LEWIATAN

Rozwiązania wspierające dekarbonizację ciepłownictwa systemowego

Polska ma jeden z największych w Unii Europejskiej rynków ciepłownictwa systemowego – jest na drugim miejscu pod względem sprzedaży ciepła spośród państw członkowskich. Zgodnie z naszymi szacunkami, w 2025 roku ok. 44% gospodarstw domowych korzystało z ciepła systemowego (w porównaniu np. do Niemiec, gdzie udział ten wynosił ok. 17%).

Systemy ciepłownicze i chłodnicze dysponują ogromnym potencjałem w zakresie oszczędności energii pierwotnej w UE. Polskie przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą szeroko zakrojone programy inwestycyjne, jednak niezależnie od tego rynek wciąż jest wysokoemisyjny i wymaga pilnej modernizacji.

Odbiorcami ciepła systemowego są nie tylko gospodarstwa domowe, ale również zakłady przemysłowe, które oczekują, że ciepło dostarczane na potrzeby ich działalności będzie ograniczać generację śladu węglowego przypisanego do ich produktów. Stoimy więc na stanowisku, że transformacja ciepłownictwa systemowego musi być prowadzona kompleksowo i traktowana priorytetowo.

Sektor ciepłownictwa systemowego znajduje się w fazie stabilizacji rynkowej po kryzysie energetycznym, jednak boryka się z fundamentalnymi problemami strukturalnymi i finansowymi.

Struktura paliwowa i emisje
udział węgla spada (57,4% w 2024 r. wobec 61,2% rok wcześniej), ale nadal paliwa węglowe odpowiadają za większość produkowanego ciepła systemowego. Rośnie udział gazu (15,2%) i OZE (14,7%), z czego dominującym paliwem OZE jest biomasa. Produkcja ciepła w Polsce jest wciąż wysokoemisyjna, co generuje wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2.

Kondycja finansowa
Rentowność sektora w 2024 r. uległa poprawie dzięki stabilizacji cen paliw, ale pozostaje ujemna (minus 0,49%). Szczególnie trudna jest sytuacja jednostek kogeneracyjnych (rentowność minus 3,67%).

Luka inwestycyjna
Nakłady inwestycyjne (ok. 4,7 mld zł w 2024 r.) są niewspółmierne do potrzeb. Szacuje się, że procesy transformacyjne do 2050 r. wymagają nakładów rzędu 299–466 mld zł (10–15 mld zł rocznie).

Problem efektywności
Znaczna większość systemów w Polsce nie spełnia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego według dyrektywy EED, co grozi odcięciem od środków unijnych

Kierunki transformacji sektora ciepłowniczego wyznaczają regulacje unijne, w tym zwłaszcza postanowienia Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (Dyrektywa EED).

Zgodnie z tą dyrektywą systemy ciepłownicze muszą uzyskać status efektywnych energetycznie, poprzez systematyczne zwiększanie udziału ciepła z OZE i ciepła odpadowego. Nowa definicja efektywnego systemu narzuca progi: min. 35% OZE/ciepła odpadowego w 2035 r. oraz przejście wyłącznie na OZE i ciepło odpadowe do 2050 r.
Ponadto, polskie systemy ciepłownicze są wysokotemperaturowe, co stanowi dodatkowe wyzwanie, ponieważ nie wszystkie technologie zapewniają wysokie parametry temperaturowe.

Uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego jest warunkiem koniecznym do ubiegania się o dofinansowanie ze środków unijnych.

W świetle przedstawionych powyżej uwarunkowań transformacja ciepłownictwa systemowego w Polsce wymaga skoordynowanych działań regulacyjnych, inwestycyjnych i technologicznych.

Skala rynku, jego rola w ograniczaniu emisji, a także rosnące wymagania wynikające z polityki klimatycznej UE sprawiają, że proces dekarbonizacji sektora musi być prowadzony w sposób systemowy i długofalowy. Dlatego w dalszej części materiału przedstawiamy zestaw propozycji rozwiązań, które w naszej ocenie mogą skutecznie wesprzeć modernizację i dekarbonizację ciepłownictwa systemowego w Polsce.

PROPOZYCJE ROZWIĄZAŃ

01 Zrównoważona dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego z wykorzystaniem biomasy

02 Finansowanie transformacji i pomoc publiczna

03 Sprawiedliwa kontynuacja polityki klimatycznej dzięki reformie ETS

04 Wspieranie technologii Power-to-Heat

05 Zwiększenie wykorzystania ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym

06 Usprawnienie procesu wydawania gwarancji pochodzenia ciepła

07 Uproszczenia inwestycji w wielkoskalowe pompy ciepła

08 Biometan – odnawialne paliwo gazowe w ciepłownictwie systemowym

09 Integracja sektorów

01 Zrównoważona dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego z wykorzystaniem biomasy

Nowelizacja Krajowego Planu Energii i Klimatu (KPEiK) zakłada pragmatyczną i urealnioną transformację ciepłownictwa systemowego z uwzględnieniem zrównoważonej biomasy, w tym biomasy leśnej, oraz jej niezbędnej roli w procesie dekarbonizacji systemów ciepłowniczych w Polsce. Źródła ciepła oparte na spalaniu biomasy leśnej zagwarantują szybsze tempo transformacji i odejścia od węgla, bezpieczeństwo dostaw ciepła, a także akceptowalne społecznie koszty transformacji.

Jakie korzyści dla transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce przyniesie wykorzystanie potencjału zrównoważonej biomasy?

Przyśpieszenie tempa dekarbonizacji

Biomasa to jedyne dostępne obecnie paliwo OZE, które może zastąpić węgiel i być alternatywą dla paliwa gazowego w zapewnieniu wysokotemperaturowego ciepła oraz odpowiednich parametrów tego ciepła dla odbiorców końcowych, zwłaszcza w sezonie zimowym.

Technologie biomasowe charakteryzują się wysoką dojrzałością technologiczną i umożliwiają szybką i sprawną dekarbonizację systemów ciepłowniczych oraz uzyskanie statusu efektywności energetycznej zgodnie z wymaganiami regulacji unijnych (do 2035 roku wymagane jest osiągnięcie co najmniej 35% udziału OZE lub ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych).

Zastąpienie źródeł węglowych biomasowymi źródłami ciepła jest często jedynym realnym rozwiązaniem dla mniejszych systemów ciepłowniczych, gdzie nie ma innej, dostępnej alternatywy technologicznej (brak dostępnych mocy przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej, brak ścieków, geotermii itd.)

Kotły na biomasę są jednym z dwóch realnie dostępnych rozwiązań (obok instalacji termicznego przekształcania odpadów) pozwalających na odejście od paliw kopalnych w przemyśle wykorzystującym parę wysokotemperaturową (proces w praktyce niemożliwy do bezpośredniej elektryfikacji).

Bezpieczeństwo dostaw ciepła

Biomasa jako jedyne paliwo z OZE jest łatwo magazynowalna i może być wykorzystywana w dowolnym momencie. Może być pozyskiwana lokalnie – tym samym zapewnia stabilność i bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców w okresach największego zapotrzebowania na ciepło, czyli w sezonie zimowym.

Wysokosprawne i stabilne źródła biomasowe doskonale uzupełniają inne OZE, które są niskotemperaturowe, sezonowe, pogodozależne i z ograniczoną możliwością magazynowania. Źródła biomasowe pełnią rolę swoistego bezpiecznika.

Akceptowalne koszty transformacji

Analizy wykazują, że zastosowanie biomasowych źródeł ciepła, zwłaszcza w małych i średnich systemach ciepłowniczych, przekłada się korzystnie na ceny ciepła dla mieszkańców mniejszych miast i gmin. Koszty transformacji energetycznej muszą być akceptowalne społecznie.

Jak optymalnie wykorzystać potencjał biomasowych źródeł energii?

Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego

KPEiK uznaje ważną rolę zrównoważonej biomasy, w tym biomasy leśnej, w transformacji ciepłownictwa systemowego i jest pozytywnym sygnałem dla sektora ciepłowniczego. W ślad za zmianami dokonanymi w aktualizacji KPEiK, biomasa powinna być ujęta w katalogu technologii kwalifikujących się do uzyskania dofinansowania. Konieczne jest pilne uruchomienie programu na dofinansowanie dla inwestycji w biomasowe źródła energii. Dostrzegamy także pilną potrzebę uruchomienia programu dofinansowania dla kotłów wodnych na biomasę. Źródła te są często jedyną możliwością na wdrożenie pierwszego etapu dekarbonizacji systemów ciepłowniczych w małych i średnich miastach. W przypadku braku dofinansowania cały koszt inwestycji w małe, lokalne źródła biomasowe, poniosą odbiorcy ciepła w tych gminach. Zapewnienie odpowiednich mechanizmów wsparcia inwestycyjnego i operacyjnego będzie mieć kluczowe znaczenie dla możliwości realizacji takich inwestycji oraz dla ceny ciepła dla odbiorców.

Dostępność biomasy

Konieczne jest zagwarantowanie dostępności zrównoważonej biomasy leśnej na potrzeby sektora ciepłowniczego, w szczególności dla mniejszych, lokalnych systemów ciepłowniczych np. do 20 MW, gdzie ograniczone jest zastosowanie innych technologii (np. Power-to-Heat), a także dla sektora przemysłowego, w szczególności dla branż, które opierają się na wykorzystaniu pary wysokotemperaturowej i dla których wykorzystanie biomasy jest jedną z niewielu dostępnych opcji dekarbonizacji.

Stabilność przepisów prawa

Konieczna jest jasna deklaracja, że w polskim porządku prawnym została już wdrożona zasada kaskadowego wykorzystania biomasy leśnej. Stabilność i przewidywalność przepisów prawa dotyczących biomasy leśnej jest niezbędnym warunkiem realizacji inwestycji w biomasowe źródła ciepła przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

02 Finansowanie transformacji i pomoc publiczna

Sektor stoi przed luką inwestycyjną rzędu 300–500 mld zł do 2050 roku. Jak wskazuje Prezes URE, obecne przychody branży z działalności ciepłowniczej na poziomie 42 mld zł rocznie nie pozwalają na sfinansowanie transformacji jedynie z taryf na ciepło, ale „przede wszystkim z zewnętrznych źródeł finansowania". Wdrożenie rozwiązań zaproponowanych poniżej pozwoli na szybszą transformację bez nadmiernego obciążania odbiorców końcowych ciepła.

Wsparcie finansowe dzięki zwiększeniu intensywności pomocy publicznej
W 2026 roku Komisja Europejska ma zaproponować zmiany do rozporządzenia GBER, które określa zasady przyznawania pomocy publicznej m.in. na energetykę i ciepłownictwo. Polska branża ciepłownicza zaapelowała o szereg modyfikacji, które będą stanowić realne wsparcie w transformacji energetycznej. Są to przede wszystkim: zwiększenie poziomu intensywności pomocy publicznej w ciepłownictwie o 15 punktów procentowych (do 60% dla inwestycji OZE i do 45% dla pozostałych inwestycji), podniesienie progu notyfikacji pomocy na systemy ciepłownicze i chłodnicze oraz na ochronę środowiska oraz zapewnienie pomocy publicznej kotłom elektrycznym, w tym elektrodowym wykorzystującym energię ze źródeł odnawialnych.

Zwiększenie limitów pomocy oraz rozszerzenie katalogu technologii objętych wsparciem pozwoli ograniczyć wysoki CAPEX na nowe projekty, co powinno przełożyć się na wzrost inwestycji w niskoemisyjne i odnawialne ciepło systemowe.

Kontynuacja transformacji dzięki przedłużeniu kluczowych systemów finansowania
Fundusz Modernizacyjny, finansowany ze środków ze sprzedaży uprawnień do emisji CO2 i dostępny dla 13 państw Unii Europejskiej, w tym Polski, stanowi obecnie jedno z najważniejszych źródeł finansowania dla polskiego rynku ciepłownictwa systemowego. Nabory w programach takich jak: Digitalizacja sieci ciepłowniczych, Kogeneracja dla ciepłownictwa czy OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa są szeroko wykorzystywane i wciąż potrzebne. Działanie Funduszu Modernizacyjnego jest obecnie ograniczone do 2030 roku, co stawia pod znakiem zapytania wykonalność kapitałochłonnych inwestycji w latach 2030-2040. Potrzebne jest przedłużenie Funduszu Modernizacyjnego na V fazę EU ETS.

Wydłużenie okresu instrumentu pomocowego, który jest już dobrze znany wielu polskim przedsiębiorcom, pozwoli ograniczyć wysoki CPAEX na nowe projekty, co powinno przełożyć się na efektywną kontynuację programów inwestycyjnych w niskoemisyjne i odnawialne ciepło systemowe.

Brak opóźnień projektowych dzięki efektywnemu zarządzaniu funduszami
Duże projekty infrastrukturalne, takie jak budowa nowej jednostki wytwórczej czy rozbudowa lub modernizacja sieci ciepłowniczej, projektowane są w perspektywie kilku lat, w związku z czym budżety na ich realizację powinny być odpowiednio zabezpieczone. Tymczasem stosowany tryb i okres składania wniosków o wsparcie finansowe uniemożliwia efektywne przygotowanie się potencjalnego beneficjenta do uczestnictwa w danym naborze. Branża odnotowuje wielokrotne opóźnienia w publikacji naborów lub w ogłaszaniu ich wyników, a także niedostosowanie czasu trwania naboru do specyfiki przygotowania wniosku o dofinansowanie w danej dziedzinie. Zdaniem przedsiębiorstw ciepłowniczych termin, czas trwania i tryb naboru powinien uwzględniać charakterystyczny dla branży okres prowadzenia inwestycji. Dla infrastruktury ciepłowniczej jest to zazwyczaj okres od czerwca do września/października, dlatego optymalny termin rozpoczęcia naboru to luty/marzec każdego roku.

Optymalizacja zarządzania dostępnymi funduszami pozwoli na terminową realizację projektów transformacji energetycznej, co powinno przełożyć się na szybszą redukcję emisji, realizację celów klimatycznych, a w długiej perspektywie: ograniczenie kosztów dla odbiorców.

03 Sprawiedliwa kontynuacja polityki klimatycznej dzięki reformie ETS

Dostrzegamy rolę systemu EU ETS jako filaru unijnej polityki energetyczno-klimatycznej, dzięki któremu Unia Europejska stała się prekursorem globalnych zmian w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i rozwoju odnawialnych źródeł energii. Z drugiej strony, w ślad za raportem Mario Draghiego uznajemy, że projekty dekarbonizacyjne muszą być prowadzone w oparciu o cele nadrzędne: podniesienie konkurencyjności europejskiego przemysłu, rozwój gospodarki innowacyjnej oraz uniezależnienie od dostaw z państw trzecich. Systematyczne zwiększanie obciążenia związanego z systemem ETS, odczuwalne szczególnie w państwach o większym wskaźniku emisyjności gospodarki, bez przeprowadzenia gruntownej reformy systemu może prowadzić do obniżenia potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw i rezygnacji z realizacji części projektów.

W związku z powyższym branża ciepłownicza proponuje szereg postulatów w zakresie rewizji EU ETS: zabezpieczenie przed nagłymi skokami cen uprawnień do emisji np. poprzez stworzenie korytarza cenowego, dodatkowe bezpłatne uprawnienia do emisji dla ciepłownictwa dzięki drugiej fazie Planów Neutralności Klimatycznej, pozostawienie obecnego progu mocy instalacji stacjonarnych w ETS 1, złagodzenie negatywnych skutków wdrożenia systemu ETS 2 m.in. poprzez bezpłatne uprawnienia dla efektywnych systemów ciepłowniczych, odroczenie decyzji o włączeniu instalacji termicznego przekształcania odpadów do systemu przynajmniej do 2031 roku (i włączenie ich najwcześniej w 2036 roku). W Polsce konieczne jest także skuteczne przekazanie 100% środków finansowych ze sprzedaży uprawnień do emisji na transformację energetyczną i coroczne monitorowanie wydatkowania tych środków.

Rewizja systemu ETS pozwoli na kontynuację transformacji energetycznej bez nadmiernego obciążania przemysłu i odbiorców kosztami tych przemian, w myśl zasady sformułowanej w Agendzie 2030 na rzecz Zrównoważonego Rozwoju jako: Nikt nie powinien pozostawać w tyle.

04 Wspieranie technologii Power-to-Heat (P2H)

Niezbędna jest kwalifikacja ciepła z kotła elektrycznego jako OZE – uznanie całego strumienia ciepła wytworzonego w kotle elektrycznym z energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych za ciepło z OZE spełniające kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego.

Obejmuje to pełne zaliczenie takiego ciepła do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

Wymogi dotyczące uznania ciepła z kotłów elektrycznych zasilanych OZE za element spełniający wymogi definicji efektywnego systemu zostały zaproponowane w projekcie ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (UDER92) i skonsultowane z sektorem ciepłowniczym. Zgodnie z tą propozycją za ciepło z OZE uznawane będzie ciepło wyprodukowane w kotle elektrycznym z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii dostarczonej do tego kotła:

- na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (PPA), w której wytwórca zobowiązał się dostarczać energię elektryczną wytworzoną z odnawialnych źródeł energii w indywidualnie wskazanej instalacji lub instalacjach lub,
- przez krajowy system elektroenergetyczny z uwzględnieniem średniego udziału energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii w roku poprzednim,
- bezpośrednio z instalacji odnawialnego źródła energii.

Konfederacja Lewiatan popiera zaproponowane rozwiązania, zwracając jednocześnie uwagę na konieczność ewaluacji projektowanych propozycji w przyszłości oraz ewentualną potrzebę wprowadzenia stosownych zmian, w zależności od oceny funkcjonowania obecnego mechanizmu, szczególnie w zakresie udziału odnawialnej energii elektrycznej dostarczonej przez krajowy system elektroenergetyczny na potrzeby kotłów elektrycznych.

Potrzebne jest wprowadzenie obowiązku zakupu/odbioru całego strumienia ciepła z kotłów elektrycznych, kwalifikowanego jako ciepło z OZE.

Rozszerzenie obowiązku zakupu ciepła na ciepło z kotłów elektrycznych zasilanych energią elektryczną z OZE zostało zaproponowane w projekcie ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (UDER92) i skonsultowane z sektorem ciepłowniczym. Konfederacja Lewiatan popiera zaproponowane rozwiązania, zwracając jednocześnie uwagę na problemy interpretacyjne w określeniu wolumenu zakupu ciepła podlegającego obowiązkowi zakupu w przypadku korzystania przez kocioł elektryczny z energii elektrycznej dostarczonej przez krajowy system elektroenergetyczny (np. obowiązek zakupu 30% ciepła z kotła jako części kwalifikowanej jako OZE).

- **Należy jednoznaczne doprecyzować zasady kwalifikacji ciepła wytwarzanego w pompach ciepła jako ciepło OZE** poprzez wskazanie, że na potrzeby uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie za ciepło z odnawialnych źródeł energii uznaje się cały strumień ciepła wytworzonego w pompie ciepła. Skorzystanie z tej możliwości obwarowane jest spełnieniem przez pompę ciepła minimalnych wskaźników efektywności – tj. minimalnego szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej. Powyższa propozycja wynika z Zalecenia Komisji (UE) 2024/2395 z dnia 2 września 2024 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791.

  Ciepło z pomp ciepła nie zostało wprost objęte tym obowiązkiem ani w obowiązujących obecnie ani w procedowanych przepisach. Stoimy na stanowisku, że skorzystanie z możliwości wskazanej przez Komisję Europejską pozytywnie wpłynie na możliwość uzyskania przez poszczególne systemy ciepłownicze statusu systemu efektywnego energetycznie.

- Proponujemy wprowadzenie **przepisów ułatwiających przyłączanie jednostek odbiorczych, przede wszystkim kotłów elektrodowych i pomp ciepła** do sieci elektroenergetycznej. Proponuje się nadanie tym jednostkom priorytetowych lub preferencyjnych warunków przyłączenia z uwagi na ich rolę w bilansowaniu KSE w celu ograniczenia odmów wydania warunków przyłączenia takich źródeł, przy jednoczesnym utrzymaniu przepisów w zakresie braku wpływu źródła na cenę ciepła dla odbiorców końcowych.

- Postulujemy **wdrożenie dedykowanych mechanizmów wsparcia operacyjnego oraz zachęt ekonomicznych** dla technologii P2H w ciepłownictwie – jako element stabilizacji KSE i zwiększenia udziału OZE. Obejmuje to m.in. wsparcie operacyjne dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych (np. system dopłat do wytworzenia ciepła z OZE w tych jednostkach). Takie rozwiązania zredukują koszty funkcjonowania P2H i zwiększą ich konkurencyjność.

- Konieczne jest **uregulowanie zasad obowiązkowego zakupu ciepła z OZE i odpadowego** - zwracamy uwagę na problemy interpretacyjne w określeniu wolumenu zakupu ciepła, które będzie podlegać obowiązkowi zakupu w przypadku poszczególnych typów źródeł OZE i ciepła odpadowego, z których ilość ciepła z OZE lub ciepła odpadowego jest mniejsza niż 100%.

05 Zwiększenie wykorzystania ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym

Rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia na ciepło odpadowe

Obowiązujący system gwarancji pochodzenia obejmuje wyłącznie ciepło z OZE, pomijając ciepło odpadowe, które prawo unijne traktuje jako element efektywnych systemów ciepłowniczych. Powoduje to zmniejszenie zainteresowania inwestycjami w technologie odzysku ciepła.

Umożliwienie uzyskania gwarancji pochodzenia dla ciepła odpadowego niepochodzącego z OZE wesprze realizację celów dekarbonizacji ciepłownictwa, bez uruchamiania dodatkowych systemów finansowych.

Podniesienie progów koncesyjnych dla instalacji ciepła odpadowego do 20 MW

Obecny próg koncesyjny obejmuje niewielkie instalacje odzysku ciepła, które nie pełnią funkcji klasycznych źródeł wytwórczych. Nakładanie pełnych obowiązków koncesyjnych na tego typu instalacje zwiększa koszty administracyjne i wydłuża proces inwestycyjny. Restrykcyjne wymogi koncesyjne zniechęcają więc do zagospodarowania ciepła odpadowego w przemyśle, co ogranicza wykorzystanie lokalnych niskoemisyjnych zasobów energii.

Zwolnienie instalacji ciepła odpadowego o mocy do 20 MW z obowiązku uzyskania koncesji uprości proces inwestycyjny i przyśpieszy realizację przedsięwzięć poprawiających efektywność systemu ciepłowniczego.

Uznanie ciepła z odpadów za ciepło odpadowe

Obecnie ciepło z instalacji termicznego przetwarzania odpadów (ITPO) produkowane jest z odpadów zmieszanych, których część stanowi frakcję biodegradowalną. Z takiej produkcji ciepła 42% stanowi ciepło odpadowe, a 58% klasyfikowane jest analogicznie do ciepła z paliw kopalnych. Brak uznania tej części ciepła za ciepło odpadowe skutkuje potencjalnym ryzykiem zaniżenia efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych wykorzystujących spalanie odpadów. Tymczasem wytyczne Komisji Europejskiej w zakresie aspektów dotyczących ogrzewania i chłodzenia z dnia 2 września 2024 r. dotyczące ciepłownictwa i chłodnictwa w odniesieniu do Dyrektywy RED II wskazują, że w przypadku gdy ciepło jest produktem nieuniknionym, ubocznym, wytwarzanym w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług, może zostać uznane za ciepło odpadowe. Ciepło z ITPO spełnia te kryteria.

Włączenie ciepła wytwarzanego z ITPO z frakcji pochodzenia niebiodegradowalnego do kategorii ciepła odpadowego umożliwi dostosowanie krajowych systemów ciepłowniczych do wymogów unijnych oraz pomoże uzyskać status efektywnych systemów ciepłowniczych w wielu lokalizacjach. W konsekwencji umożliwi to odblokowanie dostępu do instrumentów finansowych dla ciepłowni posiadających taki status. Stworzy to stabilne otoczenie regulacyjne, które pozwoli na rozwój nowych inwestycji w ITPO, niezbędnych do realizacji krajowych i unijnych celów w zakresie gospodarki odpadami oraz transformacji energetycznej.

Zniesienie obowiązku koncesyjnego i taryfowego dla wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży ciepła do przemysłu

Aktualne regulacje obejmują wytwarzanie, dystrybucję i sprzedaż ciepła do przemysłu ochroną taryfową. Utrudnia to powstawanie źródeł ciepła bezpośrednio przy obiektach przemysłowych i ustalania rynkowych zasad sprzedaży ciepła, gdzie to strony umowy zarządzają ryzykiem zmiany warunków rynkowych.

Sektor ciepłowniczy będzie miał możliwość oferowania długoterminowej współpracy przedsiębiorstwom przemysłowym zapewniając dostawę ciepła po cenie ustalonej rynkowo.

Zaadaptowanie instytucji prosumenta energii odnawialnej do sektora ciepłowniczego z uwzględnieniem szczególnej specyfiki rynku ciepła

Odbiorcy ciepła decydują się na inwestycje w pompy ciepła instalowane „przed licznikiem" dystrybutora ciepła. Im więcej tego typu działań będą podejmować odbiorcy, tym bardziej będzie spadać zapotrzebowanie na ciepło w systemie ciepłowniczym. Rozwiązaniem może być wprowadzenie instytucji prosumenta ciepła i możliwości pracy takich pomp ciepła na system ciepłowniczy. Konieczne jest wprowadzenie uproszczeń w zakresie przyłączania niewielkich „prosumenckich" źródeł ciepła oraz obowiązek informowania dystrybutora ciepła o przyłączeniu źródła „przed licznikiem".

Racjonalne zaadoptowanie instytucji prosumenta ciepła w sektorze ciepłowniczym umożliwi adekwatne planowanie rozwoju systemów ciepłowniczych oraz pełne wykorzystanie możliwości pracy rozproszonych źródeł ciepła.

06 Usprawnienie procesu wydawania gwarancji pochodzenia ciepła

Usunięcie barier w uzyskiwaniu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE

Obecnie ze względu na brak jednostek akredytowanych, przedsiębiorstwa ciepłownicze, które jednocześnie pełnią funkcję wytwórcy ciepła oraz dystrybutora ciepła, nie mogą otrzymywać gwarancji pochodzenia ciepła z OZE.

Konieczne są uproszczenia i modyfikacje procesu wydawania gwarancji pochodzenia m.in. w zakresie:

- rozszerzenia obrotu gwarancjami pochodzenia ciepła z OZE na poziom krajowy,
- obligatoryjnego uznawania gwarancji pochodzenia wydanych w innych państwach UE przez Prezesa URE (głównie w zakresie biometanu), przekazania kompetencji wydawania gwarancji pochodzenia na organ weryfikujący we wniosku wytwórcy,
- zwolnienia z koncesjonowania wytwarzania energii elektrycznej w źródłach OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW (zrównanie z jednostkami konwencjonalnymi).

Wprowadzenie proponowanych rozwiązań umożliwi przedsiębiorstwom ciepłowniczym dostosowanie oferty do potrzeb odbiorców przemysłowych, którym zależy na zrównoważonej produkcji.

07 Uproszczenia inwestycji w wielkoskalowe pompy ciepła

Realizacja wielkoskalowych pomp ciepła wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych – energię otoczenia skumulowaną w ściekach, wymaga współpracy przedsiębiorstw ciepłowniczych z przedsiębiorstwami wodociągowo-kanalizacyjnymi. Konieczne jest:

- jednoznaczne wskazanie możliwości udostępniania przedsiębiorstwu ciepłowniczemu energii otoczenia skumulowanej w ściekach z pozostawieniem stronom dowolności co do określenia charakteru takiego udostępnienia (biorąc pod uwagę fakt odpłatności za usługę odprowadzania ścieków, której koszt poniósł już odbiorca przyłączony do sieci kanalizacyjnej).

- pozostawienie stronom szerokiego zakresu autonomii w zakresie ustalenia warunków ww. współpracy z zastrzeżeniem jednak, że przedsiębiorstwo wodociągowo-kanalizacyjne nie powinno odmawiać współpracy z przedsiębiorstwem ciepłowniczym kiedy istnieją techniczne i ekonomiczne możliwości realizacji ww. inwestycji.

- udostępnianie energii otoczenia w danej lokalizacji powinno być uwarunkowane innymi możliwościami technicznymi ocenianymi przez przedsiębiorstwo wodociągowo-kanalizacyjne, w tym koniecznością zachowania minimalnej temperatury ścieków pod kątem zachodzących w nich procesów nitryfikacyjnych.

Potrzebne są także zmiany zapewniające minimalny zwrot z kapitału w taryfie przedsiębiorstw ciepłowniczych decydujących się na inwestycje w wielkoskalowe pompy ciepła oraz zwolnienie pomp ciepła wytwarzających ciepło energii elektrycznej z obowiązku ponoszenia opłaty OZE, mocowej i kogeneracyjnej.

Uproszczenia inwestycji w wielkoskalowe pompy ciepła, zwłaszcza przy oczyszczalniach ścieków, ułatwią realizację wymagań unijnych dyrektyw w dwóch obszarach: sektorze ciepłowniczym (efektywne systemy ciepłownicze) oraz sektorze wodociągowo-kanalizacyjnym (neutralność klimatyczna oczyszczalni ścieków).

08 Biometan. Odnawialne paliwo gazowe dla ciepłownictwa

Biometan, czyli oczyszczony biogaz o parametrach jakościowych gazu sieciowego, jest postrzegany przez branżę ciepłowniczą jako najważniejsze paliwo odnawialne, które może stopniowo zastępować gaz ziemny wykorzystywany w elektrociepłowniach i ciepłowniach. Biometan stanowi paliwo doskonale wpisujące się w założenia gospodarki obiegu zamkniętego - do jego produkcji najczęściej wykorzystywane są odpady pochodzenia rolno-spożywczego, odpady z selektywnej zbiórki, osady ściekowe lub gaz wysypiskowy, co tworzy synergię z wieloma sektorami gospodarki oraz pozwala uniknąć emisji gazów cieplarnianych na różnych etapach produkcji. Jednocześnie wykorzystanie substratów dostępnych lokalnie wzmacnia niezależność energetyczną kraju i pozwala redukować import gazu ziemnego.

Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych najważniejszymi barierami w wykorzystaniu biometanu są obecnie cena (znacząco przekraczająca cenę gazu ziemnego) oraz brak dostępu do sieci.

Jednym ze sposobów obniżania kosztu dostępności biometanu jest uruchamianie systemów wsparcia operacyjnego. Już dziś funkcjonuje system wsparcia FiP dla instalacji o mocy do 1 MWe, jednocześnie trwają prace nad wprowadzeniem systemu aukcyjnego dla większych instalacji. **Wprowadzenie aukcji biometanu** dla wytwórców posiadających instalacje o mocy powyżej 1 MWe będzie realnym wsparciem całego rynku: zarówno dla realizujących projekty biometanowe, jak i dla odbiorców odnawialnego gazu. Analizy systemów wsparcia biometanu w innych państwach UE (Francja, Włochy, Czechy) pokazują, że właściwie dobrana pomoc operacyjna dla wytwórców jest jednym z najważniejszych czynników sprzyjających rozwojowi rynku biometanu.

Konkurencyjność cenowa biometanu z perspektywy branży ciepłowniczej zdecydowanie wzrośnie również wtedy, gdy **wytwórcy stosujący biometan w jednostkach produkcji energii będą mogli korzystnie rozliczyć emisje z biometanu w systemie EU ETS**. Już obecnie, na gruncie obowiązujących regulacji i procedur, możliwe jest wykazanie zerowych emisji z biometanu (czy szerzej: z gazowych paliw z biomasy) przez jednostkę wytwarzania energii w EU ETS. Jako przedstawiciele branży ciepłowniczej uważamy, że każdy biometan spełniający kryteria zrównoważonego rozwoju powinien być uznany do rozliczeń w systemie ETS – będzie to jeden z najważniejszych bodźców inwestycyjnych w to paliwo odnawialne. Jednocześnie uznajemy, że w nadchodzącej rewizji EU ETS **konieczne jest wprowadzenie możliwości rozliczania ujemnych emisji CO2**, dzięki któremu biometan wykorzystujący substraty o najniższym wskaźniku carbon intensity będzie dodatkowo premiowany.

Najważniejszym i najszybciej dostępnym ułatwieniem w przyłączeniu biometanowni do sieci gazowej w Polsce będzie **rozwiązanie problemu wartości ciepła spalania**, na przykład poprzez umożliwienie propanizacji biometanu w sytuacji, gdy wymaga tego operator systemu dystrybucji gazu. Na dalszych etapach prac legislacyjnych wskazane jest wypracowanie przepisów dla zbiorczych punktów zatłaczania biometanu, które znacząco ułatwią wprowadzenie paliwa do sieci gazowej z instalacji od niej oddalonych.

Należy mieć na uwadze, że biometan został wskazany w KPEiK jako istotny element dekarbonizacji polskiej gospodarki, a ciepłownictwo, poza transportem, zostało wskazane jako jeden z kluczowych odbiorców strumienia biometanu planowanego do wytworzenia w naszym kraju w kolejnych przynajmniej piętnastu latach. Z tego punktu widzenia kluczowe jest, aby decyzje dotyczące możliwości wykorzystania biometanu w ciepłownictwie zapadły możliwie szybko, pozwalając na realizację strategii w tym zakresie.

Wsparcie rynku biometanu pozwoli na ograniczenie emisji GHG oraz wzrost udziału OZE w gospodarce, na liczne synergie sektorowe oraz na większą niezależność energetyczną przedsiębiorstw i całego kraju. Pozwoli również na znaczące wydłużenie możliwości pracy źródeł opartych dziś na gazie ziemnym.

09 Integracja sektorów (sector coupling)

Integracja systemów
Wprowadzenie regulacji ułatwiających integrację ciepłownictwa z elektroenergetyką, w tym magazynów ciepła i chłodu, pozytywnie wpłynie na stabilizację Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Wykorzystanie nadwyżek OZE
Umożliwienie formalnego ujęcia magazynów ciepła w systemie taryfowym stworzy ramy prawne do budowy i eksploatacji tych magazynów jako urządzeń stabilizujących pracę KSE. Dzięki temu nadwyżki energii elektrycznej z OZE mogłyby być efektywnie zamieniane na ciepło i magazynowane.

Szybsze inwestycje
Uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych i inwestycyjnych dla projektów integrujących ciepłownictwo z elektroenergetyką, w tym deregulacja procesu inwestycyjnego i skrócenie postępowań administracyjnych przy budowie lub modernizacji instalacji P2H i magazynów ciepła, ułatwią realizację inwestycji sektor coupling i usuną bariery formalne.

www.lewiatan.org

www.twitter.com/Konf_Lewiatan

www.facebook.com/KonfederacjaLewiatan

www.linkedin.com/company/konfederacja-lewiatan