

<p>Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Miłosz Motyka – Minister Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Aneta Więcka – Dyrektor Departamentu Ciepłownictwa, aneta.wiecka@me.gov.pl 2) Andrzej Gutowski – Zastępca Dyrektora Departamentu Ciepłownictwa andrzej.gutowski@me.gov.pl 3) Damian Ładny – Starszy Specjalista w Wydziale Transformacji Ciepłownictwa, Departament Ciepłownictwa, damian.ladny@me.gov.pl 4) Łukasz Sikora – Specjalista w Wydziale Transformacji Ciepłownictwa, Departament Ciepłownictwa lukasz.sikora@me.gov.pl 	<p>Data sporządzenia 2026-05-15</p> <p>Źródło: Prawo UE:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, str. 1). 2) dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023). <p>Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów: UC121</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Kierunki transformacji sektora ciepłowniczego w zasadniczy sposób wyznacza dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955, zwana dalej „dyrektywą EED”.

Głęboka transformacja sektora ciepłowniczego wiąże się z niespotykaną dotychczas skalą nakładów inwestycyjnych na modernizację zarówno części wytwarzania, jak również dystrybucyjnej. Wysoki udział węgla w wytwarzaniu ciepła jest jednym z podstawowych wyzwań, a jednym z celów jest odejście od wykorzystywania tego paliwa na rzecz technologii o niższej emisji CO₂. Koniecznością stała się poprawa warunków inwestycyjnych oraz ograniczenie barier rozwoju i ryzyka, aby umożliwić skuteczną realizację procesu transformacji. W tym zakresie krytycznym aspektem stał się w szczególności wzrost udziału OZE w ciepłownictwie, wykorzystanie ciepła odpadowego oraz zapewnienie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

W celu zapewnienia prawidłowej implementacji dyrektywy EED oraz wprowadzenia niezbędnych zmian w krajowym porządku prawnym, aby zrealizować cel dotyczący transformacji w ciepłownictwie, niezbędne jest uchwalenie zmian w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, 516 i 07, zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”).

Termin transpozycji EED – 11 października 2025 r.

Duża część przepisów zmienionej dyrektywy EED, w zakresie przepisów dotyczących ciepłownictwa, została już zaimplementowana do prawa krajowego. Przedstawiony projekt ustawy zakłada wdrożenie regulacji, które nie znajdują odzwierciedlenia w polskim prawie oraz takich regulacji, które wymagały odpowiedniego doszczegółowienia bądź uzupełnienia.

Stosownie do wymagań wdrażanej dyrektywy EED projektowana ustawa wprowadza:

- 1) nową regulację dotyczącą podstawowych praw umownych w zakresie ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej, w szczególności w zakresie dodatkowych elementów, jakie powinna zawierać umowa sprzedaży ciepła oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy ciepła, tj. m.in. informacji o metodzie wszczynania procedur pozasądowego rozstrzygnięcia sporów, jak również informacji dotyczących praw konsumenta, w tym informacji dotyczących rozpatrywania skarg;
- 2) uregulowanie dodatkowych obowiązków informacyjnych przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność wytwarzania ciepła, jego przesyłania lub dystrybucji oraz obrotu ciepłem względem odbiorców końcowych ciepła (w tym obowiązku dostarczenia streszczenia kluczowych warunków umowy oraz egzemplarza umowy);
- 3) nowe kryteria dla efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, obowiązujące w ramach przedziałów czasowych określonych w art. 26 ust. 1 dyrektywy EED oraz kryteria alternatywne, wobec nich, oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych, opisane w art. 26 ust. 2 dyrektywy EED;

- 4) zmianę przepisów dotyczących planowania krajowego i lokalnego, w szczególności włączenie kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia do zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizacji;
- 5) nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy kompleksowa ocena w zakresie ogrzewania i chłodzenia, i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzi w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną, obowiązku przekazania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji niezbędnych do sporządzenia tej kompleksowej oceny;
- 6) wprowadzenie regulacji zobowiązujących władze lokalne i regionalne do przygotowania lokalnych planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia co najmniej w gminach, w których całkowita liczba ludności przekracza 45 000;
- 7) doprecyzowanie pojęcia „energia elektryczna wytwarzana w wysokosprawnej kogeneracji”, w tym dookreślenie zasad pozwalających na uniknięcie wątpliwości co do kwalifikacji danej modernizacji jako znacznej, oraz określenie maksymalnej wartości kosztów porównywalnej nowej jednostki wytwórczej i terminu zakończenia modernizacji;
- 8) wprowadzenie sposobu obliczenia jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na 1 MWh energii wyprodukowanej w procesie skojarzonego wytwarzania (w tym energii cieplnej/chłodniczej, energii elektrycznej i energii mechanicznej);
- 9) wprowadzenie nowych wymagań w przypadku budowy systemu ciepłowniczego lub chłodniczego lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system ciepłowniczy lub chłodniczy, tak aby m.in.:
 - a) spełniał on kryteria określone w art. 26 ust. 1 lub 2 dyrektywy EED mające zastosowanie w momencie, gdy system ten rozpoczyna lub kontynuuje eksploatację po zakończeniu jego budowy lub znacznej modernizacji oraz
 - b) nie nastąpił wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejących źródłach ciepła w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla poprzednich trzech lat kalendarzowych pełnej eksploatacji przed modernizacją,
 - c) żadne nowe źródła ciepła w tym systemie nie wykorzystywały paliw kopalnych z wyjątkiem gazu ziemnego, w przypadku budowy takiego źródła lub znacznej jego modernizacji, które zakończą się do dnia 31 grudnia 2030 r.
- 10) obowiązek sporządzenia analizy kosztów i korzyści pod względem zastosowania wysokosprawnej kogeneracji lub wykorzystania ciepła odpadowego lub z innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego dla:
 - a) instalacji cieplnej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW,
 - b) instalacji przemysłowej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW,
 - c) obiektu infrastruktury usługowej, takiego jak oczyszczalnia ścieków lub instalacja skroplonego gazu ziemnego (LNG), w celu oceny wykorzystania ciepła odpadowego na terenie tego obiektu i poza nim, którego średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 7 MW,
 - d) ośrodków przetwarzania danych, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW, chyba że są w stanie wykazać, że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne.
- 11) obowiązek nałożony na podmioty planujące budowę lub znaczną modernizację jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW, sporządzenia analizy kosztów i korzyści przebudowy lub znacznej modernizacji tej jednostki wytwórczej na jednostkę kogeneracji;
- 12) dostosowanie przepisów dotyczących obowiązku opracowania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła o mocy zamówionej przez odbiorców przekraczającej 5 MW (w przypadku, gdy system ciepłowniczy lub chłodniczy nie spełnia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego) planu rozwoju systemów ciepłowniczych lub chłodniczych w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy nowych źródeł ciepła, w tym źródeł stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii oraz planowanej konwersji źródeł ciepła na jednostki wytwórcze będące jednostkami kogeneracji.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Ad. 1 i 2) W dyrektywie EED znalazła się nowa regulacja dotycząca podstawowych praw umownych w zakresie ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej. Proponowany projekt ustawy przewiduje dostosowanie przepisów ustawy – Prawo energetyczne w tym zakresie, w szczególności przez wskazanie dodatkowych elementów, jakie powinna zawierać umowa sprzedaży ciepła lub chłodu oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy ciepła lub chłodu. Szczególnie istotne jest informowanie odbiorców końcowych na temat wszystkich mających zastosowanie taryf oraz opłat, przekazywanie informacji dotyczących praw konsumenta, obowiązek dostarczenia streszczenia kluczowych warunków umowy oraz egzemplarza umowy, jak również do zapewnienia odbiorcom końcowym, których to dotyczy, w przypadku planowanego wstrzymania dostaw ciepła, odpowiednich informacji na temat środków alternatywnych (takich jak np. zakaz wstrzymywania dostaw ciepła w określonym czasie), niepóźniej niż jeden miesiąc przed planowanym wstrzymaniem. Wprowadzony został również obowiązek informowania o sposobach rozpatrywania skarg i pozasądowego rozstrzygnięcia sporów.

Zaproponowane przepisy nie wykraczają poza treść implementowanych przepisów prawa europejskiego.

Ad. 3, 7–12) W celu implementacji zmienionej dyrektywy EED jest niezbędne wprowadzenie nowych kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego, obowiązujących w ramach przedziałów czasowych określonych w art. 26 ust. 1 dyrektywy. Projekt ustawy przewiduje, że za system efektywny będzie uznawany system, w którym:

- a) do dnia 31 grudnia 2027 r. wykorzystywana jest co najmniej:
 - w 50 % energia z odnawialnych źródeł energii lub
 - w 50 % ciepło odpadowe, lub
 - w 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji lub
 - 50 % miks tych źródeł,
 - b) od 1 stycznia 2028 r. wykorzystywana jest co najmniej:
 - w 50 % energia z odnawialnych źródeł energii lub
 - w 50 % ciepło odpadowe, lub
 - w 50 % ciepło odpadowe i energia z odnawialnych źródeł energii lub
 - w 80 % ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji,
 - w 50 % miks ww. źródeł pod warunkiem, że udział energii z odnawialnych źródeł energii wynosi co najmniej 5 %,
 - c) od 1 stycznia 2035 r. wykorzystywana jest co najmniej:
 - w 50 % energia z odnawialnych źródeł energii
 - w 50 % ciepło odpadowe, lub
 - w 50 % ciepło odpadowe i energia z odnawialnych źródeł energii lub
 - w 80 % miks ww. źródeł oraz ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji pod warunkiem, że udział energii z odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %,
 - d) od 1 stycznia 2040 r. wykorzystywana jest co najmniej:
 - w 75 % energia z odnawialnych źródeł energii
 - w 75 % ciepło odpadowe, lub
 - w 75 % ciepło odpadowe i energia z odnawialnych źródeł energii lub
 - 95 % miks ww. źródeł oraz ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji pod warunkiem, że udział energii z odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %,
 - e) od 1 stycznia 2045 r. wykorzystywana jest co najmniej:
 - w 75 % energia ze odnawialnych źródeł energii
 - w 75 % ciepło odpadowe, lub
 - w 75 % połączenie energii z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego wprowadzanej do sieci,
 - f) od 1 stycznia 2050 r. wykorzystuje się wyłącznie energię z odnawialnych źródeł energii, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego
- pod warunkiem, że w przypadku budowy takiego systemu lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system ciepłowniczy lub chłodniczy spełniał kryteria określone powyżej mające zastosowanie w momencie, gdy system ten rozpoczyna lub kontynuuje eksploatację po zakończeniu jego budowy lub znacznej modernizacji oraz nie nastąpił wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejących źródłach ciepła w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla poprzednich trzech lat kalendarzowych pełnej eksploatacji przed modernizacją; oraz żadne nowe źródła ciepła w tym systemie nie wykorzystywały paliw kopalnych z wyjątkiem gazu ziemnego, w przypadku budowy takiego źródła lub znacznej jego modernizacji, które zakończą się do dnia 31 grudnia 2030 r.

Aspekty dotyczące kryteriów uznania danego systemu za efektywny były konsultowane z przedstawicielami sektora ciepłowniczego.

Aktualnie tylko ok. 22 % systemów ciepłowniczych osiąga status efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Struktura wytwarzania ciepła w sektorze ciepłownictwa systemowego jest oparta w większości o paliwa kopalne. Zgodnie z najnowszym raportem URE¹ w 2024 r. do wytworzenia 57,4 % ciepła, wykorzystano paliwa węglowe, 15,2 % paliwa gazowe, 6,6 % olej opałowy, 14,7 % odnawialne źródła energii oraz 6,1 % wykorzystując pozostałe paliwa.

Ograniczone wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przyczynia się do utrzymywania wysokiego poziomu emisyjności sektora ciepłownictwa w Polsce. W związku z obecnym miksem paliwowym, wykorzystanie tylko alternatywnego kryterium uznania systemu za efektywny, opartego na poziomie emisji gazów cieplarnianych, wpłynęłoby na spadek ilości efektywnych systemów ciepłowniczych w Polsce.

¹ Raport Urzędu Regulacji Energetyki „Energetyka ciepła w liczbach - 2024” Warszawa, 2025

W obecnej chwili, zdecydowano się na zastosowanie kryterium, w którym głównym czynnikiem decydującym o posiadaniu statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, jest miks paliwowy oraz zastosowane technologie.

Przedsiębiorstwa energetyczne zainteresowane zastosowaniem alternatywnych kryteriów uznania systemu ciepłowniczego za efektywny, mogą je zastosować pod warunkiem złożenia wniosku do ministra właściwego do spraw energii, co najmniej na 12 miesięcy przed rozpoczęciem kolejnych okresów wynikających z art. 7b ust. 4c pkt 1–3 ustawy – Prawo energetyczne. Minister właściwy do spraw energii przekaze Komisji Europejskiej wykaz przedsiębiorstw energetycznych, które zgłosiły zamiar stosowania kryteriów alternatywnych tj. opartych na wielkości emisji gazów cieplarnianych, co najmniej na sześć miesięcy przed rozpoczęciem każdego okresu. Podczas przekazania informuje się także o środkach wdrożonych w celu wypełnienia obowiązku dążenia do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, jeżeli nie zostały one już zgłoszone w najnowszej aktualizacji krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu. W przypadku zastosowania kryteriów alternatywnych, przedsiębiorstwa energetyczne, stosują te kryteria przez cały okres, o którym mowa odpowiednio w art. 7b ust. 4c pkt 1–3 ustawy – Prawo energetyczne.

Status efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego nie jest obowiązkowy, jednak niesie ze sobą szereg korzyści. Jedną z najważniejszych korzyści jest dostęp do systemów wsparcia. Kolejną korzyścią posiadania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego jest zapewnienie przyłączenia nowych odbiorców ciepła. Natomiast jeżeli system ciepłowniczy nie posiada statusu efektywnego systemu, to podmiot może odłączyć się od sieci przez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła spełniającym warunki określone w art. 7b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. Brak przyłączeń nowych odbiorców oraz jednoczesne odłączanie się już istniejących może prowadzić do degradacji systemu ciepłowniczego i wynikającego z niej wzrostu cen ciepła, dla pozostałych odbiorców. Zjawisko to może spowodować, że ciepłownictwo systemowe może stać się nieatrakcyjne na tle pozostałych rozwiązań technologicznych.

Ponadto, systemy ciepłownicze nieposiadające statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zobowiązane są do zakupu oferowanego mu ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego stosujących paliwa kopalne, a także ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne, w ilości niewiększej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła na obszarze danego systemu ciepłowniczego jest obowiązane do wyrażenia zgody na przyłączenie instalacji lub na zmianę warunków przyłączenia w celu przyłączenia takiej instalacji. Efektywne systemy ciepłownicze są zwolnione z tych obowiązków.

Zgodnie z dyrektywą EED, od dnia 1 stycznia 2025 r., a następnie co pięć lat, operatorzy wszystkich istniejących systemów ciepłowniczych i chłodniczych o całkowitej mocy wyprodukowanych ciepła i chłodu przekraczającej 5 MW, które to systemy nie spełniają kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, muszą przygotować plan zapewnienia bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię cieplną i chłodniczą. Plan ten obejmuje środki mające na celu spełnienie kryteriów umożliwiających osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Ponadto, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 2024/1275 z 08.05.2024, tzw. „dyrektywa EPBD”), państwa członkowskie zapewniają, aby całkowite roczne zużycie energii pierwotnej przez nowy lub poddany renowacji budynek bezemisyjny było pokrywane za pomocą m.in. energii z efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego zgodnie z art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791, co pozwala spełnić warunki wynikające z przepisów dot. charakterystyki energetycznej budynków.

W celu uniknięcia wątpliwości co do kwalifikacji danej modernizacji jako znacznej, w projekcie dookreślono warunki określające maksymalną wartość kosztów porównywalnej jednostki wytwórczej, jak i termin zakończenia modernizacji. Projekt ustawy wprowadza też konkretne wymagania dla jednostek wytwórczych. W projekcie znalazło się również doprecyzowanie pojęcia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji oraz dookreślenie zasad pozwalających na uniknięcie wątpliwości co do kwalifikacji danej modernizacji jako znacznej, oraz określenie maksymalnej wysokości porównywalnej nowej jednostki wytwórczej i terminu zakończenia modernizacji. Wprowadza się również konkretne wymagania, które powinny spełniać jednostki wytwórcze oraz sposób obliczenia jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na 1 MWh ciepła lub chłodu, energii elektrycznej oraz energii mechanicznej wytworzonej w procesie kogeneracji.

Dyrektywa EED wprowadza obowiązek sporządzenia analizy kosztów i korzyści pod względem zastosowania kogeneracji lub wykorzystania ciepła odpadowego lub z innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego dla:

- 1) instalacji ciepłej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW;
- 2) instalacji przemysłowej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW;

- 3) obiektu infrastruktury usługowej, takiego jak oczyszczalnia ścieków lub instalacja LNG, w celu oceny wykorzystania ciepła odpadowego na terenie tego obiektu i poza nim, którego średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 7 MW;
- 4) ośrodków przetwarzania danych, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW, chyba że są w stanie wykazać, że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne.

Zmodyfikowano również obowiązek nałożony na podmioty planujące budowę lub znaczną modernizację jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW, który wymaga sporządzenia analizy kosztów i korzyści budowy lub znacznej modernizacji tej jednostki wytwórczej na jednostkę kogeneracji. Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz inni przedsiębiorcy, planujące budowę, przebudowę lub znaczną modernizację po dniu 5 czerwca 2014 r. jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej powyżej 20 MW, sieci ciepłowniczej lub sieci chłodniczej, sporządzają analizę kosztów i korzyści budowy, przebudowy lub znacznej modernizacji tej jednostki lub sieci ciepłowniczej, lub sieci chłodniczej, mającą na celu określenie najbardziej efektywnych pod względem zasobów oraz opłacalnych rozwiązań umożliwiających spełnienie wymogów w zakresie ogrzewania i chłodzenia. Należy jednak zauważyć, że art. 10a ustawy – Prawo energetyczne obejmuje obecnie wyłącznie rozwiązania sektorowe, gdyż analiza w zakresie obiektów przemysłowych odnosi się, zgodnie z art. 10b ust. 1 pkt 3, do budowy lub przebudowy lub znacznej modernizacji elektrowni lub elektrociepłowni przemysłowej, o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 20 MW lub wytwarzającej ciepło odpadowe z instalacji przemysłowej. Zgodnie z treścią zmienionej dyrektywy EED, operatorzy systemów o całkowitej mocy wyprodukowanych ciepła i chłodu przekraczającej 5 MW, które nie będą spełniały kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, będą zmuszeni wdrożyć plan zapewnienia efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię cieplną i chłodniczą. Poszczególne obiekty, takie jak instalacje przemysłowe, obiekty infrastruktury usługowej, czy ośrodki przetwarzania danych, będą musiały przeprowadzić analizę kosztów i korzyści w zakresie wdrożenia odzysku ciepła odpadowego, czy źródła kogeneracyjnego. W projekcie ustawy zaproponowano więc rozszerzenie katalogu obiektów, dla których przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz inni przedsiębiorcy, planujący budowę lub znaczną modernizację, są zobowiązane do sporządzania obowiązkowej analizy o:

- 1) instalacje cieplne, których średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW;
- 2) instalacje przemysłowe, których średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW;
- 3) obiekty infrastruktury usługowej, takie jak oczyszczalnia ścieków lub instalacja LNG, w celu oceny wykorzystania ciepła odpadowego na terenie tego obiektu i poza nim, których średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 7 MW;
- 4) ośrodki przetwarzania danych, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. Urz. UE L 304 z 14.11.2008, str. 1, z późn. zm.), których całkowita moc nominalna cieplna przekracza 1 MW.

Zaproponowane przepisy nie wykraczają poza treść implementowanych przepisów prawa europejskiego.

Ad. 4 i 5) Projekt wprowadza zmianę w zakresie realizacji obowiązku sporządzenia kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia, którą wykazuje się w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu („KPEiK”) oraz jego aktualizacji. Projektowany przepis nie tylko przewiduje, że wspomniana kompleksowa ocena będzie stanowić integralną część KPEiK, lecz także nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek przeprowadzenia analizy potencjału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia i ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. W celu możliwości przeprowadzenia kompleksowej oceny potrzebne są informacje, którymi dysponują przedsiębiorstwa energetyczne.

Zaproponowane przepisy nie wykraczają poza treść implementowanych przepisów prawa europejskiego.

Ad. 6) Zgodnie z regulacją zawartą w dyrektywie EED, obowiązek przyjęcia polityki zapewniającej odpowiednie uwzględnienie na szczeblu lokalnym i regionalnym potencjału stosowania efektywnego ogrzewania i chłodzenia, zastąpiony został koniecznością przygotowania lokalnych planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia co najmniej w gminach, w których całkowita liczba ludności przekracza 45 000. Władze lokalne i regionalne powinny korzystać ze wszelkiego możliwego wsparcia ze strony państwa we wdrażaniu na poziomie regionalnym i lokalnym w wykorzystaniu potencjału energooszczędnego ogrzewania i chłodzenia opartego na odnawialnych źródłach energii, a podstawą wprowadzanych założeń powinien być plan uchwalany przez radę gminy. Plany mogą być realizowane wspólnie przez grupę kilku sąsiadujących ze sobą władz lokalnych, pod warunkiem, że kontekst geograficzny i administracyjny oraz infrastruktura ciepłownicza i chłodnicza są odpowiednie. W projekcie ustawy zaproponowano zmianę określenia omawianego dokumentu z „projektu założeń” na „plan”. W projekcie ustawy proponuje się również zmianę obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne w zakresie planów zaopatrzenia w energię elektryczną polegającą na wprowadzeniu efektywnych

systemów współpracy i wymiany informacji pomiędzy jednostkami samorządu terytorialnego a przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym operatorami systemów energetycznych.

Zaproponowane przepisy nie wykraczają poza treść implementowanych przepisów prawa europejskiego.

Osiągnięcie celu proponowanej regulacji nie jest możliwe za pomocą innych środków niż interwencja legislacyjna.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Obserwuje się zróżnicowane podejście do transformacji energetycznej w Europie, w szczególności niektóre kraje prezentują większą determinację w planowaniu w zakresie ciepłownictwa (Niemcy, kraje skandynawskie).²

Dużą rolę odgrywa zarówno inwestowanie, jak i planowanie w zakresie energetyki, w tym sporządzanie lokalnych planów dotyczących ogrzewania i chłodzenia, aczkolwiek ponad połowa państw członkowskich UE nie ustanowiła konkretnych regulacji. Obowiązkowe planowanie w zakresie ogrzewania, które jest zarazem zintegrowane z planami zagospodarowania przestrzennego występuje w Estonii, Litwie, Dani, Szwecji, Holandii, Niemczech i Finlandii.

Planowanie w zakresie ogrzewania częściowo uwzględnione w planach w dziedzinie klimatu i energii lub realizowane dobrowolnie ma miejsce we Francji, Irlandii, Belgii i Luksemburgu.

Z kolei planowanie w zakresie dostarczania energii (i ogrzewania) bez wyraźnych powiązań z planowaniem przestrzennym lub planami w dziedzinie klimatu obserwuje się na terenie Słowenii i Republiki Czeskiej.

W Grecji obowiązkowe planowanie w zakresie poprawy energetycznej ograniczone jest do nieruchomości publicznych i komunalnych oraz budynków użyteczności publicznej.

Poniżej przedstawiono przykładowe rozwiązania w zakresie ciepłownictwa w wybranych krajach UE:

Dania

Najważniejszym źródłem ogrzewania w Danii jest ciepło sieciowe. Aż 64 % gospodarstw domowych jest podłączonych do sieci ciepłowniczych, a w miastach odsetek ten sięga nawet 98 %. Alternatywą dla sieci ciepłowniczej – w szczególności na terenach wiejskich są: kotły na biomasę, pompy ciepła i kotły opalane olejem lub gazem.³

Wykorzystywane jest również ciepło pochodzące z zakładów produkujących ciepło z odpadów. Ciepło ze spalarni odpadów pokrywa ok. 20 % łącznego duńskiego zużycia ciepła. Niektóre zakłady wytwarzają energię w jednostkach kogeneracyjnych. Wysoki udział ciepła dostarczanego z zakładów produkujących energię z odpadów wynika ze znacznego wsparcia regulacyjnego oraz szerokiej akceptacji publicznej dla tej technologii.

Strategia energetyczna Danii jest zawsze przedmiotem wielostronnych uzgodnień grup interesariuszy oraz politycznego konsensusu partii rządzącej i partii opozycyjnych. Gwarantuje to stabilność legislacyjną i dużą skuteczność w osiągnięciu założonych celów.

Podstawowe kierunki zmian:

- urynkowanie technologii OZE przez wprowadzenie mechanizmów aukcyjnych w miejsce gwarantowanych dopłat;
- urynkowanie ciepłownictwa przez likwidację obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczych i szersze stosowanie zasady TPA, szczególnie dla źródeł OZE;
- zmniejszenie podatku nakładanego na energię elektryczną do celów grzewczych w celu stworzenia zachęt do instalowania pomp ciepła (indywidualnych i zbiorczych);
- zmniejszenie podatków nakładanych na energię odpadową w celu umożliwienia jej wykorzystania w ciepłownictwie;
- dalszy rozwój farm morskich (+2,4 GW do 2030 r.).

W duńskim prawie zaprojektowano odejście od węgla w ciepłownictwie do 2030 r. oraz całkowitą niezależność od paliw kopalnych w 2050 r. Zakłada się, że w 2050 r. ciepło sieciowe będzie pochodziło ze źródeł wykorzystujących energię słoneczną, z energii odzyskanej (odpadowej), z energii elektrycznej (pompy ciepła i kotły elektryczne) oraz biomasowych jednostek kogeneracyjnych.⁴

W Danii decyzje dotyczące zasilania w ciepło zapadają na poziomie samorządów. Na podstawie analizy dostępności ciepła sieciowego lub gazu ziemnego władze lokalne dokonują planowania oraz podejmują decyzje administracyjne, które rejonu powinno się zasiląć ciepłem sieciowym lub gazem. W obszarach wiejskich zwykle zezwala się na więcej rozwiązań indywidualnych, takich jak ogrzewanie olejowe i biomasę oraz pompy ciepła. Gmina zatwierdza projekty dotyczące budowy lub rozbudowy systemów ciepłowniczych. Jednym z podstawowych kryteriów oceny i akceptacji projektów jest wynik analizy społeczno-ekonomicznej. W ramach ujednoliconej metody analizy przeprowadza się porównanie kosztów związanych z projektem i kosztów oddziaływania na społeczeństwo i środowisko. W efekcie analizy, władze lokalne akceptują projekt korzystniejszy z perspektywy społecznej i ekonomicznej.⁵

² M. Bourgeois, J. Joubert, L. Halleröd, EU TRACKER – Lokalne planowanie w zakresie ogrzewania i chłodzenia w państwach członkowskich UE, Energy Cities 2023.

³ <https://www.iea.org/countries/denmark>.

⁴ A. Rubczyński, Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec. Wnioski dla Polski, Forum Energii 2016.

⁵ BEK nr 825 af 24/06/2016.

W niektórych regionach w Danii wymaga się przyłączenia budynków do sieci ciepłowniczej lub gazu ziemnego. Decyzję o obowiązkowym przyłączeniu podejmuje gmina. Z kolei w obszarach ciepłowniczych, w których nie ma obowiązku przyłączenia, obserwuje się zwiększoną konkurencyjność na rynku ciepła – dostawcy oferują zróżnicowane ceny oraz rabaty w początkowym okresie po przyłączeniu do sieci.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w Danii posiadają prawo do zwrotu wszystkich poniesionych kosztów (w tym kosztów kapitałowych), ale bez prawa do generowania zysków. Ewentualny zysk jest reinwestowany w rozwój lub poprawę efektywności systemu. System taryfowy, dzięki udziałowi opłaty stałej na poziomie 25–30 % (reszta to opłata zmienna), pozwala na spłatę pożyczek zaciąganych na odtworzenie i modernizację majątku. W Danii regulator nie zatwierdza taryf na ciepło. Sprawdza je jedynie w sytuacji sporów. Ważnym zadaniem regulatora jest prowadzenie analiz i wyznaczanie benchmarków do stosowania w podmiotach ciepłowniczych.

W Danii nie istnieją systemy ciepłownicze bez akumulatorów ciepła. Jego posiadanie pozwala jednostkom kogeneracyjnym na bilansowanie rynku energii i czerpanie z tego tytułu dodatkowych korzyści finansowych, które obniżają cenę ciepła. Subsidia na rozwój systemów ciepłowniczych i kogeneracji czy OZE pochodzą przede wszystkim z tzw. podatków węglowych, a więc są neutralne dla budżetu państwa. Pozyskane tą drogą środki są praktycznie w całości reinwestowane w przedsięwzięcia ograniczające zużycie paliw kopalnych. W związku z dużą dynamiką dobowych zmian cen energii elektrycznej w duńskich przedsiębiorstwach ciepłowniczych najczęściej buduje się nie tylko jednostki kogeneracyjne, ale również źródła wytwórcze wykorzystujące energię elektryczną do produkcji ciepła (tzw. Power-to-Heat). W zależności od poziomu hurtowej ceny energii elektrycznej uruchamiane są te źródła, które zapewniają najniższe koszty zmienne ciepła.

W Danii jako źródło zasilania indywidualnych budynków stosuje się kotły na pelet, kotły gazowe oraz kotły olejowe. Zgodnie z polityką ograniczania wykorzystywania paliw kopalnych dla celów grzewczych, dwie ostatnie technologie są stopniowo eliminowane drogą nakazów administracyjnych bądź podatków nakładanych na gaz i olej. Od niedawna stosuje się zachętę w postaci ograniczenia opodatkowania energii elektrycznej wykorzystywanej do celów grzewczych.

W Danii informacje na temat zużycia i rodzaju paliwa gromadzone są w centralnej bazie danych. Przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą je wykorzystać w celu planowania rozbudowy i modernizacji sieci. Wraz z mapowaniem GIS, dane o potrzebach energetycznych stanowią nieocenione narzędzie, służące do oceny opłacalności przyłączania konkretnych obszarów/budynków do sieci ciepłowniczych.

Planowanie w zakresie ogrzewania realizowane jest na poziomie gmin. Rady miejskie regulują zarówno komunalne sieci ogrzewania, jak i sieci gazu ziemnego, co daje gminom silne uprawnienia w tym zakresie.

Rady miejskie mogą decydować o obowiązkowym podłączeniu do komunalnej sieci ogrzewania w przypadku istniejących i nowych budynków na obszarach zbiorowego ciepłownictwa oraz wyłączać niektóre systemy ogrzewania w istniejących lub nowych budynkach. Umożliwia to gminom przedstawienie długoterminowej wizji systemów energetycznych i zapewnienie rentowności ekonomicznej.

Niemcy

Niemcy są krajem silnie uzależnionym od importu paliw dla energetyki, ciepłownictwa oraz całej gospodarki. W 2016 r. zależność od importu energii pierwotnej wynosiła 63,5 % i była o 10 punktów procentowych większa od średniej UE. Dążąc do mniejszego uzależnienia surowcowego, jak również pamiętając doświadczenia kryzysów naftowych, Niemcy od lat 70. XX w. konsekwentnie realizują modernizację sektora energii i zaopatrzenia w ciepło. Dążąc do zmniejszenia uzależnienia od importu podstawowych surowców energetycznych, zdecydowano się na intensywny rozwój OZE.⁶

Realizując zobowiązania klimatyczne, w Niemczech niezmiennie dąży się do wzrostu mocy zainstalowanych w OZE. Wspieranym i rozwijanym obecnie kierunkiem działań jest wykorzystanie ciepłownictwa jako swoistego magazynu energii i stabilizatora systemu elektroenergetycznego. Dzięki możliwości elastycznego wykorzystania pomp ciepła i kotłów elektrycznych lub jednostek kogeneracyjnych w zależności od bieżących potrzeb systemu elektroenergetycznego, ciepłownictwo oferuje usługi bilansowania.⁷

W całych Niemczech 13,8 % zajmowanych mieszkań jest podłączonych do źródeł ciepła systemowego.⁸

Rząd niemiecki zakłada, że sektor energetyki będzie neutralny środowiskowo w 2050 r. i na tej bazie buduje strategię dla pozostałych dziedzin gospodarki i obszarów życia.

W dziedzinie elektroenergetyki najważniejsze działania to:

- konieczność wzrostu elastyczności sektora energii w całym łańcuchu wartości;
- konieczność rozwoju inteligentnych sieci energetycznych oraz przygotowanie się do zwiększonych i zmiennych przepływów energii elektrycznej m.in. w wyniku rozwoju OZE, e-mobility i ogrzewania elektrycznego;
- konieczność stopniowego wycofywania się z energetyki konwencjonalnej z poszanowaniem interesów grup społecznych dotkniętych tym procesem (przewiduje się też dodatkowe negocjacje z Komisją Europejską w celu akceptacji pomocy publicznej np. związanej z transformacją regionów górniczych i tworzeniem nowych miejsc pracy).

W wyniku realizowanej od lat polityki rozwoju OZE oraz alternatywnych źródeł ciepła, dynamicznie rośnie udział pomp ciepła oraz paneli słonecznych w ogrzewaniu budynków.

⁶ A. Rubczyński, Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec.

⁷ <https://www.gridx.ai/blog/the-building-energy-act-germanys-push-for-clean-heating>.

⁸ Badanie Euroheat and Power 2017.

Od 2025 r. wprowadzono zakaz instalacji systemów grzewczych opartych wyłącznie na paliwach kopalnych, takich jak gaz czy ropa naftowa. Nowe instalacje muszą zapewniać co najmniej 65 % zapotrzebowania na energię z odnawialnych źródeł energii. Mogą zostać wykorzystane technologie hybrydowe, czyli łączące na przykład ogrzewanie gazowe z kolektorami słonecznymi lub pompami ciepła.⁹ Dodatkowo nakłada się obowiązek udowodnienia przez użytkownika/właściciela, że nowy system grzewczy spełnia wymagania dotyczące ilości energii z OZE.

Dążąc do dalszego rozwoju systemów ciepłowniczych, jako narzędzia poprawy jakości powietrza, wprowadzono w Niemczech dopłaty do budowy nowych sieci ciepłowniczych, uzależnione od jej wielkości:

- dla średnicy sieci ciepłowniczej \leq DN 100 wsparcie do 40 % nakładów inwestycyjnych;
- dla średnicy sieci ciepłowniczej $>$ DN 100 wsparcia do 30 % nakładów inwestycyjnych.

Wsparcie może być udzielone jedynie tzw. efektywnym systemom ciepłowniczym. Efektywne systemy to takie, w których udział energii z kogeneracji jest większy niż 75 % lub łączny udział energii cieplnej z kogeneracji, OZE i ciepła odpadowego wynosi co najmniej 50 %, przy przynajmniej 25 % udziale ciepła wyprodukowanego w kogeneracji. Maksymalne dofinansowanie dostępne dla każdego projektu wynosi 20 mln EUR.

Można również uzyskać wsparcie finansowe do budowy akumulatora ciepła do poziomu 30 % całkowitego kosztu inwestycji lecz nie więcej niż 10 mln EUR. Warunkiem jest, aby:

- udział ciepła z kogeneracji wynosił co najmniej 50 % lub 25 % ciepła z kogeneracji i 25 % ciepła odpadowego z zakładów przemysłowych;
- straty ciepła były niższe niż 15 W/m²;
- akumulator był większy niż 50 m³.

W 2023 r. wprowadzono nowelizację ustawy o energetyce budynków (niem. *Gebäudeenergiegesetz*, GEG)¹⁰, która zawiera nowe regulacje dotyczące montażu urządzeń grzewczych w Niemczech. Zgodnie z nowym prawem, począwszy od 1 stycznia 2024 r. nowe instalacje grzewcze mają pracować w co najmniej 65 % w oparciu o odnawialne źródła energii. Według definicji ustawodawcy, taki wymóg spełniają pompy ciepła, ogrzewanie z sieci ciepłowniczej, kotły na biomasę, elektryczne, hybrydowe (pod określonymi warunkami), kolektory słoneczne oraz instalacje gazowe, jeśli są przystosowane do późniejszego przestawienia na wodór.

Wymiana instalacji grzewczych ma być stymulowana nowym programem dopłat. Każdemu starającemu się o wymianę na jakąkolwiek z uznanych za pracujące w 65 % w oparciu o OZE instalacji będzie przysługiwać dofinansowanie w wysokości 30 % kosztów. O kolejne 30 % będą mogły ubiegać się osoby o rocznych dochodach nieprzekraczających średnio 40 tys. euro na osobę w gospodarstwie domowym. Dodatkowy bonus 20 % mogą otrzymać osoby, które zdecydują się na wymianę ponad 20-letnich kotłów do 2028 r. Suma dofinansowania została jednak ograniczona do 70 % zgłoszonych kosztów, przy czym maksymalnie można otrzymać 21 tys. euro. Dodatkowo można jednak ubiegać się o dopłaty do termomodernizacji budynków, tak że łączna kwota dopłaty może przekroczyć nawet 90 tys. euro.

Głównym celem wprowadzanych ustawą regulacji jest zainicjowanie dekarbonizacji ciepłownictwa indywidualnego (ogrzewnictwa). Sektor ogrzewania budynków odpowiada w Niemczech za 15 % emisji gazów cieplarnianych – w 2022 r. wyemitował do atmosfery 112 mln ton ekwiwalentu CO₂. Niemieckie mieszkania ogrzewane są w zdecydowanej większości paliwami kopalnymi – statystycznie co drugie gazem ziemnym, a co czwarte – olejem opałowym. Obliczono, że zmniejszanie emisji w tym obszarze następuje zbyt wolno, aby w Niemczech udało się osiągnąć cele krajowej polityki klimatycznej, zarówno w średnim (planowana redukcja o 65 % do 2030 r. względem 1990 r.), jak i długim okresie (osiągnięcie neutralności emisyjnej do 2045 r.). Ze względu na długi (20-30-letni) okres użytkowania instalacji grzewczych, stwierdzono, że potrzeba pilnie wprowadzić nowe bodźce zachęcające do przechodzenia na rozwiązania niskoemisyjne, jeśli – zgodnie z celem polityki klimatycznej do 2045 r. – Niemcy miałyby całkowicie odejść od ogrzewania mieszkań paliwami kopalnymi.

Przewiduje się, że docelowo w 2050 r. jednostki kogeneracyjne będą wykorzystywane do bilansowania systemu energetycznego, zasilanego podstawowo z farm wiatrowych i fotowoltaiki. Ważną rolę będą pełniły akumulatory energii oraz technologie Power-to-Heat. W ciepłownictwie przewiduje się wykorzystanie dużych strumieni energii z OZE oraz pomp ciepła, które również będą wykorzystywane do bilansowania systemu energetycznego.¹¹

W Badenii-Wirtembergii lokalne plany ogrzewania obejmują scenariusz zakładający ogrzewanie neutralne dla klimatu do 2040 r. z celami pośrednimi na rok 2030, w tym przestrzenne przedstawienie planowanych struktur dostarczania ogrzewania. Samorządy lokalne otrzymują wsparcie finansowe na przygotowanie lokalnych planów dotyczących ogrzewania. Ponadto powołano w ramach krajowej agencji ds. energii DENA, miejskie centrum kompetencji, którego zadaniem jest zapewnianie samorządom lokalnym wsparcia w zakresie szkoleń i porad.

⁹ Ustawa o Energii Budynków (GEG).

¹⁰ <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2023-09-14/niemcy-kontrowersyjna-ustawa-grzewcza>.

¹¹ German long term goals 2030 / 2050 and implementation strategies for heating sector Frank Peter, Agora Energiewende 2018.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt			
Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes URE	1	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Uzgodnienie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, składanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.
Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które dostarczane jest do gospodarstw domowych oraz podmiotów użyteczności publicznej	398 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	„Energetyka ciepła w liczbach 2024”, Warszawa 2025 r.	Przekazywanie ministrowi właściwemu ds. energii informacji oraz danych potrzebnych do sporządzenia kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia. Obowiązek informacyjny przedsiębiorstwa ciepłowniczego względem odbiorców końcowych ciepła (w tym obowiązek dostarczenia streszczenia kluczowych warunków umowy oraz kopii umowy).
Jednostki samorządu terytorialnego	16 marszałków województw, 314 starostów powiatów i 66 prezydentów miast na prawach powiatu oraz 2479 burmistrzów i wójtów gmin.	Główny Urząd Statystyczny	Wprowadzenie szerszego niż obecnie obowiązku konsultacyjnego w zakresie planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe. Rezygnacja z założeń do planów na rzecz wprowadzenia opracowywania planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe. W gminach o liczbie mieszkańców powyżej 45 000, obowiązek sporządzenia lokalnych planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia.
Minister właściwy do spraw energii	1	Dane własne	Obowiązek: – określenia w drodze rozporządzenia maksymalnej wartości kosztów nowej porównywalnej jednostki wytwórczej na potrzeby kalkulacji kosztu modernizacji; – określenia w drodze rozporządzenia maksymalnej wartości kosztów budowy nowych porównywalnych obiektów, na potrzeby kalkulacji kosztu modernizacji;

			– zamieszczenia wytycznych dotyczących części obejmującej ogrzewanie i chłodzenie w planach sporządzanych przez gminy liczące ponad 45 000 mieszkańców.
Ośrodki przetwarzania danych, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW	Brak danych		Sporządzenie analizy kosztów i korzyści.
Obiekt infrastruktury usługowej, taki jak oczyszczalnia ścieków lub instalacja LNG, którego średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 7 MW	Brak danych		Sporządzenie analizy kosztów i korzyści.
Instalacja przemysłowa, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW	Brak danych		Sporządzenie analizy kosztów i korzyści.
Instalacja cieplna, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW	Brak danych		Sporządzenie analizy kosztów i korzyści.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2025 r. poz. 677 oraz z 2026 r. poz. 160) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2026 r. poz. 404) zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Federacja Konsumentów – sekretariat@federacja-konsumentow.org.pl;
- 2) Forum Energii – info@forum-energii.eu;
- 3) Fundacja Instrat – info@instrat.pl;
- 4) Instytut Energetyki Odnawialnej – biuro@ieo.pl;
- 5) Instytut Reform – office@ireform.eu;
- 6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii – kontakt@iep.org.pl;
- 7) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie – bi.warszawa@igcp.org.pl;
- 8) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska – sekretariat@igeos.pl;
- 9) Izba Gospodarcza Gazownictwa – office.kst@igg.pl;
- 10) Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. – kape@kape.gov.pl;
- 11) Krajowa Izba Gospodarcza – kig@kig.pl;
- 12) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji – kigeit@kigeit.org.pl;
- 13) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej – pigeor@pigeor.pl;
- 14) Polska Izba Magazynów Energii – biuro@pime.com.pl;
- 15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła – biuro@portpc.pl;
- 16) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – sekretariat@pse.pl;
- 17) Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej – sekretariat@ptec.com.pl;
- 18) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej – ptpiree@ptpiree.pl;
- 19) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej – sekretariat@pracodawcyrp.pl;
- 20) Stowarzyszenie Elektryków Polskich – biuro@sep.warszawa.pl;
- 21) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej – biuro@seo.org.pl;
- 22) Stowarzyszenie Polish Data Center Association – info@pldca.pl;
- 23) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie – biuro@tgpe.pl;
- 24) Towarzystwo Obrotu Energią – sekretariat@toe.pl.

Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Źródła finansowania												
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Projekt ustawy może spowodować skutki finansowe dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów.</p> <p>W szczególności dotyczy to obowiązków związanych z planowaniem energetycznym na poziomie lokalnym, które zostały rozszerzone i doprecyzowane. Przepisy w tym zakresie implementują wymogi dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (EED) i uszczegóławiają zakres planów energetycznych, zwłaszcza w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa.</p> <p>Należy jednak podkreślić, że obowiązek planowania energetycznego na poziomie gminy nie jest nowy i już obecnie funkcjonuje w systemie prawnym, na mocy art. 19 i 20 ustawy – Prawo energetyczne, które przewidują obowiązek sporządzania założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Projektowana ustawa upraszcza ten proces poprzez rezygnację z dwuetapowości (tj. sporządzania założeń), wprowadzając obowiązek przygotowania bezpośrednio planów energetycznych, których zakres został dostosowany do aktualnych potrzeb oraz wymogów unijnych.</p> <p>Ze względu na duże zróżnicowanie jednostek samorządu terytorialnego pod względem skali, zasobów, stanu infrastruktury oraz dostępnego potencjału, koszty związane z realizacją nowych obowiązków są trudne do jednoznacznego oszacowania. Brakuje również wystarczających danych pozwalających na ujęcie całościowych skutków finansowych w przekroju wszystkich JST.</p> <p>Należy jednak zauważyć, że skuteczne planowanie energetyczne jest ważnym elementem procesu transformacji energetycznej, pozwalającymi w efektywny sposób wykorzystać lokalny potencjał. Dlatego mimo potencjalnego zwiększenia kosztów administracyjnych w krótkim okresie, działania te mogą w dłuższej perspektywie przynieść korzyści w postaci racjonalizacji wydatków i lepszego gospodarowania środkami publicznymi.</p>											

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki							
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)	
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2026 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0	
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0	
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Przewiduje się, że projektowane zmiany będą miały pozytywny wpływ na funkcjonowanie dużych przedsiębiorstw, jednakże projekt ustawy przewiduje również pewne obowiązki informacyjne dla przedsiębiorców.							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Przewiduje się, że projektowane zmiany będą miały pozytywny wpływ na funkcjonowanie mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw, jednakże projekt ustawy przewiduje również pewne obowiązki informacyjne dla przedsiębiorców.							

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Przewiduje się, że projektowane zmiany będą miały pozytywny wpływ na funkcjonowanie rodzin, obywateli oraz gospodarstw domowych.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Przewiduje się, że projektowane zmiany będą miały pozytywny wpływ na funkcjonowanie osób niepełnosprawnych oraz osób starszych.
Niemierzalne	–	–
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Projekt będzie miał pozytywny wpływ na życie społeczne. Osiągnięte oszczędności energii i w efekcie zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, przyczynią się do poprawy stanu środowiska naturalnego oraz będą miały korzystny wpływ na zdrowie obywateli. Działania proekologiczne prowadzone przez rząd powinny być pozytywnie odbierane w społeczeństwie, w którym rośnie świadomość obywateli odnośnie zmian klimatu i płynących z nich zagrożeń.</p> <p>Wprowadzenie proponowanych przepisów pozwoli na zmniejszenie obciążeń finansowych związanych z opłatami za ciepło ponoszonymi przez gospodarstwa domowe lub instytucje użyteczności publicznej, ponieważ wzrost wykorzystania technologii wytwarzających energię z OZE przyczyni się do zmniejszenia kosztów ciepła. Tym samym rozwiązanie to zapewni bezpieczeństwo energetyczne dostaw ciepła, bowiem zmniejsza ryzyko wystąpienia zjawiska zatorów płytniczych w przypadku nadmiernego obciążenia odbiorców rachunkami za dostarczone ciepło.</p> <p>Projektowane zmiany wpisują się w szerszy kontekst transformacji sektora ciepłownictwa systemowego, która jest nieunikniona z uwagi na jego aktualny stan techniczny, wysoki poziom emisyjności oraz strukturę paliwową, wciąż opartą w dużej mierze na węglu. Zmiana ta jest warunkiem nie tylko osiągnięcia celów klimatyczno-energetycznych, ale również poprawy jakości powietrza i bezpieczeństwa energetycznego w skali lokalnej. Transformacja sektora ciepłownictwa wiąże się z koniecznością modernizacji infrastruktury, zmiany miksu paliwowego oraz wdrażania rozwiązań opartych na lokalnym potencjale – m.in. odnawialnych źródłach energii, kogeneracji czy odzysku ciepła odpadowego. Proces transformacji energetycznej związany jest poniesieniem kosztów na infrastrukturę wytwórczą oraz przesyłową. W zależności od przyjętego modelu rozwoju, poszczególne konfiguracje technologiczne mogą prowadzić do osiągania różnych poziomów efektywności energetycznej systemu, a tym samym do różnych kosztów i efektów środowiskowych.</p> <p>Z perspektywy przedsiębiorstw ciepłowniczych, proces transformacji oznacza z jednej strony konieczność poniesienia nakładów inwestycyjnych, ale z drugiej, szansę na długofalowe zwiększenie konkurencyjności, poprawę relacji z odbiorcami oraz stabilność działania w warunkach zmieniającego się otoczenia regulacyjnego i rynkowego. Celem powinno być odpowiednie gospodarowanie kapitałem, tak aby zastosować rozwiązania technologiczne, umożliwiające uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego oraz związanych z nim korzyści i przywilejów.</p> <p>Jednocześnie należy podkreślić, że dokładne oszacowanie kosztów i wpływów regulacji na konkurencyjność i gospodarstwa domowe jest na obecnym etapie ograniczone. Wynika to z dużego zróżnicowania systemów ciepłowniczych w Polsce (również pod względem autonomiczności systemów, lokalnych zasobów paliw i źródeł energii oraz zróżnicowanego miksu technologicznego uzależnionego od indywidualnych warunków lokalnych), a także braku danych cząstkowych odnoszących się do konkretnych rozwiązań, które będą wdrażane przez przedsiębiorstwa w różnych horyzontach czasowych.</p> <p>Wprowadzone w dyrektywie EED warunki uznawania systemów za efektywne systemy ciepłownicze zostały rozpisane do roku 2050, kiedy to ma nastąpić pełne osiągnięcie neutralności klimatycznej w ciepłownictwie. Wykracza to poza racjonalny horyzont planowania finansowego skutków regulacji dla wprowadzanych przepisów, a szacowane koszty w znaczącej mierze zależą od przyjmowanych założeń, zasobów energetycznych i dostępności technologii w tym takich, które obecnie nie osiągnęły odpowiedniego stanu dojrzałości.</p> <p>Finansowanie transformacji sektora ciepłowniczego w znaczącej mierze zostanie zrealizowane z dostępnych źródeł krajowych i środków unijnych, określanych na kolejne okresy perspektywy budżetowej UE.</p> <p>Projekt prezentuje korzystny wpływ na innowacje. Promowanie efektywnych systemów ciepłowniczych przełoży się na korzystne zmiany w gospodarce, w tym na większą efektywność wykorzystania lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii, uniezależnienie sektora</p>	

ciepłownictwa systemowego od importu paliw kopalnych z zagranicy, a co za tym idzie mniejsze uzależnienie kosztów wytworzenia ciepła od czynników geopolitycznych. Wzrost efektywności energetycznej w sektorze ciepłownictwa systemowego przyczyni się bezpośrednio do ograniczenia emisji szkodliwych substancji do otoczenia, zmniejszenie degradacji środowiska naturalnego oraz racjonalne wykorzystanie energii przez odbiorców końcowych.

Projekt ustawy zakłada, że przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny dostarczać w odpowiednim zakresie informacji odbiorcom końcowym ciepła (np. streszczenia kluczowych warunków umowy, w tym cen i taryf oraz egzemplarz umowy). Nadrzędnym celem jest wzmocnienie pozycji odbiorcy końcowego poprzez zapewnienie mu przejrzystego i zrozumiałego dostępu do podstawowych informacji dotyczących świadczonych usług.

W relacji przedsiębiorstwo–odbiorca końcowy ciepła takie podejście buduje zaufanie, sprzyja lepszemu zrozumieniu zasad rozliczeń oraz warunków świadczenia usług, a w efekcie, ogranicza liczbę nieporozumień czy sporów. Informowanie odbiorców w sposób jasny i uporządkowany pozwala również na bardziej świadome korzystanie z ciepła, co może przyczynić się do poprawy efektywności energetycznej i racjonalizacji zużycia. Z punktu widzenia przedsiębiorstw, realizacja tego obowiązku może również pozytywnie wpłynąć na ich relacje z odbiorcami, umożliwiając lepszą komunikację, ograniczenie reklamacji i zwiększenie transparentności działań.

Projekt ustawy zakłada agregację informacji i danych takich jak:

- wyniki analizy kosztów i korzyści – informacje przekazywane wyłącznie w przypadku budowy nowej, przebudowy lub znacznej modernizacji jednostki lub sieci ciepłowniczej, lub sieci chłodniczej, a więc mające charakter incydentalny, co nie przełoży się na cykliczny i absorbujący wzrost obowiązków;
- informacje gromadzone na potrzeby sporządzenia kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia – nowy obowiązek, jednak realizowany cyklicznie co najmniej raz na pięć lat, co oznacza ograniczoną częstotliwość jego realizacji.

Zgromadzone informacje pozwolą na uzasadnione ekonomicznie podejmowanie decyzji dotyczących kierunku transformacji systemów ciepłowniczych, pozwalając w jak najefektywniejszy sposób wykorzystać środki finansowe przeznaczone na dekarbonizację ciepłownictwa i chłodnictwa w Polsce. Działania związane z oceną w zakresie ogrzewania i chłodzenia pozwolą określić potencjał dekarbonizacyjny sektora ciepłownictwa i podjąć kierunkowe kroki mające na celu wykorzystanie lokalnego potencjału OZE oraz ciepła i chłodu odpadowego, ograniczając uzależnienie od importu paliw kopalnych, zwiększając jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne oraz poprawiając jakość powietrza wpływając na stan zdrowia obywateli.

Obowiązek gromadzenia informacji wynika bezpośrednio z dyrektywy EED. Mimo początkowego nakładu pracy związanego z przygotowaniem danych, w późniejszym etapie umożliwia to łatwiejsze wykorzystanie danych przez przedsiębiorstwa oraz jednostki samorządu terytorialnego w planowaniu energetycznym. Odpowiednio zagregowane dane pozwolą na efektywne planowanie na poziomie przedsiębiorstwa, gminy oraz centralnym, wpływając bezpośrednio na odpowiednie wykorzystanie lokalnego potencjału OZE.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak
 nie
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów
 zmniejszenie liczby procedur
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

zwiększenie liczby dokumentów
 zwiększenie liczby procedur
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz:

Projekt ustawy wprowadza jedynie obciążenia bezwzględnie wymagane przez dyrektywę EED.

Należy zauważyć, że w najbliższych latach wysiłek związany z podnoszeniem efektywności energetycznej w sektorze produkcji ciepła oraz z procesem transformacji systemów ciepłowniczych w kierunku zeroemisyjnych, będzie związany z wielokrotnie wyższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi niż w latach poprzednich, a to z uwagi na konieczność wymiany starych nieefektywnych źródeł ciepła wykorzystujących paliwa kopalne, na nowoczesne wysokowydajne technologie takie jak pompy ciepła, a także konieczność modernizacji infrastruktury przesyłowej, w celu ograniczenia strat ciepła lub chłodu.

W najbliższej przyszłości wyzwaniem z obszaru efektywności energetycznej stojącymi przed przedsiębiorstwami będą nowe technologie wytwarzania ciepła i chłodu, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w celu obniżenia kosztów wytwarzania ciepła, podnoszenie sprawności procesów wytwarzania oraz magazynowania ciepła i chłodu, które z kolei przesądzić mogą o uzyskaniu przewagi konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw.

Proponowane zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne, dają realną szansę na bardziej optymalne funkcjonowanie rynku, mają kluczowe znaczenie dla średnioterminowej konkurencyjności polskiej gospodarki i przedsiębiorstw. Z kolei zaniechanie przeprowadzenia zmian w zakresie przyjętych regulacji, w tym cyfryzacji i optymalizacji systemu może przyczynić się do spadku zainteresowania rynku (przedsiębiorstw) realizacją inwestycji, co z kolei może skutkować nieosiągnięciem zakładanych celów polityki klimatycznej oraz nieracjonalnym wykorzystaniem lokalnego potencjału do wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych i niskoemisyjnych źródeł energii.

9. Wpływ na rynek pracy

Przewiduje się, że projektowana regulacja będzie miała pozytywny wpływ na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input checked="" type="checkbox"/> środowisko naturalne	<input type="checkbox"/> demografia	<input type="checkbox"/> informatyzacja
<input checked="" type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny	<input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input checked="" type="checkbox"/> zdrowie
<input type="checkbox"/> sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	<input type="checkbox"/> inne:	

Omówienie wpływu	<p>Rezultatem przyjęcia projektu będzie poprawa efektywności energetycznej w sektorze ciepłownictwa systemowego w Polsce, ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, co przyczyni się do zmniejszenia degradacji środowiska naturalnego.</p> <p>Agregacja danych będzie miała pozytywny wpływ na sytuację i rozwój regionalny, ze względu na to, że zebrane szczegółowe informacje przyczynią się do lepszego planowania na poziomie lokalnym. Umożliwi to wykorzystanie w jak najlepszy sposób lokalnie dostępnego potencjału do transformacji sektora ciepłowniczego, a także stworzenie odpowiednich strategii odejścia od paliw kopalnych i wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła. Wpłyne to pozytywnie na środowisko naturalne, ponieważ lepsze planowanie przyczyni się do prawidłowego wykorzystania lokalnych zasobów energii i ograniczenia degradacji środowiska naturalnego.</p>
------------------	--

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów projektów zostanie przeprowadzona w przeciągu 3 lat od uchwalenia ustawy. Ponadto ocena efektów będzie dokonywana w ramach procedur sprawozdawczości w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu. Nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Brak