogazu do celów energetycznych, przede wszystkim do produkcji prądu. Skojarzona produkcja ciepła w procesie kogeneracji w tym przypadku spożytkowana jest na własne cele technologiczne. Analizując potencjał biogazu w Polsce, warto również rozważyć bilans biogazu składowiskowego. Z jednej strony zauważalne jest wyczerpywanie się substancji organicznych w odpadach, które zostały zdeponowane, natomiast z drugiej strony ograniczenia w eksploatacji składowisk prowadzą do stopniowego zmniejszania się ilości tego źródła biogazu, aż do całkowitego zaniku. Świadczą o tym dane GUS-u. I tak, w 2023 r. funkcjonowało 254 składowisk przyjmujących odpady komunalne, zajmujących łączną powierzchnię 1 632,7 ha. 92% kontrolowanych składowisk odpadów komunalnych wyposażonych było w instalacje służące do odgazowywania. Na tych składowiskach 36% instalacji stanowiły instalacje z gazem uchodzącym bezpośrednio do atmosfery, 38% instalacje służące do unieszkodliwiania gazu poprzez spalanie bez odzysku energii, zaś 25% instalacje z odzyskiem energii. Aktualnie funkcjonuje zaledwie 52 biogazowni przy składowiskach odpadów o łącznej mocy 55,59 MW³⁶. Poprzez spalanie ujętego biogazu odzyskano ok. 137,714 mln MJ energii cieplnej oraz ok. 115 352 tys. kWh energii elektrycznej³⁷. Analiza wskazuje na celowość intensyfikacji wykorzystania biogazu ze składowisk do celów energetycznych.

Aby skutecznie wykorzystać biogaz w ciepłownictwie, konieczne są inwestycje, zwłaszcza w zakresie podłączenia instalacji biogazowych do sieci ciepłowniczych. Analiza tematu wskazuje na znaczące możliwości rozwoju w tej dziedzinie. Biogazownie czy to rolnicze czy komunalne z jednej strony powinny być lokalizowane w odpowiedniej odległości od zabudowań mieszkalnych, aby zminimalizować uciążliwości dla mieszkańców, a jednocześnie muszą być zintegrowane zarówno z sieciami energetycznymi, jak i z miejskim

³⁶ Raport *Biogaz i metan w Polsce 2024*. <https://magazynbiomasa.pl/> (dostęp: 04.01.2025)

³⁷ GUS, *Ochrona środowiska w 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025)

ciepłownictwem, aby ciepło mogło być efektywnie wykorzystywane przez lokalne społeczności do celów ogrzewniczych. Taki konsensus w podejściu do lokalizacji i integracji biogazowni jest kluczowy dla dekarbonizacji ciepłownictwa.

Podsumowanie i wnioski

Podsumowując, odpady komunalne mają znaczący potencjał, aby odegrać kluczową rolę w dekarbonizacji ciepłownictwa. Dokonano szczegółowej analizy wytwarzania poszczególnych frakcji odpadów komunalnych – kalorycznych i biodegradowalnych, które mogą być wykorzystywane w energetyce skojarzonej do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Możliwości wykorzystania odpadów komunalnych w elektrociepłowniach i ciepłowniach w procesach termicznego przetwarzania pozwalają na racjonalne odzyskiwanie energii do celów grzewczych. Z kolei transformacja odpadów komunalnych biodegradowalnych, w tym osadów ściekowych, w biogaz, a następnie w biometan, umożliwia ich wykorzystanie w instalacjach ciepłowniczych. Nie mniej jednak, ciepłownictwo systemowe należy rozpatrywać jako układ lokalny w takim stopniu, że jego funkcjonowanie i jego efektywność są ściśle związane z lokalnymi uwarunkowaniami, potrzebami społeczności oraz dostępnością zasobów – w tym przypadku odpadów do produkcji energii ciepłej. Celowe wobec tego staje się wykorzystanie lokalnych odpadów co determinuje zmniejszenie kosztów transportu paliwa.

W Polsce rozwój instalacji przetwarzania odpadami komunalnymi zyskuje na znaczeniu, a wsparcie finansowe staje się kluczowym elementem tego procesu. W obliczu rosnącej potrzeby dekarbonizacji sektora energetycznego oraz efektywnego zarządzania odpadami, rząd oraz różne instytucje, w tym Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), oferują szereg programów mających na celu ułatwienie inwestycji w obiekty, które będą pełnić zarówno funkcję przetwarzania odpadów, jak i wytwarzania energii.

Aktualnie w ramach Funduszu Modernizacyjnego, de facto finansowanego z dochodów z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), do 2030 roku planuje się w Polsce budowę 17 instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych o łącznej wydajności na poziomie 767 tys. ton odpadów rocznie i mocy 246 MW w wysokosprawnej kogeneracji. Równolegle planowane jest sfinansowanie 14 instalacji biogazowych, które będą produkować energię elektryczną i ciepłą w warunkach wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej mocy wynoszącej co najmniej 32 MW. Oczekuje się, że te instalacje będą wytwarzać przynajmniej 40 mln m³ biogazu rocznie, przyczyniając się do przetwarzania co najmniej 320 tys. Mg odpadów rocznie. Działania tego typu pozwolą jedynie zagospodarować około 1 miliona

ton odpadów, co jest jednak kroplą w morzu potrzeb. Całkowita moc szacowana jest na ok. 280 MW. W obliczu rosnącej ilości odpadów komunalnych oraz wyzwań związanych z ich zarządzaniem i odzyskiem energetycznym konieczne są skondensowane działania w zakresie przede wszystkim współpracy międzysektorowej – odpadowej i energetycznej.

Z uwagi na bardzo wysoki potencjał wytwarzania biogazu z różnego rodzaju odpadów komunalnych w Polsce, istnieje zasadność zwrócenia uwagi na ten typ energii. W kontekście znacznych ilości odpadów komunalnych, w tym biodegradowalnych, celowe staje się opracowanie Krajowego Programu Biogazowni, na wzór innych jak KPGO³⁸ czy KPOŚK³⁹, w powiązaniu z Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu, który stanowiłby mapę kierunków rozwoju sektora biogazowego w Polsce. Program ten powinien obejmować identyfikację lokalizacji biogazowni w poszczególnych województwach, w tym określenie miejsc, w których budowa biogazowni i biometanowni byłaby najbardziej efektywna, biorąc pod uwagę dostępność odpadów oraz infrastrukturę energetyczną, w tym sieć ciepłowniczą. Dodatkowo program powinien monitorować postępy oraz oceniać wpływ na środowisko i gospodarkę. Krajowy Program Biogazowni może zatem przyczyni się do efektywnego wykorzystania biogazu, wspierając cele zagospodarowania odpadów i dekarbonizacji ciepłownictwa.

Wdrożenie nowoczesnych technologii przetwarzania i unieszkodliwiania odpadów komunalnych (biogazownie, spalarnie) oraz skuteczne zarządzanie odpadami mogą prowadzić do znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych, poprawy efektywności energetycznej oraz wspierania zrównoważonego rozwoju. W dłuższej perspektywie integracja odpadów z systemem ciepłowniczym sprzyja rozwojowi gospodarki o obiegu zamkniętym, w której odpady traktowane są jako cenne zasoby. Taki model nie tylko przyczynia się do ochrony środowiska, ale także wspiera lokalne społeczności, tworząc nowe miejsca pracy i stymulując rozwój regionalny.

³⁸ Krajowy Plan Gospodarki Odpadami; zakres działań niezbędnych dla zapewnienia zintegrowanej gospodarki odpadami, zgodnej z hierarchią sposobów postępowania z odpadami, wpisującej się w działania gospodarki o obiegu zamkniętym.

³⁹ Krajowy program oczyszczania ścieków komunalnych, stanowi wykaz aglomeracji, które muszą zostać wyposażone w systemy kanalizacji zbiorczej i oczyszczalnie ścieków w terminach określonych w Programie. Do chwili obecnej przeprowadzono sześć jego aktualizacji w latach: 2005, 2009, 2010, 2015, 2017 i 2022.

Bibliografia

1. Banaś M., Pająk T., Bator J., Wróbel W., Ciula J., *Energy Efficiency Analysis of Waste-to-Energy Plants in Poland*, "Energies", 2024, 17(10):2390.
2. Curkowski A., Oniszk-Popławska A., *Surowce do produkcji biogazu-uproszczona metoda obliczenia wydajności biogazowni rolniczej*, „Czysta Energia”, Nr 1 (2010), 25-27.
3. Drozdowski W., *Polskie ciepłownictwo w I półroczu 2024*, <https://raporty-branzowe.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-cieplownictwo-w-i-polroczu-2024-raport-cire> (dostęp: 03.01.2025)
4. *Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej*, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a214c850-e574-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0013.02/DOC_1&format=PDF (dostęp: 11.01.2025).
5. *Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022AP0317&from=EN> (dostęp: 12.01.2025).
6. *Eksperymentalna biogazownia włączona do systemu ogrzewania*, 24.11.2022, <https://rynek-ciepla.cire.pl/artykuly/cieplownictwo/wielkopolskie-eksperymentalna-biogazownia-wlaczona-do-systemu-ogrzewania> (dostęp 08.01.2025)
7. Elźbieciak T., *Spalarnie zyskały miliardy wsparcia, ale czy to wystarczy?* <https://wysokienapiecie.pl/97616-spalarnie-zyskaly-miliardy-wsparcia/> (dostęp: 08.01.2025).
8. *Energetyka ciepła w liczbach*. Urząd Regulacji Energetyki, październik 2023, <https://www.ure.gov.pl/> (dostęp: 09.01.2025).
9. Euroheat & Power, *DHC Market Outlook 2024*, <https://www.euroheat.org/data-insights/outlooks/dhc-market-outlook-2024> (dostęp: 03.01.2025).
10. Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics&oldid=389032 (dostęp: 10.01.2025).
11. GUS, *Infrastruktura komunalna - energetyczna i gazowa w 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).
12. GUS, *Ochrona środowiska w 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).
13. GUS, *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).
14. GUS, *Zużycie paliw i nośników energii w 2023*, Warszawa 2024, <https://stat.gov.pl/> (dostęp: 07.01.2025).
15. *Heat Roadmap Europe 2050*. Aalborg University, Denmark, 2013.
16. *Ile w emisjach dwutlenku węgla ze spalania odpadów jest kopalne a ile biogenne i odnawialne?* <https://envag.com.pl/baza-wiedzy/ile-w-emisjach-dwutlenku-węgla-ze-spalania-odpadow-jest-kopalne-a-ile-biogenne-i-odnawialne/> (dostęp: 08.01.2025).
17. Jentsch A., *DHC, Market Outlook, insights and trends*. https://www.cogenworld.org/wp-content/uploads/2023/11/CWT05_081123_Dr_Andrej_Jentsch_IEA-DHC.pdf (dostęp: 12.01.2025).
18. Łukomska A., *Biogazownie komunalne: czas na współpracę publiczno-prywatną*. 07.01.2025, <https://magazynbiomasa.pl/biogazownie-komunalne-czas-na-wspolprace-publiczno-prywatna> (dostęp 08.01.2025).
19. Majewski S., *ETS dla spalarni powyżej 10 MW mocy zainstalowanej? Propozycja Zero Waste Europe 2024*, https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/ets-dla-spalarni-powyzej-10-mw-mocy-zainstalowanej-propozycja-zero-waste-europe-15297.html?fbclid=IwZXh0bGhZw0CMTEAAR0GW2BV-_ujuETRozZ3a4gfAU5q7Gx02103ghdYoK4v1_0VUn8uUYNkGGY_aem_slwXOCXhU-2msvJUAXFG1g (dostęp: 08.01.2025).
20. *Mapa biogazowni rolniczych w Polsce*, 2023. <https://magazynbiomasa.pl/> (dostęp: 10.01.2025).
21. Masłoń A., Czarnota J., Szczyrba P., Szaja A., Szulżyk-Cieplak J., Łągód G., *Assessment of Energy Self-Sufficiency of Wastewater Treatment Plants—A Case Study from Poland*, "Energies", 17(5), 2024, 1164.
22. Poprawska-Borowiec K., *Miliard złotych dofinansowania na biogazownie. Startują konsultacje*. 21.01.2025, <https://www.gramzielone.pl/bioenergia/20298824/energia-i-cieplo-z-biomasy-i-odpadow-nfosigw-rozpoczal-konsultacje-spoleczne-nowego-programu> (dostęp: 21.01.2025).
23. *Population Division*, Department of Economic and Social affairs, United Nations 2010, <https://www.un.org/> (dostęp: 08.01.2025).
24. *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030*, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzynie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r> (dostęp 12.01.2025).
25. *Raport Biogaz i metan w Polsce 2024*, <https://magazynbiomasa.pl/> (dostęp: 04.01.2025).
26. *Raport IOS-PIB Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w 2022*, <https://ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/05/termiczne-przekształcanie-odpadow-komunalnych-2022-v004b.pdf> (dostęp 05.01.2025).
27. *Raport Transformacja energetyczna w Polsce*, Forum Energii, maj 2024.
28. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów* (Dz.U. 2016, poz. 847).
29. *Rusza program „Energia dla wsi”*, 18.01.2023, <https://www.gov.pl/web/rolnictwo/rusza-program-energia-dla-wsi> (dostęp: 10.01.2025).
30. Ruszel M., Masłoń A., Ogarek P., *Analysis of biogas from sewage sludge digestion in terms of diversification in the natural gas production structure in Poland*, "Desalination and Water Treatment", 232(2021), 298-307.
31. *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki*, kwiecień 2024, <https://www.ure.gov.pl/> (dostęp: 09.01.2025).
32. Szlachta J., *Biogaz rolniczy*. Wydawnictwo KPODR Minikowo, 2008.
33. *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii* (Dz.U., 2015 poz. 478).
34. Węglarzy K., Stekla, J., *Agrozownia w ochronie środowiska rolniczego*, „Wiadomości Zootechniczne”, Nr 47(3), 2009.



Instytut Polityki Energetycznej
im. Ignacego Łukasiewicza

Inkubator Technologiczny 4
Jasionka 954E
36-002 Jasionka

e-mail: biuro@instytutpe.pl
www.instytutpe.pl