



**ZALECENIE KOMISJI (UE) 2024/2395**

**z dnia 2 września 2024 r.**

**ustanawiające wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 w odniesieniu do zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 292,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE<sup>(1)</sup> wprowadzono wymóg osiągnięcia głównego celu, jakim jest uzyskanie na poziomie Unii co najmniej 32,5 % oszczędności energii do 2030 r.
- (2) W dokumencie roboczym służb Komisji SWD(2013)0449 z dnia 6 listopada 2013 r.<sup>(2)</sup> Komisja przedstawiła państwu członkowskiemu wytyczne dotyczące transpozycji i wdrożenia art. 14 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, analizy kosztów i korzyści na poziomie instalacji oraz procedur udzielania zezwoleń i równoważnych pozwoleń dla instalacji podlegających analizie kosztów i korzyści. Załącznik VIII do dyrektywy 2012/27/UE dotyczący oceny potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia został zastąpiony rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 2019/826<sup>(3)</sup>. Nowe wymogi wyjaśniono bardziej szczegółowo w zaleceniu Komisji (UE) 2019/1659<sup>(4)</sup>.
- (3) Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791<sup>(5)</sup> przyjęto 13 września 2023 r. Za jej pomocą przekształcono dyrektywę 2012/27/UE, pozostawiając niektóre z jej przepisów bez zmian i wprowadzając jednocześnie pewne nowe wymogi. W szczególności znacząco podniesiono poziom ambicji na 2030 r. w zakresie efektywności energetycznej, w tym efektywności energetycznej zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą.
- (4) Wysokosprawna kogeneracja oraz efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze mogą zapewnić znaczne oszczędności energii pierwotnej w Unii oraz korzyści dla klimatu. W związku z tym w dyrektywie (UE) 2023/1791 zwiększono wymogi dotyczące wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Dzięki dodatkowym wymogom w dziedzinie planowania operatorzy systemów ciepłowniczych i chłodniczych o łącznej mocy wyjściowej przekraczającej 5 MW są zobowiązani do opracowania planu przekształcenia swoich systemów w efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze.
- (5) Kolejnym szeroko wykorzystywanym źródłem oszczędności energii jest poszerzona integracja systemu energetycznego. Analiza kosztów i korzyści zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą pochodzącą z ciepła odpadowego lub chłodu odpadowego uwalnianych przez dużych użytkowników paliwa i energii elektrycznej pomaga w znalezieniu nowych rozwiązań w celu pokrycia zapotrzebowania na ciepło lub chłodzenie lokalnie bądź w sieciach ciepłowniczych lub chłodniczych. Szersze wykorzystanie ciepła odpadowego w sieciach ciepłowniczych i chłodniczych pomaga spełnić wymogi dyrektywy (UE) 2023/1791 dotyczące systemów ciepłowniczych.

<sup>(1)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj>).

<sup>(2)</sup> Dokument roboczy służb Komisji SWD(2013)0449 final z dnia 6 listopada 2013 r., „Wytyczne dotyczące dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/WE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE – art. 14: Promowanie efektywności ogrzewania i chłodzenia”; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:52013SC0449>.

<sup>(3)</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2019/826 z dnia 4 marca 2019 r. zmieniające załączniki VIII i IX do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w odniesieniu do treści kompleksowych ocen potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia (Dz.U. L 137 z 23.5.2019, s. 3, ELI: [http://data.europa.eu/eli/reg\\_del/2019/826/oj](http://data.europa.eu/eli/reg_del/2019/826/oj)).

<sup>(4)</sup> Zalecenie Komisji (UE) 2019/1659 z dnia 25 września 2019 r. w sprawie treści kompleksowej oceny potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia zgodnie z art. 14 dyrektywy 2012/27/UE (Dz.U. L 275 z 28.10.2019, s. 94, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reco/2019/1659/oj>).

<sup>(5)</sup> 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.U. L 231 z 20.9.2023, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj>).

- (6) Szereg przepisów dyrektywy (UE) 2023/1791 w sprawie zaopatrzenia w energię ciepłą i chłodniczą ma charakter techniczny, w szczególności dotyczy to znaczenia parametrów technicznych. Ich treść zasługuje na dodatkowe wyjaśnienia co do ich interpretacji. W celu zapewnienia bardziej zharmonizowanego podejścia w państwach członkowskich należy wskazać techniczne aspekty wdrażania art. 26 wraz z możliwymi rozwiązaniami.
- (7) W swojej decyzji 2008/952/WE <sup>(6)</sup> Komisja ustanowiła szczegółowe wytyczne dotyczące wdrażania i stosowania załącznika II do dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady <sup>(7)</sup>, w tym wyjaśniła sposób obliczania energii elektrycznej z kogeneracji. Ponieważ dyrektywa 2004/8/WE już nie obowiązuje, załącznik II do niej stał się załącznikiem II do dyrektywy (UE) 2023/1791, jednak wytyczne oparte na decyzji 2008/952/WE są nadal ważne.
- (8) Państwa członkowskie mają wprowadzić w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne transponujące art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 do dnia 11 października 2025 r., z wyjątkiem ust. 3, w przypadku którego termin transpozycji upływa wcześniej.
- (9) Państwa członkowskie mogą według własnego uznania wybrać taki sposób transpozycji i wdrożenia wymogów dotyczących efektywności zaopatrzenia w energię ciepłą i chłodniczą, jaki najlepiej odpowiada ich sytuacji krajowej. W tym kontekście zaleca się spójną interpretację odpowiednich przepisów dyrektywy (UE) 2023/1791, która przyczyniłaby się do jednakowego rozumienia dyrektywy (UE) 2023/1791 we wszystkich państwach członkowskich podczas przygotowywania środków transpozycji.
- (10) Niniejsze zalecenie powinno ponadto zawierać wytyczne dotyczące wykładni tych przepisów dyrektywy (UE) 2023/1791, które zmieniono w porównaniu z dyrektywą 2012/27/UE. Powinno ono zatem być odczytywane wraz ze szczegółowymi wytycznymi ustanowionymi decyzją 2008/952/WE i dokumentem roboczym służb Komisji SWD(2013)0449 oraz powinno je uzupełniać.

PRZYJMUJE NINIEJSZE ZALECENIE:

Dokonując transpozycji art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 do prawa krajowego, państwa członkowskie powinny stosować się do wytycznych interpretacyjnych zawartych w załączniku do niniejszego zalecenia.

Sporządzono w Brukseli dnia 2 września 2024 r.

W imieniu Komisji  
Kadri SIMSON  
Członek Komisji

<sup>(6)</sup> Decyzja Komisji 2008/952/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie określenia szczegółowych wytycznych dotyczących wykonania i stosowania przepisów załącznika II do dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 338 z 17.12.2008, s. 55, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dec/2008/952/oj>).

<sup>(7)</sup> Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz.U. L 52 z 21.2.2004, s. 50, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2004/8/oj>).

## ZAŁĄCZNIK

## 1. WPROWADZENIE

Niniejsze wytyczne zawierają wskazówki dla państw członkowskich dotyczące sposobu interpretacji art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 przy transpozycji tego przepisu do prawa krajowego. Są one przeznaczone wyłącznie do celów transpozycji i wdrożenia dyrektywy (UE) 2023/1791 i nie zapewniają wykładni w kontekście innych aktów prawnych. Art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 zastępuje art. 14 dyrektywy 2012/27/UE. Art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 dotyczy zaopatrzenia w energię ciepłą i chłodniczą oraz efektywności systemów ciepłowniczych i chłodniczych („DHC”).

Niemniej jednak wiążąca wykładnia przepisów unijnych należy do wyłącznej kompetencji Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

## 2. KONTEKST PRAWNY I POLITYCZNY

W art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 zachęca się do przejścia na czyste i neutralne pod względem emisji dwutlenku węgla zaopatrzenie w energię ciepłą i chłodniczą. Aby osiągnąć cele Unii w zakresie energii i klimatu, konieczne jest znaczne ograniczenie zużycia energii i wykorzystania paliw kopalnych w sektorze energii cieplnej i chłodniczej, gdyż z odnawialnych źródeł energii (OZE) pochodziło w 2022 r. tylko 24,9 % energii wykorzystywanej w tym sektorze <sup>(1)</sup>.

Art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 jest ściśle powiązany z niektórymi wymogami określonymi w następujących aktach prawnych Unii:

- **dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001** <sup>(2)</sup> („dyrektywa w sprawie energii odnawialnej”) – w odniesieniu do przepisów dotyczących systemów DHC istotne są art. 23 i 24 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej. W dyrektywie w sprawie energii odnawialnej określono cele dotyczące udziału odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego. Państwa członkowskie są zobowiązane do zachęcania operatorów DHC do przyłączenia stron trzecich. Państwa członkowskie są również zobowiązane do wprowadzenia ram koordynacji, aby ułatwić wykorzystanie ciepła odpadowego i chłodu odpadowego. Przegląd definicji „efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego” na podstawie dyrektywy 2012/27/UE jest ważnym uzupełnieniem przeglądu przepisów dotyczących systemów DHC zawartych w dyrektywie w sprawie energii odnawialnej. W dyrektywie w sprawie energii odnawialnej określono warunki zwolnień dotyczących odłączenia i dostępu do sieci oraz wymóg orientacyjnego średniego rocznego wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych na szczeblu państw członkowskich, natomiast w dyrektywie (UE) 2023/1791 skoncentrowano się na udziale odnawialnych źródeł energii wyłącznie na poziomie jednego systemu DHC;
- **dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944** <sup>(3)</sup> – art. 8 tej dyrektywy jest istotny dla procedury udzielania zezwoleń, o której mowa w art. 26 ust. 9 dyrektywy (UE) 2023/1791;
- **dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275** <sup>(4)</sup> („dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków” lub „EPBD”) – w przypadku systemów DHC najistotniejsze są przepisy dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków dotyczące integracji energii słonecznej w budynkach (art. 10) oraz wymogi dla budynków bezemisyjnych (art. 11). Zaopatrzenie w energię ciepłą lub chłodniczą z efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych może obejmować całkowite roczne zużycie energii pierwotnej w nowym lub odnowionym budynku bezemisyjnym;
- **rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2015/2402** <sup>(5)</sup> – zapewnia wartości odniesienia do obliczania oszczędności energii pierwotnej z wysokosprawnej kogeneracji, o których mowa w art. 26 ust. 13 dyrektywy (UE) 2023/1791.

<sup>(1)</sup> Eurostat, 2024 r.: [https://doi.org/10.2908/NRG\\_IND\\_REN](https://doi.org/10.2908/NRG_IND_REN).

<sup>(2)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>).

<sup>(3)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 125, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>).

<sup>(4)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz.U. L, 2024/1275, 8.5.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj>).

<sup>(5)</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2015/2402 z dnia 12 października 2015 r. w sprawie przeglądu zharmonizowanych wartości referencyjnych sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w zastosowaniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE i uchylające decyzję wykonawczą Komisji 2011/877/UE (Dz.U. L 333 z 19.12.2015, s. 54, ELI: [http://data.europa.eu/eli/reg\\_del/2015/2402/2024-01-01](http://data.europa.eu/eli/reg_del/2015/2402/2024-01-01)).

Ponadto art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791, w szczególności sposobów, w jaki regulowane są kwestie efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych oraz wysokosprawnej kogeneracji, ma wpływ na inne akty prawne i wytyczne na szczeblu Unii. Te akty prawne i wytyczne są związane z kwalifikowalnością projektów i instalacji do finansowania publicznego, ponieważ instalacje niespełniające wymogów art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 mogą zostać wyłączone pod pewnymi warunkami. Dotyczy to takich aktów jak Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią<sup>(6)</sup>, rozporządzenie (UE) 2023/1315 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu<sup>(7)</sup> („ogólne rozporządzenie w sprawie wyłączeń grupowych” lub „GBER”), dyrektywa Rady 2003/96/WE<sup>(8)</sup> oraz przepisy regulujące wykorzystanie funduszy spójności oraz Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności.

W odniesieniu do Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności Komisja opublikowała „Model zawierający wskazówki: Infrastruktura wytwarzania i dystrybucji systemów ciepłowniczych/chłodniczych”<sup>(9)</sup>. Określono w nim, że pomoc państwa „przynajmniej się wyłącza na budowę, rozbudowę lub modernizację systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, które są lub staną się efektywne energetycznie” (pkt 54) zgodnie z przepisami dyrektywy (UE) 2023/1791.

Zaopatrzenie w energię ciepłą lub chłodniczą z efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wspiera się również z funduszy spójności. W załączniku I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1060<sup>(10)</sup> („rozporządzenie w sprawie wspólnych przepisów”) określono konkretne kody rodzajów interwencji dla Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Europejskiego Funduszu Społecznego Plus, Funduszu Spójności i Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. W rozporządzeniu w sprawie wspólnych przepisów do projektów dotyczących systemów ciepłowniczych stosuje się dwa kody interwencji: kod „054” dla systemów ciepłowniczych i chłodniczych oraz kod „055” dla efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych o niskich emisjach w cyklu życia. Drugi z tych kodów wiąże się z wyższym współczynnikiem do obliczania wsparcia na cele związane ze zmianami klimatu, a tym samym przyczynia się w większym stopniu do wypełnienia zobowiązań państw członkowskich w zakresie koncentracji tematycznej dla celów klimatycznych określonej w rozporządzeniu w sprawie wspólnych przepisów. W ograniczonym zakresie polityki spójności wyrażonym w rozporządzeniu w sprawie wspólnych przepisów definicja kodu interwencji „055”, która ma zastosowanie do uzyskania wyższego współczynnika klimatycznego, nadal odnosi się jednak do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego zawartej w art. 2 pkt 41 dyrektywy 2012/27/UE.

Ponadto art. 26 jest powiązany z innymi przepisami dyrektywy (UE) 2023/1791, a mianowicie:

- art. 2: zob. definicje omówione w rozdziale 3 niniejszego załącznika;
- art. 11: państwa członkowskie mogą wymagać, aby w ramach audytów energetycznych przeprowadzano ocenę technicznej i ekonomicznej wykonalności przyłączenia do istniejącej lub planowanej sieci ciepłowniczej lub chłodniczej;
- art. 25: zobowiązanie państw członkowskich do powiadamiania o kompleksowej ocenie w zakresie ogrzewania i chłodzenia w ramach zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizacji;
- art. 30: zobowiązanie państw członkowskich do promowania tworzenia systemów wsparcia finansowego w celu zwiększenia wykorzystania środków poprawy efektywności energetycznej na potrzeby znacznej modernizacji systemów ciepłowniczych i chłodniczych.

Art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 zawiera następujące **główne przepisy**:

- aktualizacja **kryteriów, które muszą spełniać efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze („EDHC”)**, przewidująca jasne stopniowe podejście do zwiększenia efektywności energetycznej i obniżenia emisyjności zaopatrzenia w energię ciepłą i chłodniczą (art. 26 ust. 1);

<sup>(6)</sup> Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (Dz.U. C 80 z 18.2.2022, s. 1, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?toc=OJ:C:2022:080:TOC&uri=uriserv:OJ.C\\_.2022.080.01.0001.01.POL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?toc=OJ:C:2022:080:TOC&uri=uriserv:OJ.C_.2022.080.01.0001.01.POL)).

<sup>(7)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2023/1315 z dnia 23 czerwca 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz.U. L 167 z 30.6.2023, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1315/oj>).

<sup>(8)</sup> Dyrektywa Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dz.U. L 283 z 31.10.2003, s. 51, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/96/oj>).

<sup>(9)</sup> Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności – Pomoc państwa ([https://competition-policy.ec.europa.eu/system/files/2023-04/template\\_RRF\\_district\\_heating\\_and\\_cooling\\_04042023.pdf](https://competition-policy.ec.europa.eu/system/files/2023-04/template_RRF_district_heating_and_cooling_04042023.pdf)).

<sup>(10)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1060 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiające wspólne przepisy dotyczące Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Europejskiego Funduszu Społecznego Plus, Funduszu Spójności, Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji i Europejskiego Funduszu Morskiego, Rybackiego i Akwakultury, a także przepisy finansowe na potrzeby tych funduszy oraz na potrzeby Funduszu Azylu, Migracji i Integracji, Funduszu Bezpieczeństwa Wewnętrznego i Instrumentu Wsparcia Finansowego na rzecz Zarządzania Granicami i Polityki Wizowej (Dz.U. L 231 z 30.6.2021, s. 159, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1060/oj>).

- **podejście stanowiące alternatywę dla spełnienia kryteriów EDHC** określonych w art. 26 ust. 1, na które państwa członkowskie mogą się zdecydować i w ramach którego stosuje się kryteria efektywności w zakresie zrównoważonego rozwoju oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemów ciepłowniczych i chłodniczych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom (art. 26 ust. 2 i 3) <sup>(1)</sup>;
- dodatkowe warunki w przypadku budowy EDHC lub przekształcenia istniejącego systemu DHC w EDHC (art. 26 ust. 4);
- **obowiązkowe plany transformacji od dnia 1 stycznia 2025 r. w odniesieniu do istniejących systemów DHC, które nie spełniają wymogów dotyczących EDHC**, aby zapewnić bardziej efektywne zużycie energii pierwotnej, ograniczyć straty w dystrybucji i zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię ciepłą i chłodniczą (art. 26 ust. 5);
- zobowiązanie państw członkowskich do zapewnienia, aby **centra przetwarzania danych**, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW, korzystały z ciepła odpadowego lub innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego, chyba że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne (art. 26 ust. 6);
- wymogi dotyczące przeprowadzenia **analizy kosztów i korzyści** na poziomie instalacji, w przypadku gdy planuje się budowę nowych instalacji lub znaczną modernizację, aby ocenić wykonalność ekonomiczną zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie zaopatrzenia w energię ciepłą i chłodniczą (art. 26 ust. 7);
- możliwość **zwolnienia** przez państwa członkowskie również **określonych instalacji** z wymogu przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści (art. 26 ust. 8).

Przepisy art. 26 ust. 9–14 dyrektywy (UE) 2023/1791 nie uległy zmianie w porównaniu z art. 14 dyrektywy 2012/27/UE, z wyjątkiem art. 26 ust. 12 dotyczącego gromadzenia informacji na temat przeprowadzonych ocen kosztów i korzyści.

Pod względem porządku chronologicznego wymogi określone w art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 należy stosować lub uzupełniać w następujący sposób:

Tabela 1

**Terminy transpozycji wymogów dyrektywy (UE) 2023/1791**

Ustęp	Wymóg	Termin
Art. 26 ust. 1	W efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji lub w co najmniej 50 % połączenie takiej energii i ciepła	Do 31 grudnia 2027 r.
	W efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co najmniej 80 % ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub w co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5 %, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50 %	Od 1 stycznia 2028 r.
	W efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80 % i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %	Od 1 stycznia 2035 r.

<sup>(1)</sup> Jeśli chodzi o efektywność energetyczną, alternatywne kryteria (art. 26 ust. 2 i 3) bezpośrednio ją promują dzięki uwzględnianiu dostawy do odbiorców (a tym samym uwzględnianiu strat sieciowych). Należy jednak zauważyć, że również standardowe kryteria EDHC (art. 26 ust. 1) pośrednio prowadzą do wyższej efektywności energetycznej dzięki wyższemu udziałowi odnawialnych lub innych potencjalnych źródeł ciepła niskotemperaturowego (które przyczyniają się do wyższej wydajności), ponieważ dotyczą ciepła i chłodu wprowadzanego do sieci.

Ustęp	Wymóg	Termin
	W efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 95 % energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %	Od 1 stycznia 2040 r.
	W efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe	Od 1 stycznia 2045 r.
	System, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego	Od 1 stycznia 2050 r.
Art. 26 ust. 2	Powiadomienie Komisji o zastosowaniu kryteriów w zakresie zrównoważonego rozwoju do zdefiniowania EDHC	11 stycznia 2024 r.
	Maksymalna wielkość emisji gazów cieplarnianych na jednostkę: 200 g/kWh	Do 31 grudnia 2025 r.
	Powiadomienie Komisji o zastosowaniu kryteriów w zakresie zrównoważonego rozwoju do zdefiniowania EDHC	30 czerwca 2025 r.
	Maksymalna wielkość emisji gazów cieplarnianych na jednostkę: 150 g/kWh	Od 1 stycznia 2026 r.
	Powiadomienie Komisji o zastosowaniu kryteriów w zakresie zrównoważonego rozwoju do zdefiniowania EDHC	30 czerwca 2034 r.
	Maksymalna wielkość emisji gazów cieplarnianych na jednostkę: 100 g/kWh	Od 1 stycznia 2035 r.
	Powiadomienie Komisji o zastosowaniu kryteriów w zakresie zrównoważonego rozwoju do zdefiniowania EDHC	30 czerwca 2044 r.
	Maksymalna wielkość emisji gazów cieplarnianych na jednostkę: 50 g/kWh	Od 1 stycznia 2045 r.
	Powiadomienie Komisji o zastosowaniu kryteriów w zakresie zrównoważonego rozwoju do zdefiniowania EDHC	30 czerwca 2049 r.
	Maksymalna wielkość emisji gazów cieplarnianych na jednostkę: 0 g/kWh	Od 1 stycznia 2050 r.
Art. 26 ust. 5	Planowane przekształcenie w EDHC	Od 1 stycznia 2025 r.
Art. 26 ust. 8	Powiadomienie o zwolnieniach przyjętych na podstawie ust. 8	Kiedy zwolnienia zostaną przyjęte
Art. 26 ust. 10	Powiadomienie o zwolnieniach przyznanych poszczególnym instalacjom, w odniesieniu do których odstępuje się od wdrożenia środków o pozytywnym wyniku analizy kosztów i korzyści	Trzy miesiące po przyznaniu zwolnień
Załącznik III	Nowe i znacząco zmodernizowane jednostki wysokosprawnej kogeneracji (HECHP) muszą osiągnąć wartość progową emisji gazów cieplarnianych poniżej 270 g CO <sub>2</sub> /kWh	12 października 2025 r.
	Wszystkie jednostki HECHP muszą osiągnąć wartość progową emisji gazów cieplarnianych poniżej 270 g CO <sub>2</sub> /kWh	Od 1 stycznia 2034 r.

### 3. Obowiązki związane z efektywnością energetyczną w zakresie ogrzewania i chłodzenia określone w art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791

#### 3.1. Kryteria EDHC (podejście standardowe i alternatywne): art. 26 ust. 1 i 2 dyrektywy (UE) 2023/1791

### 3.1.1. Zakres wymogów, odpowiednie definicje i terminy

Obowiązki wynikające z art. 26 ust. 1, 2 i 3 dyrektywy (UE) 2023/1791 mają zastosowanie do systemów DHC i ich operatorów. Niektóre terminy użyte w art. 26 są jasno zdefiniowane w art. 2 dyrektywy (UE) 2023/1791, ale niektóre definicje, takie jak system ciepłowniczy i chłodniczy, wymagają dodatkowego wyjaśnienia w następujący sposób:

#### Kogeneracja

„Kogeneracja” (kogeneracja ciepła i energii elektrycznej – CHP), zdefiniowana w art. 2 pkt 36 dyrektywy (UE) 2023/1791, odbywa się w jednostkach będących, zgodnie z art. 2 pkt 43, instalacjami, które mogą działać w trybie kogeneracji. Zdaniem Komisji oznacza to, że w instalacjach, w których para jest wykorzystywana równolegle w wielu procesach, w tym w kogeneracji, jedynie proces obejmujący jednoczesne wytwarzanie energii cieplnej oraz energii elektrycznej lub mechanicznej można uznać za kogenerację.

#### Wysokosprawna kogeneracja

W art. 2 pkt 40 dyrektywy (UE) 2023/1791 i w załączniku III do tej dyrektywy zawarto definicję „wysokosprawnej kogeneracji” („HECHP”). Aby kogenerację można było zakwalifikować jako instalację HECHP, musi ona oszczędzać 10 %<sup>(12)</sup> energii pierwotnej w porównaniu z oddzielną produkcją ciepła i energii elektrycznej oraz spełniać kryteria dotyczące indywidualnych emisji i zużycia paliwa określone w załączniku III.

#### Systemy ciepłownicze i chłodnicze

„Systemy ciepłownicze i chłodnicze” (DHC) zdefiniowano w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii<sup>(13)</sup> i dyrektywie w sprawie charakterystyki energetycznej budynków<sup>(14)</sup>. Zaleca się jednak stosowanie tych samych zasad w odniesieniu do definicji DHC co we wcześniejszych wytycznych dotyczących wdrażania dyrektywy 2012/27/UE. Zgodnie z przygotowanymi przez Eurostat instrukcjami dotyczącymi sprawozdawczości w zakresie wypełniania formularza odnoszącego się do systemów DHC<sup>(15)</sup> na podstawie art. 24 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE energia cieplna, która ma być liczona jako ciepło lub chłód z sieci DHC, musi być:

- wyprodukowana w miejscu innym niż miejsce, w którym jest używana;
- sprzedawana (zgodnie z rocznym kwestionariuszem energii elektrycznej i ciepła):
  - do wielu budynków będących własnością co najmniej dwóch różnych odbiorców lub przez nich zajmowanych; lub
  - do wielu obiektów należących do co najmniej dwóch różnych odbiorców.

#### Operator DHC

Zdaniem Komisji „operatora DHC” należy rozumieć jako przedsiębiorstwo prywatne lub publiczne, które jest właścicielem i operatorem sieci DHC i systemu dystrybucyjnego dostarczającego ciepło lub chłód użytkownikom końcowym.

#### Budynek

Komisja uważa, że „budynek” należy zdefiniować w taki sam sposób, jak w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, a mianowicie jako „konstrukcję zadaszoną, posiadającą ściany, w której energia jest wykorzystywana do utrzymania środowiska wewnętrznego”.

<sup>(12)</sup> W przypadku jednostek kogeneracji na małą skalę i jednostek mikrokogeneracji o mocy równej lub mniejszej niż 1 MW<sub>el</sub> dopuszczalne są wszelkie oszczędności energii pierwotnej.

<sup>(13)</sup> W art. 2 pkt 19 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej system ciepłowniczy i chłodniczy zdefiniowano jako „dystrybucję energii termicznej w postaci pary, gorącej wody lub schłodzonych płynów z centralnych lub zdecentralizowanych źródeł produkcji przez sieć do wielu budynków lub punktów w celu wykorzystania jej do ogrzewania lub chłodzenia pomieszczeń lub procesów”.

<sup>(14)</sup> Jak zdefiniowano w art. 2 pkt 50 dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków: „system ciepłowniczy” lub „system chłodniczy” oznacza dystrybucję energii termicznej w postaci pary, gorącej wody lub schłodzonych płynów z centralnego lub zdecentralizowanego źródła produkcji przez sieć do wielu budynków lub punktów w celu wykorzystania jej do ogrzewania lub chłodzenia pomieszczeń lub procesów.

<sup>(15)</sup> Instrukcje dotyczące sprawozdawczości w zakresie wypełniania formularza odnoszącego się do systemów ciepłowniczych i chłodniczych na potrzeby przekazywania danych na podstawie art. 24 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE (<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42195/Reporting-instructions-DH-DC.pdf/0e62bb06-2a29-478f-87bd-b4625d2d8f40>); art. 24 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE odpowiada art. 35 ust. 3 dyrektywy (UE) 2023/1791.

### Obiekt

„Obiekt” nie jest zdefiniowany w przepisach Unii, ale należy go rozumieć jako określoną przestrzeń, która obejmuje budynki lub wszelkie inne struktury związane z działalnością gospodarczą, taką jak procesy lub usługi przemysłowe.

#### 3.1.2. Standardowe podejście do kryteriów EDHC

Aby osiągnąć cele polegające na zapewnieniu bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej i zwiększeniu udziału energii odnawialnej w dostawach energii cieplnej i energii chłodniczej wprowadzanych do sieci DHC, w art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791 ustanowiono wspólną metodykę oceny, czy system DHC jest „efektywny”, w oparciu o udział energii odnawialnej, ciepła odpadowego i (wysokosprawnej) kogeneracji ((HE)CHP). Kryteria te opierają się na energii cieplnej wprowadzanej do sieci i w związku z tym dotyczą energii cieplnej po stronie podaży w punkcie zatłaczania (po konwersji przez jednostkę wytwarzania ciepła/chłodu).

Celem kryteriów dotyczących EDHC jest zapewnienie, aby systemy DHC przyczyniały się do realizacji długoterminowych celów polityki klimatycznej i celów w zakresie efektywności energetycznej. Aby to osiągnąć, systemy EDHC muszą zwiększyć efektywność zużycia energii pierwotnej poprzez wykorzystanie efektywnych technologii wytwarzania energii lub integrację ciepła odpadowego. Należy również stopniowo zwiększać udział energii odnawialnej w systemach EDHC, aby ograniczyć emisje gazów cieplarnianych.

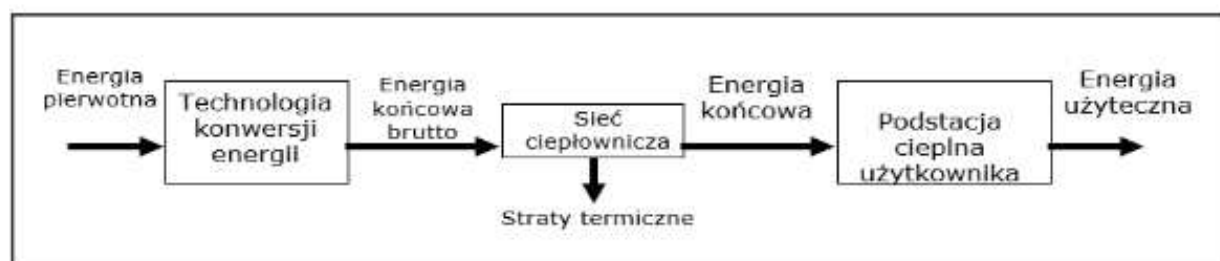
Na podstawie udziału energii odnawialnej, ciepła odpadowego i ciepła z instalacji wysokosprawnej kogeneracji wprowadzanych do sieci określa się, czy system DHC jest „efektywny”. W podejściu domyślnym wymogi dotyczące EDHC zaostrza się w pięciu kolejnych etapach: w 2028 r., 2035 r., 2040 r., 2045 r. i 2050 r. Główne efekty wynikające z tego harmonogramu to:

- do 2035 r. status EDHC można osiągnąć wyłącznie za pomocą HECHP lub połączenia 5 % udziału OZE i 45 % HECHP, energii odnawialnej lub ciepła odpadowego;
- od 1 stycznia 2035 r. systemów wykorzystujących wyłącznie paliwa kopalne nie można uznawać za EDHC;
- w latach 2035–2045 z OZE i ciepła odpadowego powinno pochodzić 35 % ciepła dostarczanego w EDHC. HECHP może nadal stanowić do 45 % do 2040 r. i 60 % do 2045 r., natomiast udział kogeneracji niespełniającej kryteriów HECHP zostaje zmniejszony;
- począwszy od 2045 r. systemy EDHC muszą obejmować co najmniej 75 % energii odnawialnej i ciepła odpadowego, a HECHP przestaje zaliczać się na poczet spełnienia kryteriów;
- od 2050 r. cały wkład do EDHC musi pochodzić z energii odnawialnej lub ciepła odpadowego.

Udział energii odnawialnej, ciepła odpadowego i ciepła odpadowego, które są wprowadzane do sieci z elektrociepłowni (HE)CHP, mierzy się w punkcie przekazania między technologią konwersji energii a siecią. Na rys. 1 energia wprowadzana do sieci nazywana jest „energią końcową brutto”.

Rysunek 1

#### Nomenklatura przepływów energii w sieciach DHC



Źródło: Wspólne Centrum Badawcze <sup>(16)</sup>.

„Energia odnawialną” zdefiniowano w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej. Obejmuje ona energię wiatrową, energię słoneczną (termiczną i fotowoltaiczną) i energię geotermalną, energię dyfuzji, energię otoczenia, energię pływów, fal i inne rodzaje energii oceanicznej, energię wodną, biomasę, gaz pochodzący z wysypisk śmieci, gaz z oczyszczalni ścieków i biogaz.

<sup>(16)</sup> Efficient District Heating and Cooling [Efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze], JRC, 2021 (<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC126522>).



Biorąc jednak pod uwagę potrzebę zapewnienia równych warunków działania w systemach ciepłowniczych dla wszystkich wariantów dostaw energii ze źródeł odnawialnych, przy ocenie zgodności z kryteriami EDHC w kontekście odpowiednich artykułów dyrektywy (UE) 2023/1791 należy uwzględnić wszystkie dostawy ciepła z pomp ciepła<sup>(17)</sup>. W tym celu w motywie 107 dyrektywy (UE) 2023/1791 określono, że ciepło w całości pochodzące z pompy ciepła powinno być rozliczane zgodnie z dyrektywą (UE) 2023/1791 jako energia ze źródeł odnawialnych, pod warunkiem że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do dyrektywy w sprawie energii odnawialnej.

Aby zapewnić spójność w odniesieniu do wymogów dotyczących wykorzystania biomasy i biopaliw, zdecydowanie zaleca się, aby na poczet progów energii ze źródeł odnawialnych zaliczać wyłącznie biomasę i biopaliwa, które spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju określone w dyrektywie w sprawie energii odnawialnej. W przeciwnym razie coraz szersze wykorzystywanie zrównoważonej biomasy i biopaliw mogłoby utrudniać na przykład niższy wskaźnik spadków kosztów.

Efektywne systemy DHC powinny zwiększyć efektywność zużycia energii pierwotnej i stopniowe włączanie do nich energii odnawialnej oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego. „Ciepło odpadowe i chłód odpadowy” zdefiniowano w art. 2 pkt 9 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej jako niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu DHC pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywany proces kogeneracji lub gdy kogeneracja nie jest możliwa<sup>(18)</sup>. Definicję tę należy stosować w odniesieniu do przepisów dyrektywy (UE) 2023/1791 związanych z efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi<sup>(19)</sup>, mając na uwadze cel art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791, jakim jest zapewnienie bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej oraz maksymalizacja ponownego użycia i odzysku ciepła odpadowego.

Ciepło z kogeneracji (lub wysokosprawnej kogeneracji) wlicza się do progów określonych w kryteriach EDHC, jeżeli pochodzi ono z instalacji zgodnych z definicjami kogeneracji (lub wysokosprawnej kogeneracji) zawartymi w art. 26 ust. 1 lit. a)–d) dyrektywy (UE) 2023/1791.

Metoda określania EDHC powinna być zgodna z trzyetapowym podejściem przedstawionym z dalszymi szczegółowymi informacjami w dodatku A.

### 3.1.3. Alternatywne podejście do definicji EDHC

Oprócz kryteriów EDHC opartych na udziale dostaw energii w art. 26 ust. 2 i 3 dyrektywy (UE) 2023/1791 określono alternatywne podejście oparte na emisjach gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom. Aby zastosować to alternatywne podejście, w celu obliczenia współczynników emisji na jednostkę energii należy znać emisje gazów cieplarnianych i ilość ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom.

Emisje, które należy uwzględnić przy sprawdzaniu zgodności z kryteriami EDHC, to emisje bezpośrednio związane z wytwarzaniem ciepła i chłodu, na przykład poprzez spalanie nośnika energii. Zdaniem Komisji wyłączone są emisje pochodzące ze źródeł emisji pośrednich, takich jak te wynikające z produkcji lub magazynowania nośnika energii.

Ilość ciepła lub chłodu dostarczana odbiorcom obejmuje każdą jednostkę ciepła lub chłodu dostarczaną odbiorcom, zwykle mierzona za pomocą systemu pomiarowego. Do celów art. 26 ust. 2 dyrektywy (UE) 2023/1791 ilość energii dostarczanej do odbiorców należy mierzyć i zgłaszać w kWh. Na rys. 1 taką ilość energii określa się mianem „energii końcowej”. Energia końcowa może znacznie różnić się od energii końcowej brutto ze względu na straty w dystrybucji, co może zwiększyć intensywność emisji na dostarczoną jednostkę.

Metoda określania EDHC powinna być zgodna z pięcioetapowym podejściem przedstawionym w dodatku B.

<sup>(17)</sup> Na potrzeby celów określonych w dyrektywie w sprawie energii odnawialnej oraz zgodnie z art. 7 ust. 3 akapit trzeci tej dyrektywy uwzględnia się wyłącznie energię otoczenia i energię geotermalną używaną do ogrzewania i chłodzenia za pomocą pomp ciepła i systemów lokalnego chłodzenia w odniesieniu do celów określonych w dyrektywie w sprawie energii odnawialnej.

<sup>(18)</sup> Zob. motyw 105 dyrektywy (UE) 2023/1791.

<sup>(19)</sup> Jednak w odniesieniu do innych przepisów dotyczących ciepła odpadowego zawartych w art. 26, a mianowicie w ust. 6–8 i 14, szerszy zestaw przeływów energii należy uznać za ciepło odpadowe, a w szczególności wymóg, zgodnie z którym ciepło można uznać za odpadowe tylko wówczas, gdy jest ono wysyłane do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, nie powinien mieć zastosowania. Uwzględnia to szerszy cel odzysku ciepła odpadowego w ogólnym kontekście dyrektywy (UE) 2023/1791, jakim jest uniknięcie rozpraszania strumieni ciepła i zapewnienie optymalizacji systemu energetycznego. Zob. motyw 105 dyrektywy (UE) 2023/1791.

### 3.1.4. Różne zastosowania kryteriów EDHC i ewentualne powiązane warianty strategiczne

W art. 26 ust. 1, 2 i 3 dyrektywy (UE) 2023/1791 nie określono przypadków, w których należy stosować kryteria EDHC. Zamiast tego stosowanie kryteriów przewidziano w innych przepisach art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791, w szczególności w ust. 4 i 5. Dodatkowo wytyczne dotyczące takich przypadków przedstawiono w sekcji 3 niniejszego załącznika.

Oprócz obowiązkowego stosowania kryteriów przewidzianych w art. 26 ust. 1 i 2 dyrektywy (UE) 2023/1791 istnieje kilka możliwości stosowania kryteriów EDHC na poziomie państw członkowskich. Nie są one obowiązkowe i zależą od konkretnego wdrożenia przez każde państwo członkowskie.

Państwa członkowskie mogą wspierać efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze, pod warunkiem że takie wsparcie jest zgodne z zasadami pomocy państwa lub ogólnym rozporządzeniem w sprawie wyłączeń grupowych, a także zgodne z przepisami i wytycznymi dotyczącymi wykorzystania funduszy polityki spójności lub Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności. Przy udzieleniu wsparcia dla efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych ważne jest ustanowienie mechanizmu zapewniającego stałą zgodność z kryteriami, na przykład w drodze doraźnych kontroli lub audytów w obiektach systemu DHC w celu weryfikacji kosztów energetycznego dostarczanego do systemu.

Państwa członkowskie mogą promować dobrowolne zobowiązania do utrzymania standardu EDHC podejmowane przez operatorów DHC. W tym celu, zdaniem Komisji, dla efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych można by ustanowić certyfikaty lub etykiety, których uzyskanie wymagałoby kompletnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji. Skutkowałoby to popularyzacją efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych i mogłoby doprowadzić do zwiększenia udziału w rynku takich systemów, a tym samym przyczyniłoby się do osiągnięcia głównych celów w zakresie oszczędności energii i emisji.

## 3.2. Stosowanie definicji EDHC do nowo wybudowanych i zmodernizowanych systemów DHC: art. 26 ust. 4 dyrektywy (UE) 2023/1791

### 3.2.1. Odpowiednie definicje i terminy

W art. 2 pkt 50 dyrektywy (UE) 2023/1791 zdefiniowano „**znaczną modernizację**” jako modernizację, której koszt przekracza 50 % kosztu inwestycyjnego nowej porównywalnej jednostki. Definicja znacznej modernizacji odnosi się wyłącznie do kosztów modernizacji, a nie do rodzajów prac, które można uznać za modernizację. Zazwyczaj projekt modernizacji systemu DHC obejmuje dwa rodzaje kosztów, które należy uwzględnić w ocenie <sup>(20)</sup>:

- koszty związane z aspektami technicznymi, takimi jak integracja nowych technologii, optymalizacja istniejących technologii oraz wymiana zużytego sprzętu i komponentów;
- koszty związane z aspektami nietechnicznymi, takimi jak zarządzanie projektem, konsultacje z zainteresowanymi stronami, analiza rentowności finansowej, procedury dotyczące pozwoleń, monitorowanie, zgodność z krajowymi, regionalnymi i lokalnymi przepisami i politykami.

„**Koszt inwestycyjny nowej porównywalnej jednostki**” można rozumieć jako całkowity koszt inwestycji zupełnie nowego systemu DHC, w tym:

- jednostek wytwórczych w celu spełnienia kryteriów EDHC określonych w art. 26 ust. 1 lub 2 dyrektywy (UE) 2023/1791;
- sieci, w tym infrastruktury magazynowania i dystrybucji;
- dostawy we wszystkich podobnych punktach zużycia (w tym wszystkich wymienników ciepła, jeżeli muszą zostać wymienione).

Biorąc pod uwagę szeroki zakres kosztów modernizacji oraz fakt, że są one specyficzne dla danej sieci, państwa członkowskie muszą jasno określić, kto jest odpowiedzialny za oszacowanie takich kosztów i ewentualnie, w jaki sposób należy je oszacować. Dodatek C zawiera wykaz proponowanych kosztów kwalifikowalnych oraz metodę ich kwantyfikacji.

<sup>(20)</sup> Upgrading the performance of district heating networks: A Handbook [Poprawa efektywności sieci ciepłowniczych: Podręcznik] ([https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/D2.5\\_2019-07-02\\_Upgrade-DH\\_Handbook\\_EN.pdf](https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/D2.5_2019-07-02_Upgrade-DH_Handbook_EN.pdf)).

3.2.2. Kwalifikacja systemu ciepłowniczego i chłodniczego jako EDHC

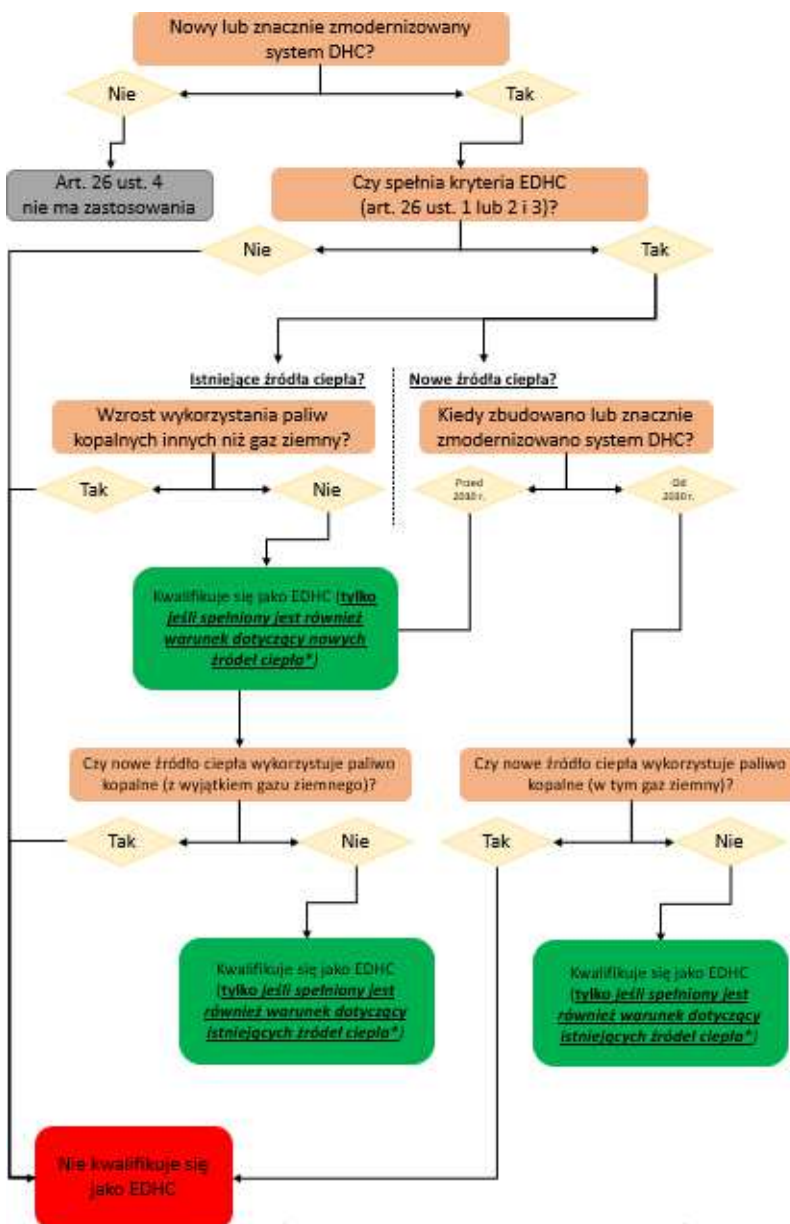
W art. 26 ust. 4 dyrektywy (UE) 2023/1791 ukierunkowuje się inwestycje dokonywane przez państwa członkowskie na budowę nowego systemu DHC lub znaczną modernizację jednostek zaopatrujących ten system. Jeżeli spełnione są warunki określone w art. 26 ust. 4 dyrektywy (UE) 2023/1791, wyniki inwestycji powinny kwalifikować się jako EDHC.

Aby zapewnić wdrożenie art. 26 ust. 1 i 2 w zmodernizowanych systemach DHC, państwa członkowskie powinny ocenić, czy modernizacja jest znaczna, czy nie. Zdaniem Komisji mogą tego dokonać również operatorzy DHC.

Na rys. 2 przedstawiono proces oceny, czy instalacja kwalifikuje się jako EDHC po modernizacji, oraz powiązania między przepisami art. 26 ust. 1, 2 lub 3 dyrektywy (UE) 2023/1791 a warunkami określonymi w art. 26 ust. 4 tej dyrektywy.

Rysunek 2

Schemat procedury określenia kategorii systemu ciepłowniczego lub chłodniczego



\*Oba warunki dotyczące wykorzystania paliw kopalnych (dla istniejących i nowych źródeł ciepła) muszą być spełnione. Jeśli jeden z warunków nie jest spełniony, system DHC nie kwalifikuje się jako EDHC.

Aby system ciepłowniczy i chłodniczy mógł zostać zakwalifikowany jako EDHC (na przykład aby kwalifikować się do wsparcia publicznego), państwa członkowskie muszą zagwarantować, że w przypadku budowy systemu DHC lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system spełnione są oba poniższe warunki:

**warunek 1:** system DHC spełnia kryteria określone w art. 26 ust. 1 lub 2 dyrektywy (UE) 2023/1791 mające zastosowanie w momencie rozpoczęcia lub kontynuowania działania po modernizacji;

**warunek 2:** nie następuje wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejących źródłach ciepła i żadne nowe źródła w tym systemie nie wykorzystują paliw kopalnych, z wyjątkiem gazu ziemnego, jeżeli system ciepłowniczy i chłodniczy zostanie zbudowany lub poddany znacznej modernizacji do 2030 r.

Te dwa warunki muszą spełniać wszystkie systemy ciepłownicze i chłodnicze, jeżeli mają zostać zakwalifikowane jako EDHC, niezależnie od ich wielkości. Państwa członkowskie mogą wymagać, aby operatorzy DHC byli odpowiedzialni za zapewnienie spełnienia tych dwóch warunków, co będzie również wymagało wsparcia ze strony producentów ciepła (operatorów jednostek wytwórczych) i użytkowników końcowych w celu gromadzenia niezbędnych danych.

Aby zapewnić spełnienie obu warunków, państwa członkowskie powinny uwzględnić je jako kryteria kwalifikowalności do finansowania publicznego lub wsparcia publicznego. Kwalifikowalność należy weryfikować w drodze oceny zgodności, która składa się z co najmniej jednego lub dwóch etapów, w zależności od tego, czy system jest nowy czy znacznie zmodernizowany:

**etap 1** (wyłącznie w przypadku systemów zmodernizowanych): przeprowadzenie oceny, czy modernizacja jest znaczna;

**etap 2** (w przypadku wszystkich systemów ubiegających się o wsparcie publiczne): weryfikacja zgodności z dwoma warunkami określonymi w art. 26 ust. 4 dyrektywy (UE) 2023/1791.

Na **etapie 1** ocena powinna polegać na oszacowaniu i porównaniu następujących dwóch przypadków:

**przypadek 1:** oszacowanie *ex ante* (przed rozpoczęciem modernizacji) całkowitych kosztów modernizacji systemu DHC lub jednostki dostarczającej ciepło;

**przypadek 2:** oszacowanie kosztów inwestycji nowego porównywalnego systemu DHC lub jednostki dostarczającej ciepło.

Poziom modernizacji systemu lub jednostki dostarczającej ciepło jest znaczny, jeżeli koszty modernizacji instalacji dostarczającej ciepło do systemu DHC lub systemu DHC przekraczają 50 % kosztów inwestycji w nową porównywalną instalację dostarczającą ciepło do systemu DHC lub nowy system DHC. Jeżeli poziom modernizacji zostanie uznany za „znaczny”, operatorzy DHC ubiegający się o wsparcie publiczne powinni zapewnić zgodność z kryteriami EDHC i przejść do etapu 2.

W ramach **etapu 2** ocenia się zgodność z kryteriami dotyczącymi wykorzystania paliw kopalnych. Weryfikację zgodności z kryteriami EDHC można przeprowadzić korzystając z metody przedstawionej w sekcjach 3.1.2 lub 3.1.3 niniejszego załącznika.

Metoda oceny zgodności z kryteriami dotyczącymi wykorzystania paliw kopalnych jest inna dla nowych i istniejących źródeł ciepła. W przypadku istniejących źródeł ciepła państwa członkowskie powinny zapewnić, aby nie nastąpił wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla poprzednich trzech lat kalendarzowych pełnej eksploatacji przed modernizacją. W przypadku nowych źródeł ciepła państwa członkowskie powinny zapewnić, aby do 2030 r. nie wykorzystywały one paliw kopalnych, z wyjątkiem gazu ziemnego.

W przypadku gdy system ciepłowniczy i chłodniczy otrzymuje wsparcie publiczne w drodze otwartego zaproszenia do składania wniosków, metoda oceny zgodności z kryteriami EDHC powinna być przejrzysta i jasno opisana w procedurze składania wniosków o wsparcie publiczne.

### 3.3. Obowiązkowe planowanie mające na celu zapewnienie bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej i energii ze źródeł odnawialnych: art. 26 ust. 5 dyrektywy (UE) 2023/1791

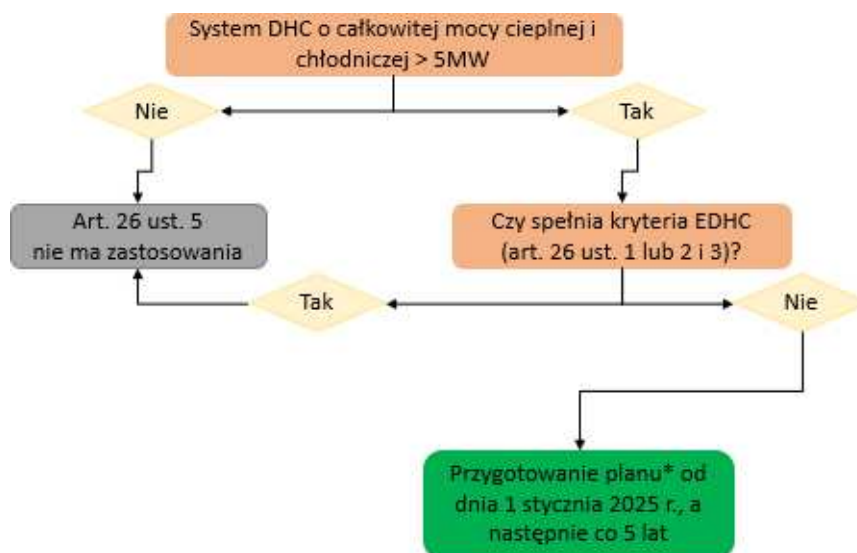
#### 3.3.1. Zakres wymogów, odpowiednie definicje i terminy

W art. 26 ust. 5 dyrektywy (UE) 2023/1791 zobowiązano państwa członkowskie do zapewnienia, aby powyżej określonego progu, tj. mocy ciepła i chłodu przekraczającej 5 MW, system DHC spełniał kryteria EDHC określone w art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791, albo by przygotowano plan zapewnienia bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej, zmniejszenia strat dystrybucyjnych i zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w zaopatrzeniu w energię ciepłą i chłodniczą. Celem planu jest zastosowanie środków prowadzących do spełnienia kryteriów określonych w art. 26 ust. 1 lit. b)–e).

Stronami, których dotyczy art. 26 ust. 5, są operatorzy DHC przy wsparciu ze strony głównych dostawców ciepła lub chłodu. Na rys. 3 przedstawiono niezbędne kroki i identyfikację stron podlegających obowiązkowi planowania.

Rysunek 3

#### Schemat procedury określenia, czy niezbędne jest przygotowanie planu przekształcenia systemu w efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy



\* Celem planu jest zapewnienie bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej, zmniejszenie strat dystrybucji i zwiększenie udziału energii odnawialnej w dostawach ciepła i chłodu.

Termin „całkowita moc wyprodukowanych ciepła i chłodu” należy interpretować raczej jako moc niż jako ilość energii, ponieważ należy dokonać porównania z progiem 5 MW, który odnosi się do mocy ciepła/chłodu. Ten próg całkowitej mocy ciepła i chłodu przekraczającej 5 MW nie określa, którą moc należy uwzględnić, ponieważ nie wyszczególnia punktu pomiarowego. Aby zastosować ten wskaźnik, zaleca się wykorzystanie zainstalowanej mocy wszystkich jednostek wytwarzania ciepła wprowadzających ciepło do systemu DHC. Co ważne, z obliczeń należy wyłączyć moc produkcji ciepła wykorzystywaną wyłącznie w okresach szczytowego zapotrzebowania, tj. krócej niż kilka godzin rocznie, ale podłączoną na stałe do systemu DHC.

Aby zapewnić prawidłowe stosowanie terminu „całkowita moc wyprodukowanych ciepła i chłodu” w praktyce, państwa członkowskie mają wiele możliwości. Na przykład pomiary i obliczenia mogłyby przeprowadzać niezależni eksperci, a do weryfikacji wyników można byłoby zastosować wyrwykowe i niezapowiedziane kontrole wykonywane przez właściwy organ. Ponadto proces weryfikacji można przyspieszyć poprzez regularne monitorowanie, na przykład za pomocą pomiaru cyfrowego, koszyka energetycznego dostarczanego do systemu DHC.

#### 3.3.2. Określenie podmiotów, których dotyczy art. 26 ust. 5 dyrektywy (UE) 2023/1791

Aby zastosować wspólne podejście do identyfikacji operatorów DHC, należy wyjaśnić dwa aspekty: sam próg oraz to, czy system DHC spełnia kryteria określone w art. 26 ust. 1 lit. b)–e) dyrektywy (UE) 2023/1791.

W przypadku wszystkich systemów DHC o całkowitej mocy powyżej 5 MW należy następnie sprawdzić, czy spełniają one kryteria określone w art. 26 ust. 1 lit. b)–e) dyrektywy (UE) 2023/1791 lub, ewentualnie, kryteria określone w art. 26 ust. 2 lit. b)–e) tej dyrektywy. Weryfikacja powinna przebiegać zgodnie z metodą przedstawioną w sekcji 3.1.2 lub 3.1.3 niniejszego załącznika. Jeżeli system ciepłowniczy i chłodniczy spełnia kryteria EDHC, dalsze działania nie są wymagane. Jeżeli system ciepłowniczy i chłodniczy nie spełnia kryteriów EDHC, jego operator powinien przygotować plan zwiększenia efektywności zużycia pierwotnej i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

### 3.3.3. Plan zapewnienia bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej i energii ze źródeł odnawialnych

Zgodnie z art. 26 ust. 5 dyrektywy (UE) 2023/1791 celem planów pięcioletnich jest zwiększenie efektywności zużycia energii pierwotnej i udziału energii ze źródeł odnawialnych, zmniejszenie strat w dystrybucji oraz określenie środków zmierzających do zapewnienia zgodności systemu DHC z art. 26 ust. 1 lit. b)–e) dyrektywy (UE) 2023/1791.

W planie należy przewidzieć długoterminową perspektywę rozwoju systemu DHC, aby dopilnować, by działania modernizacyjne wzajemnie się wzmacniały. W tym celu pożądane byłoby, aby plan obejmował już okres następnych 5 lat.

Operatorom DHC należy zalecić, aby podczas opracowywania planu konsultowali się z odpowiednimi zainteresowanymi stronami, takimi jak operatorzy głównych jednostek wytwarzania ciepła lub chłodu, władze lokalne, technicy i kierownicy zatrudnieni przez operatora DHC, eksperci zewnętrzni i osoby, których dotyczą prace modernizacyjne, odbiorcy, a także inni lokalni obywatele i lokalne społeczności.

Zaleca się, aby plan zawierał co najmniej następujące sekcje:

- a) opis obecnego stanu systemu DHC w odniesieniu do zaopatrzenia, wydajności sieci i zapotrzebowania, w tym temperatury roboczej;
- b) przyszłe zapotrzebowanie i rozbudowa sieci;
- c) potencjał pokrycia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego;
- d) określenie docelowego stanu/systemu (zapotrzebowanie i dostarczanie), na przykład jaki potencjał zostanie wykorzystany i kiedy;
- e) efektywność energetyczna całego systemu: straty, możliwości obniżenia poziomu temperatury (w zależności od obecnej praktyki) po stronie dostarczania i sieci;
- f) ustanowienie strategii i poszczególnych środków wraz z harmonogramem.

W każdej z sekcji określonych w lit. a) i b) operatorzy powinni przedstawić konkretne i szczegółowe informacje. Sekcja dotycząca środków z zakresu polityki w dodatku D zawiera dalsze wskazówki dotyczące tego, co można ująć w planie, aby doprowadzić do bardziej efektywnego wykorzystania energii pierwotnej i energii ze źródeł odnawialnych.

Plan spełnia wymogi art. 26 ust. 5 dyrektywy (UE) 2023/1791, jeżeli wyniki określone w dodatku E prowadzą do pełnej zgodności z art. 26 ust. 1 lub co najmniej stanowią istotne kroki w kierunku takiej zgodności.

Dodatek E zawiera bardziej szczegółowy opis treści planu.

### 3.3.4. Zatwierdzenie planów przez właściwy organ

Państwa członkowskie powinny wyznaczyć właściwy organ do zatwierdzania planów operatorów DHC. W dyrektywie (UE) 2023/1791 nie opisano procedur takiego zatwierdzania, a właściwe organy powinny postępować według procedur stosowanych w podobnych zadaniach administracyjnych na szczeblu krajowym lub regionalnym.

## 3.4. Zapewnienie efektywnego wykorzystania ciepła odpadowego z centrów przetwarzania danych: art. 26 ust. 6 dyrektywy (UE) 2023/1791

W art. 26 ust. 6 dyrektywy (UE) 2023/1791 zobowiązano państwa członkowskie do zapewnienia, aby w centrach przetwarzania danych o całkowitej znamionowej mocy wejściowej przekraczającej 1 MW wykorzystywano ciepło odpadowe lub inne zastosowania umożliwiające odzyskiwanie ciepła odpadowego, chyba że są w stanie wykazać, że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne zgodnie z oceną, o której mowa w ust. 7. Zdaniem Komisji obowiązek ten ma zastosowanie do wszystkich działających centrów przetwarzania danych o mocy powyżej progu 1 MW, w których obecnie nie wykorzystuje się ciepła odpadowego ani innych instalacji odzyskujących ciepło odpadowe. W centrach przetwarzania danych, w których nie wykorzystuje się ciepła odpadowego ani innych instalacji odzyskujących ciepło odpadowe, ocenę potencjalnego wykorzystania ciepła odpadowego należy przeprowadzić zgodnie z procedurą, o której mowa w art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791.

3.5. **Analiza kosztów i korzyści na poziomie instalacji w odniesieniu do nowych lub znacznie zmodernizowanych obiektów: art. 26 ust. 7 i 8 dyrektywy (UE) 2023/1791**

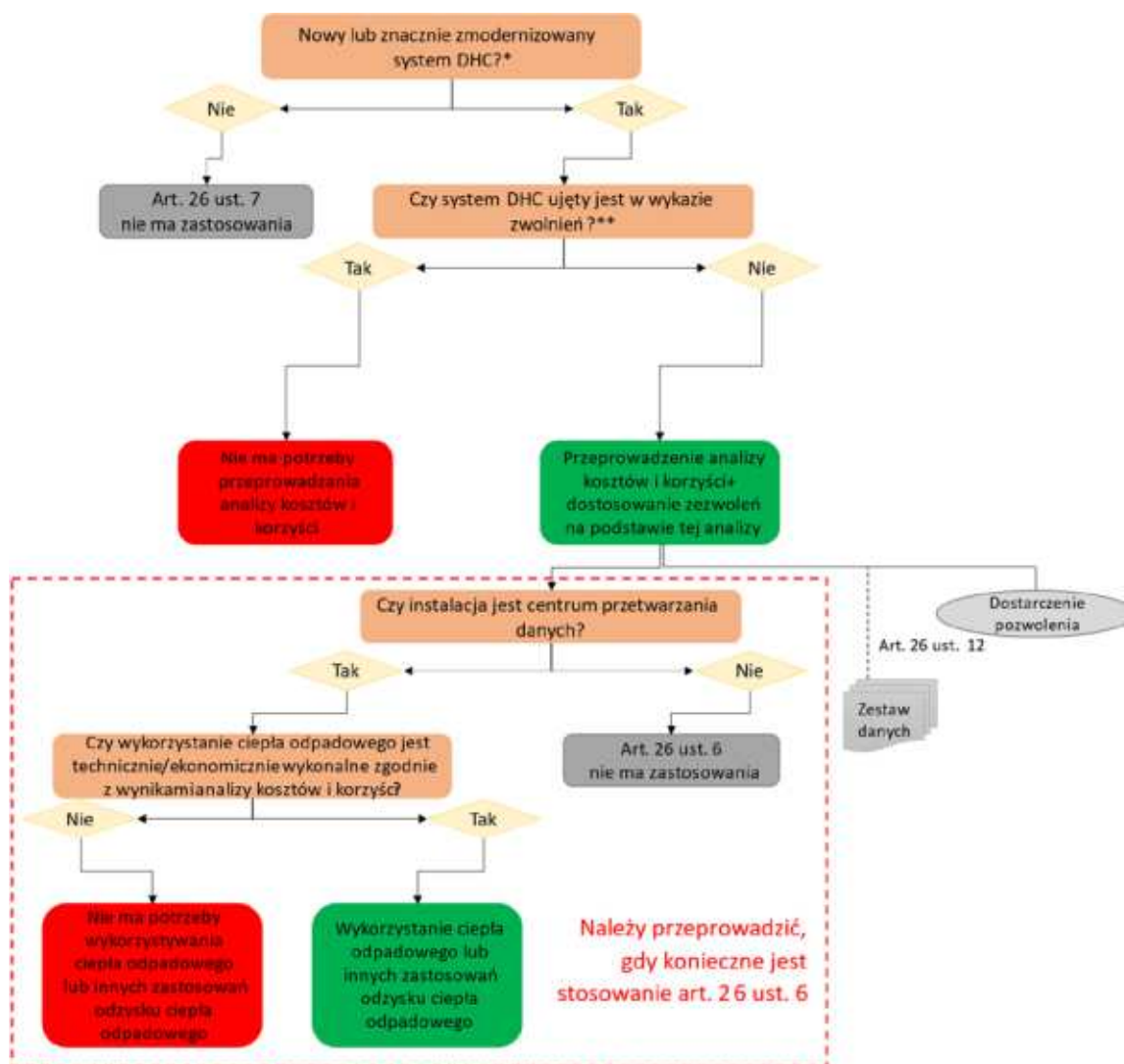
3.5.1. *Zakres wymagań*

W art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791 zobowiązano państwa członkowskie do zapewnienia, aby operatorzy ciepłych instalacji elektroenergetycznych, instalacji przemysłowych, obiektów infrastruktury usługowej (takich jak duże budynki komercyjne, oczyszczalnie ścieków, podstacje elektryczne i instalacje LNG) oraz centrów przetwarzania danych (wymienionych w art. 26 ust. 7 lit. a)–d) dyrektywy (UE) 2023/1791) przeprowadzali analizę kosztów i korzyści. Analizę taką należy przeprowadzić, gdy operatorzy planują budowę nowych zdolności produkcji energii lub zakładu lub ich znaczną modernizację powyżej określonego progu mocy wejściowej (zróżnicowanego w zależności od rodzaju instalacji), aby ocenić ekonomiczną wykonalność zwiększenia efektywności energetycznej dostarczania ciepła i chłodu.

Na rys. 4 przedstawiono niezbędne kroki i identyfikację stron zobowiązanych do przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści, w tym w odniesieniu do centrów przetwarzania danych zgodnie z art. 26 ust. 6.

Rysunek 4

**Schemat określania, czy konieczne jest przeprowadzenie analizy kosztów i korzyści, oraz jej procedury**



- \*Instalacje (art. 26 ust. 7):
- (a) ciepła instalacja elektroenergetyczna > 10 MW
  - (b) instalacja przemysłowa > 8 MW
  - (c) obiekt infrastruktury usługowej > 7 MW
  - (d) centrum przetwarzania danych > 1 MW

- \*\* Instalacje zwolnione z wymogów (art. 26 ust. 8):
- (a) instalacje wytwarzające energię elektryczną w okresach szczytowego obciążenia i instalacje rezerwowe > 1500h
  - (b) instalacje, które mają być zlokalizowane w pobliżu miejsc składowania geologicznego
  - (c) centra przetwarzania danych, których ciepło odpadowe ma być wykorzystywane w systemie DHC lub bezpośrednio

W dyrektywie (UE) 2023/1791 nie sprecyzowano, kto powinien być odpowiedzialny za nadzorowanie i prowadzenie analizy kosztów i korzyści. W dyrektywie wskazano, że państwa członkowskie wprowadzają wymóg, zgodnie z którym analiza kosztów i korzyści ma być przeprowadzana we współpracy z przedsiębiorstwami odpowiedzialnymi za eksploatację obiektu. Praktycznym rozwiązaniem byłoby powierzenie przeprowadzenia **analizy operatorom nowych lub znacznie zmodernizowanych instalacji**, natomiast państwa członkowskie wyznaczyłyby właściwe organy odpowiedzialne za zapewnienie wspólnej metody, założeń i ram czasowych co najmniej na potrzeby analizy ekonomicznej, a także dopilnowałyby, aby oceny były dobrze uzasadnione, na przykład w drodze walidacji przez stronę trzecią.

Sugeruje się, aby państwa członkowskie zdecydowały się na większe zaangażowanie, na przykład poprzez pomoc w koordynowaniu działań z zainteresowanymi stronami, takimi jak konsumenci oraz wytwórcy ciepła i chłodu, lub gromadzenie danych (jak zaproponowano w załączniku XI do dyrektywy (UE) 2023/1791). Korzyścią z takiego zaangażowania byłyby również możliwości synergii między kompleksową oceną określoną w załączniku X do dyrektywy (UE) 2023/1791 a analizą kosztów i korzyści określoną w załączniku XI do dyrektywy (UE) 2023/1791.

W tabeli 2 pokazano, że cel analizy kosztów i korzyści różni się w zależności od rodzaju instalacji. Podczas gdy dyrektywa 2012/27/UE wymagała przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści w odniesieniu do zarówno źródeł ciepła (elektrownie i instalacje przemysłowe), jak i odbiorników ciepła (sieci DHC), dyrektywa (UE) 2023/1791 dotyczy wyłącznie źródeł ciepła, które odzyskują i przekształcają energię oraz przenoszą ją do alternatywnych odbiorników.

Tabela 2

## Progi mające zastosowanie do obiektów i instalacji

Odniesienie w dyrektywie (UE) 2023/1791	Plan dla obiektu (nowego lub zmodernizowanego)	Próg	Cel analizy kosztów i korzyści
Art. 26 ust. 7 lit. a)	Ciepła instalacja elektroenergetyczna	Średnia roczna całkowita moc wejściowa przekracza <b>10 MW</b>	Ocena kosztów i korzyści zrealizowania tej instalacji jako wysokosprawnej instalacji kogeneracyjnej.
Art. 26 ust. 7 lit. b)	Instalacja przemysłowa	Średnia roczna całkowita moc wejściowa przekracza <b>8 MW</b>	Ocena wykorzystania ciepła odpadowego na terenie instalacji i poza nią.
Art. 26 ust. 7 lit. c)	Obiekt infrastruktury usługowej (np. oczyszczalnia ścieków czy instalacja LNG)	Średnia roczna całkowita moc wejściowa przekracza <b>7 MW</b>	Ocena wykorzystania ciepła odpadowego na terenie instalacji i poza nią.
Art. 26 ust. 7 lit. d)	Centrum przetwarzania danych	Całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza <b>1 MW</b>	Ocena kosztów i korzyści – obejmująca m.in. wykonalność techniczną, opłacalność i wpływ na efektywność energetyczną i lokalne zapotrzebowanie na ciepło (z uwzględnieniem różnic między porami roku) – wykorzystania ciepła odpadowego (z systemu chłodniczego) w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego zapotrzebowania oraz przyłączenia tej instalacji do sieci ciepłowniczej lub efektywnego/opartego na energii odnawialnej systemu chłodniczego lub innych instalacji odzyskujących ciepło odpadowe.  Analiza kosztów i korzyści ma uwzględniać rozwiązania systemu chłodzenia, które umożliwiają usuwanie lub wychwytywanie ciepła odpadowego na użytecznym poziomie temperatury przy minimalnych nakładach energii pomocniczej.



Zdaniem Komisji wyniki analizy kosztów i korzyści należy również wykorzystać do spełnienia wymogów art. 26 ust. 6 dyrektywy (UE) 2023/1791, który zobowiązuje państwa członkowskie do zapewnienia, aby centra przetwarzania danych, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW, korzystały z ciepła odpadowego lub innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego. Jeżeli analiza kosztów i korzyści wykaże, że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne, centra przetwarzania danych nie muszą wykorzystywać ciepła odpadowego ani innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego.

Wykonalność techniczną należy postrzegać jako zależną od charakterystyki centrum przetwarzania danych oraz dostępności rozwiązań technicznych lub technologicznych umożliwiających wykorzystanie ciepła odpadowego lub innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego, bez uszczerbku dla celu i działalności podstawowej centrum przetwarzania danych.

Wykonalność ekonomiczna oznacza zdolność projektu dotyczącego wykorzystania ciepła odpadowego lub zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego przez centrum przetwarzania danych do wykazania rentowności ekonomicznej lub zrównoważenia, tj. do generowania dochodów lub wartości wystarczających do pokrycia kosztów oraz zapewnienia rozsądnego wynagrodzenia z tytułu ryzyka i zwrotu z inwestycji. Zdaniem Komisji wykonalność ekonomiczna powinna uwzględniać takie czynniki jak koszty produkcji, możliwości finansowania, ryzyko oraz potencjał w zakresie zysku lub oszczędności.

W tabeli 3 przedstawiono sugerowaną metodę ustalania, czy całkowita moc wejściowa w instalacji jest niższa czy wyższa od progu określonego w art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791, tj. 10 MW dla ciepłych instalacji elektroenergetycznych, 8 MW dla instalacji przemysłowych, 7 MW dla obiektów infrastruktury usługowej lub 1 MW dla centrów przetwarzania danych. Tabela 3 w niniejszym załączniku zawiera opis sposobu obliczania/określenia różnych mocy produkcyjnych. „Całkowitą moc wejściową” należy interpretować jako zdolność produkcyjną, a nie jako ilość energii (mierzoną w MWh), ponieważ należy ją porównać z określonym progiem (wyrażonym w MW), który odnosi się do zdolności wytwarzania ciepła/chłodu. Jeżeli chodzi o całkowitą moc wejściową (lub zdolność produkcyjną), art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791 należy rozumieć jako odnoszący się do zdolności produkcyjnej danej instalacji.

Tabela 3

## Sugerowane metody określania mocy wejściowej obiektów i instalacji

Odniesienie w dyrektywie (UE) 2023/1791	Plan dla obiektu (nowego lub zmodernizowanego)	Metoda określania mocy wejściowej
<b>Art. 26 ust. 7 lit. a)</b>	Ciepłota instalacja elektroenergetyczna	Uwzględnić się średnią roczną całkowitą moc wejściową. <b>Opcje pomiaru:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Opcja domyślna: podzielić całkowitą roczną moc wejściową (w MWh) przez liczbę równoważnych godzin obciążenia w ciągu roku;</li> <li>— podzielić dzienną produkcję przez liczbę godzin w ciągu dnia;</li> <li>— uwzględnić produkcję szczytową.</li> </ul>
<b>Art. 26 ust. 7 lit. b)</b>	Instalacja przemysłowa	Uwzględnić się średnią roczną całkowitą moc wejściową. <b>Opcje pomiaru:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Opcja domyślna: podzielić całkowitą roczną moc wejściową (w MWh) przez liczbę równoważnych godzin obciążenia w ciągu roku;</li> <li>— podzielić dzienną produkcję przez liczbę godzin w ciągu dnia;</li> <li>— uwzględnić produkcję szczytową.</li> </ul>

Odniesienie w dyrektywie (UE) 2023/1791	Plan dla obiektu (nowego lub zmodernizowanego)	Metoda określania mocy wejściowej
<b>Art. 26 ust. 7 lit. c)</b>	Obiekt infrastruktury usługowej (np. oczyszczalnia ścieków czy instalacja LNG)	Uwzględnia się średnią roczną całkowitą moc wejściową. <b>Opcje pomiaru:</b> — Opcja domyślna: podzielić całkowitą roczną moc wejściową (w MWh) przez liczbę równoważnych godzin obciążenia w ciągu roku; — podzielić dzienną produkcję przez liczbę godzin w ciągu dnia; — uwzględnić produkcję szczytową.
<b>Art. 26 ust. 7 lit. d)</b>	Centrum przetwarzania danych	Uwzględnia się całkowitą znamionową moc wejściową <sup>(21)</sup> . <b>Punkt pomiarowy:</b> w punkcie lub punktach przekazania energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791 państwa członkowskie mają również dążyć do usunięcia barier w wykorzystywaniu ciepła odpadowego i zapewniać wsparcie dla upowszechniania korzystania z ciepła odpadowego w przypadku planowania nowych lub modernizacji już istniejących instalacji. W tym celu państwa członkowskie powinny najpierw zidentyfikować te bariery (które mogą się różnić w poszczególnych państwach członkowskich w zależności od kontekstu regulacyjnego, środowiskowego i technicznego). W zależności od barier zastosowanie będą miały różne rozwiązania służące ich eliminacji. Przykłady finansowanych przez UE projektów dotyczących wykorzystania ciepła odpadowego, które mogą być przydatne w tym kontekście, wymieniono w dodatku F do niniejszego załącznika.

### 3.5.2. Kluczowe zasady analizy kosztów i korzyści na poziomie instalacji oraz wytyczne państw członkowskich

W załączniku XI do dyrektywy (UE) 2023/1791 określono zasady dotyczące analizy kosztów i korzyści na poziomie instalacji w celu dostarczenia informacji do celów środków przewidzianych w art. 26 ust. 7 i 9 dyrektywy (UE) 2023/1791. W załączniku XI do dyrektywy (UE) 2023/1791 określono zakres oceny, który ogranicza się do planowanej instalacji (tj. źródła ciepła, w tym odzysku ciepła odpadowego) oraz wszelkich odpowiednich istniejących lub potencjalnych punktów zapotrzebowania na ciepło lub chłodzenie, które mogłyby być zaopatrywane z tej instalacji, z uwzględnieniem racjonalnych możliwości (np. wykonalności technicznej i odległości). Należy to rozważać w ramach danej granicy geograficznej, którą zdaniem Komisji mogą określić lokalne jednostki administracyjne zgodnie z zasadami przewodnimi ustanowionymi przez państwo członkowskie.

W analizie kosztów i korzyści należy uwzględnić zarówno „istniejące, jak i potencjalne punkty zapotrzebowania na ciepło i chłodzenie”, które mogą być zaopatrywane z instalacji. Oczywiście potencjalne punkty obciążenia cieplnego i chłodniczego mogą jeszcze nie istnieć w momencie oddania instalacji do użytku. W związku z tym konieczne może być przeprowadzenie analizy kosztów i korzyści oraz udzielenie zezwolenia przy założeniu, że instalacja jest wyposażona do działania jako kogeneracja/odzysk ciepła odpadowego (a nie działa jako taka w momencie oddania do eksploatacji) i jest w stanie zaopatrywać potencjalne punkty obciążenia cieplnego i chłodniczego po ich powstaniu. Ma to miejsce w przypadku, gdy na podstawie kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia zgodnie z art. 25 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791 istnieją wyraźne perspektywy obciążenia cieplnego i chłodniczego, tj. przyjęcia środków, polityk lub strategii, na przykład utworzenia sieci DHC lub brakujących urządzeń oraz połączenia z odbiorcą lub odbiorcami energii cieplnej w ramach projektu lub grup projektów, których korzyści przewyższyły koszty w ramach analizy kosztów i korzyści na poziomie krajowym przeprowadzonej zgodnie z częścią III załącznika X do dyrektywy (UE) 2023/1791.

Załącznik XI do dyrektywy (UE) 2023/1791 stanowi, że „analizy kosztów i korzyści uwzględniają analizę ekonomiczną obejmującą analizę finansową, która odzwierciedla rzeczywiste transakcje przepływów pieniężnych”. Analiza finansowa musi odzwierciedlać rzeczywiste przepływy pieniężne z inwestycji w poszczególne instalacje i z ich eksploatacji. Wynik analizy finansowej powinien bowiem znaleźć odzwierciedlenie w decyzjach dotyczących udzielania zezwoleń mających wpływ na działalność gospodarczą instalacji.

<sup>(21)</sup> Całkowita znamionowa moc wejściowa energii opisuje maksymalną energię, która może przepływać przez daną instalację. W związku z tym to nie jest energia, która faktycznie przepływa przez centrum przetwarzania danych, ale teoretyczne maksimum.

Analizę na poziomie instalacji można byłoby jednak włączyć do szerszej analizy ekonomicznej prowadzonej przez operatorów instalacji. W załączniku XI zobowiązano państwa członkowskie do określenia zasad przewodnich dotyczących metody, założeń i horyzontów czasowych na potrzeby analizy ekonomicznej.

Zaleca się, aby państwa członkowskie przyjęły szczegółowe wytyczne dotyczące analizy kosztów i korzyści, aby zapewnić spójne stosowanie tego wymogu we wszystkich obiektach. Oprócz kryteriów, o których mowa w art. 26 ust. 8 dyrektywy (UE) 2023/1791, zaleca się, aby w wytycznych określono wspólne założenia dotyczące okresów zwrotu, wymaganych stóp zwrotu z inwestycji, prognozowanych cen paliwa i energii elektrycznej, kosztów polityki i poziomów wsparcia. Założenia takie należy wykorzystać w analizie ekonomicznej, chyba że wnioskodawca może przedstawić dowody wykazujące, że alternatywne założenia są odpowiednie w przypadku jego instalacji. Zgodnie z wymogami załącznika XI do dyrektywy (UE) 2023/1791 założenia powinny realistycznie odzwierciedlać rzeczywiste warunki inwestycji dla projektów.

### 3.5.3. Metoda analizy kosztów i korzyści

Aby spełnić wymogi określone w art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791, zaleca się, aby państwa członkowskie stosowały **pięcioetapowe podejście** do sposobu przeprowadzania analizy kosztów i korzyści na poziomie instalacji. Proponowane podejście zostało określone w dodatku G do niniejszego załącznika i w dużej mierze opiera się na podejściu przedstawionym w sprawozdaniu JRC z 2015 r. <sup>(22)</sup> w sprawie najlepszych praktyk i nieformalnych wytycznych dotyczących analizy kosztów i korzyści na poziomie instalacji. Zachęca się państwa członkowskie do uwzględnienia w krajowych środkach transpozycji zaleceń określonych w dodatku G do niniejszego załącznika.

### 3.5.4. Zwolnienia z wymogu analizy kosztów i korzyści w odniesieniu do instalacji oraz notyfikacja zwolnień

W art. 26 ust. 8 dyrektywy (UE) 2023/1791 zezwala się państwom członkowskim na zwolnienie niektórych instalacji z wymogu przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści na określonych warunkach. Ponadto państwa członkowskie mogą również ustanowić wartości progowe, wyrażone jako ilość dostępnego ciepła odpadowego, zapotrzebowanie na ciepło lub odległość instalacji przesyłowych od sieci ciepłowniczych, które to progi zwalniają poszczególne instalacje z wymogu przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści. W przypadku gdy państwo członkowskie zdecyduje się zwolnić instalację z obowiązku przeprowadzania analizy kosztów i korzyści, musi powiadomić Komisję o zwolnieniach przyznanych na podstawie art. 26 ust. 8 dyrektywy (UE) 2023/1791, chyba że zostały one już zgłoszone w trakcie wdrażania dyrektywy 2012/27/UE i opublikowane na stronie internetowej Komisji <sup>(23)</sup>.

### 3.5.5. Procedury udzielania zezwoleń i równoważne procedury wydawania pozwoleń w odniesieniu do instalacji

W art. 26 ust. 9 dyrektywy (UE) 2023/1791 wymaga się, aby wyniki analizy kosztów i korzyści były uwzględniane w kryteriach udzielania zezwoleń lub pozwoleń wydawanych instalacjom objętym analizą kosztów i korzyści.

Sekcja E wytycznych dotyczących dyrektywy 2012/27/UE odnosiła się do udzielania zezwoleń i równoważnych procedur wydawania pozwoleń dla instalacji <sup>(24)</sup>.

### 3.5.6. Gromadzenie danych na temat analiz kosztów i korzyści

W art. 26 ust. 12 dyrektywy (UE) 2023/1791 zobowiązuje się państwa członkowskie do gromadzenia informacji na temat analiz kosztów i korzyści, w tym informacji na temat parametrów ciepła. Biorąc pod uwagę potencjalne wykorzystanie ciepła, najbardziej charakterystycznym parametrem ciepła dostępnego do wtórnego wykorzystania jest temperatura.

<sup>(22)</sup> „Background report on best practices and informal guidance on installation level CBA for installations falling under Article 14(5) of the Energy Efficiency Directive” [Sprawozdanie ogólne na temat najlepszych praktyk i nieformalnych wytycznych dotyczących analizy kosztów i korzyści na poziomie instalacji dla instalacji objętych art. 14 ust. 5 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej], <https://op.europa.eu/s/zhWd>.

<sup>(23)</sup> Kogeneracja energii cieplnej i energii elektrycznej: zwolnienia, [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/cogeneration-heat-and-power\\_pl# exemptions/](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/cogeneration-heat-and-power_pl# exemptions/).

<sup>(24)</sup> Dokument roboczy służb Komisji SWD(2013)0449 final z 6 listopada 2013 r., „Wytyczne dotyczące dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/WE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE – art. 14: Promowanie efektywności ogrzewania i chłodzenia”; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:52013SC0449>.

#### 4. Wymogi dotyczące sprawozdawczości

Sprawozdania na temat art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 nie sporządza się w ramach krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu ani krajowych sprawozdań z postępów w dziedzinie energii i klimatu.

Art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 zawiera szereg następujących wymogów dotyczących warunkowego zgłoszenia:

- w ust. 3 zobowiązano państwa członkowskie do powiadomienia Komisji o zamiarze zastosowania alternatywnej metody definiowania efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych. W okresie do dnia 31 grudnia 2025 r., o którym mowa w art. 26 ust. 2 lit. a) dyrektywy (UE) 2023/1791, terminem składania sprawozdań był dzień 11 stycznia 2024 r. W odniesieniu do okresów rozpoczynających się od dat, o których mowa w art. 26 ust. 2 lit. b)–e) dyrektywy (UE) 2023/1791, zgłoszenia należy dokonać co najmniej 6 miesięcy przed rozpoczęciem danego okresu;
- w ust. 8 nałożono na państwa członkowskie obowiązek powiadamiania o zwolnieniach z wymogu przeprowadzania analiz kosztów i korzyści przewidzianych w art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791. Nie określono terminu zgłoszenia, ale Komisja jest zdania, że powinno ono nastąpić w tym samym czasie, co powiadomienie o środkach transpozycji;
- w ust. 10 zobowiązano państwa członkowskie do przedłożenia Komisji uzasadnionej decyzji dotyczącej zwolnienia lub zwolnień przyznanych instalacjom objętym obowiązkiem przeprowadzania analiz kosztów i korzyści zgodnie z art. 26 ust. 7 dyrektywy (UE) 2023/1791, w terminie 3 miesięcy od przyznania zwolnienia lub zwolnień w przypadku zastosowania zezwolenia lub równoważnych kryteriów wydawania pozwoleń;
- w ust. 13 nałożono na państwa członkowskie obowiązek powiadamiania o każdej odmowie uznania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wraz z odpowiednim uzasadnieniem.

Art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 jest ściśle powiązany z wymogami w zakresie sprawozdawczości wynikającymi z tej dyrektywy, w szczególności z następujących artykułów:

- w art. 25 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791 zobowiązano państwa członkowskie do powiadamiania o kompleksowej ocenie w zakresie ogrzewania i chłodzenia w ramach zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizacji. Przygotowując i przekazując takie oceny, państwa członkowskie mogą stosować się do zalecenia Komisji (UE) 2019/1659<sup>(25)</sup>;
- W art. 35 ust. 3 dyrektywy (UE) 2023/1791 zobowiązano państwa członkowskie do przedkładania Komisji w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku statystyki dotyczącej krajowego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z wysoko- i niskosprawnej kogeneracji. Dane te mają być przekazywane bezpośrednio do Eurostatu za pośrednictwem systemu EDAMIS<sup>(26)</sup>, a odpowiednie instrukcje i szablony sprawozdania wydaje Eurostat<sup>(27)</sup>.

<sup>(25)</sup> Zalecenie Komisji (UE) 2019/1659 z dnia 25 września 2019 r. w sprawie treści kompleksowej oceny potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia zgodnie z art. 14 dyrektywy 2012/27/UE (Dz.U. L 275 z 28.10.2019, s. 94, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reco/2019/1659/oj>).

<sup>(26)</sup> Narzędzie EDAMIS: [https://cros-legacy.ec.europa.eu/content/edamis\\_en](https://cros-legacy.ec.europa.eu/content/edamis_en).

<sup>(27)</sup> Informacje metodyczne: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/methodology#Annual%20data>.

## DODATEK A

**METODA OKREŚLANIA UDZIAŁU ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH, CIEPŁA ODPADOWEGO I (WYSOKOSPRAWNEJ) KOGENERACJI (DOMYŚLNE PODEJŚCIE DO DEFINICJI EDHC)**

Metoda obejmuje trzy następujące po sobie etapy:

**Etap 1 – Określenie szczegółów technicznych jednostek wytwarzania ciepła i chłodu**

W przypadku wszystkich jednostek wytwarzania ciepła zasilających system DHC należy zebrać dane dotyczące ilości energii wprowadzanej do systemu DHC, zdezagregowane według zastosowanej technologii konwersji i paliwa. Pomiaru tego należy dokonywać w punkcie przekazania z jednostek wytwarzania ciepła do systemu DHC. Jest to określane jako „energia końcowa brutto”. Zalecany szablon do gromadzenia danych przedstawiono w tabeli A-1.

Tabela A-1

**Zalecany szablon do gromadzenia danych dotyczących zużycia energii w systemie ciepłowniczym lub chłodniczym**

Źródło energii	Technologia konwersji	Ilość ciepła wprowadzonego do systemu DHC (w MWh, w ujęciu rocznym)
<b>Odnawialne źródła energii (OZE) określone w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej</b>		
Głębokie ciepło geotermalne	Ciepło bezpośrednie	X <sub>1</sub> MWh
Biomasa (stała) (*)	Kocioł	X <sub>2</sub> MWh
Biomasa (stała) (*)	(Wysokosprawna) kogeneracja	X <sub>3</sub> MWh
Gaz odnawialny np. gaz pochodzący z wysypisk śmieci, biogaz i biometan (*)	Kocioł gazowy	X <sub>4</sub> MWh
Gaz odnawialny np. gaz pochodzący z wysypisk śmieci, biogaz i biometan (*)	(Wysokosprawna) kogeneracja	X <sub>5</sub> MWh
Biopaliwa (ciekłe) (*)	Kocioł	X <sub>6</sub> MWh
Biopaliwa (ciekłe) (*)	(Wysokosprawna) kogeneracja	X <sub>7</sub> MWh
Energia elektryczna pochodząca ze źródeł odnawialnych	Kocioł elektryczny	X <sub>8</sub> MWh
Ciepło z energii słonecznej termicznej	Ciepło bezpośrednie	X <sub>9</sub> MWh
Ciepło otoczenia (np. powietrze, rzeki, jeziora, woda morska i ścieki)	Pompa ciepła	X <sub>10</sub> MWh
Płytkie ciepło geotermalne (np. wody gruntowe, grunt)	Pompa ciepła	X <sub>11</sub> MWh
<b>WHR (odzysk ciepła odpadowego) (ciepło odpadowe i chłód odpadowy zdefiniowano w art. 2 pkt 9 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
Produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług (np. centra przetwarzania danych i miejskie źródła ciepła)	Ciepło bezpośrednie	Y <sub>1</sub> MWh
Produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług (np. centra przetwarzania danych i miejskie źródła ciepła, takie jak szpitale, biura, centra handlowe, metro itp.)	Pompa ciepła	Y <sub>2</sub> MWh

Źródło energii	Technologia konwersji	Ilość ciepła wprowadzonego do systemu DHC (w MWh, w ujęciu rocznym)
<b>HECHP (jak zdefiniowano w art. 2 pkt 36 i 40 dyrektywy (UE) 2023/1791 oraz w załączniku III do tej dyrektywy)</b>		
Wysokosprawna kogeneracja wykorzystująca wyłącznie paliwa kopalne	HECHP	Z <sub>1</sub> MWh (termiczna)
Wysokosprawna kogeneracja wykorzystująca paliwa kopalne i paliwa odnawialne (jednostka współpalania) (*)	HECHP	Z <sub>2</sub> MWh (termiczna)
<b>Nieodnawialne źródła energii</b>		
Paliwa kopalne nieuwzględnione w HECHP	Wszystkie technologie (w tym kogeneracja inna niż HECHP)	W MWh
<b>Całkowita wprowadzona energia</b>		
<b>Ogółem</b>	Wszystkie technologie	$T = \Sigma X_i + \Sigma Y_i + \Sigma Z_i + W$
<p><i>Uwagi:</i> Ciepło jako produkt uboczny jednostki wytwórczej energii uznaje się za ciepło wytwarzane przez kogenerację i w związku z tym powinno być zgodne z definicją OZE lub HECHP, aby można je było uwzględnić.</p> <p>(*) Biomasa i biopaliwa należy zaliczyć na poczet udziału paliw odnawialnych, jeżeli spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju określone w dyrektywie w sprawie energii odnawialnej.</p>		

## Etap 2 – Obliczanie udziału wszystkich dostaw energii (% całkowitej wprowadzonej energii cieplnej)

Do obliczenia udziału wszystkich dostaw energii można wykorzystać szablon z tabeli A-2. W kolumnie pierwszej i kolumnie drugiej tabeli opisano różne źródła i technologie dostarczania ciepła. W kolumnie trzeciej wskazano, jaki udział wprowadzonej energii można zaliczyć na poczet każdego prognozy.

Tabela A-2

### Szablon do obliczania udziału w dostawach energii

Źródło energii	Technologia konwersji	Udział mocy zaliczonej na poczet progów (w %)
<b>OZE (określone w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
Głębokie ciepło geotermalne	Ciepło bezpośrednie	$OZE_1 = X_1 \text{ MWh} / \text{Całkowita energia w MWh wprowadzona do systemu DHC (T)}$
Biomasa (stała)	Kocioł	$OZE_2 = X_2 \text{ MWh} / T$
Biomasa (stała)	(Wysokosprawna) kogeneracja (°)	$OZE_3 = X_3 \text{ MWh} / T$
Gaz odnawialny np. gaz pochodzący z wysypisk śmieci, biogaz i biometan	Kocioł gazowy	$OZE_4 = X_4 \text{ MWh} / T$
Gaz odnawialny np. gaz pochodzący z wysypisk śmieci, biogaz i biometan	(Wysokosprawna) kogeneracja (°)	$OZE_5 = X_5 \text{ MWh} / T$
Biopaliwa (ciekłe)	Kocioł	$OZE_6 = X_6 \text{ MWh} / T$
Biopaliwa (ciekłe)	(Wysokosprawna) kogeneracja	$OZE_7 = X_7 \text{ MWh} / T$
Energia elektryczna pochodząca ze źródeł odnawialnych	Kocioł elektryczny	$OZE_8 = X_8 \text{ MWh} / T$

Źródło energii	Technologia konwersji	Udział mocy zaliczonej na poczet progów (w %)
Ciepło z energii słonecznej termicznej	Ciepło bezpośrednie	$OZE_9 = X_9 \text{ MWh} / T$
Ciepło otoczenia (np. powietrze, rzeki, jeziora, woda morska i ścieki)	Pompa ciepła	$OZE_{10} = X_{10} \text{ MWh}^{**} / T$
Płytkie ciepło geotermalne (np. wody gruntowe)	Pompa ciepła	$OZE_{11} = X_{11} \text{ MWh}^{**} / T$
<b>Całkowity udział OZE</b>		<b>% OZE = <math>\Sigma OZE_i</math></b>
<b>WHR (odzysk ciepła odpadowego) (ciepło odpadowe i chłód odpadowy zdefiniowano w art. 2 pkt 9 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
Produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług (np. centra przetwarzania danych i miejskie źródła ciepła)	Ciepło bezpośrednie	$WHR_1 = Y_1 \text{ MWh} / T$
Produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług (np. centra przetwarzania danych i miejskie źródła ciepła, takie jak szpitale, biura, centra handlowe, metro itp.)	Pompa ciepła	$WHR_2 = Y_2 \text{ MWh} / T$
<b>Całkowity udział WHR</b>		<b>% WHR = <math>\Sigma WHR_i</math></b>
<b>HECHP (jak zdefiniowano w art. 2 pkt 36 i 40 dyrektywy (UE) 2023/1791 oraz w załączniku III do tej dyrektywy)</b>		
HECHP wykorzystująca wyłącznie paliwa kopalne	HECHP	$HECHP_1 = Z_1 \text{ MWh} / T$
HECHP wykorzystująca paliwa kopalne i paliwa odnawialne (systemy dwupaliwowe)	HECHP	$HECHP_2 = Z_2 \text{ MWh} / T$
<b>Całkowity udział HECHP</b>		<b>% HECHP = <math>\Sigma HECHP_i</math></b>
<p>Uwagi:</p> <p>(*) Aby uniknąć podwójnego zaliczenia, wytworzona energia cieplna musi być liczona jako energia odnawialna dla odnawialnych źródeł energii (niezależnie od tego, czy jest to CHP czy HECHP) i jako CHP dla kopalnych źródeł energii, aby można ją było zaliczyć na poczet kryteriów HECHP.</p> <p>(**) Jak zaproponowano w motywie 107 dyrektywy (UE) 2023/1791, do celów obliczenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w systemie ciepłowniczym w kontekście art. 26 dyrektywy (UE) 2023/1791 zaleca się, aby ciepło w całości pochodzące z pompy ciepła i trafiające do sieci było rozliczane jako energia ze źródeł odnawialnych, pod warunkiem że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do dyrektywy (UE) 2018/2001.</p>		

























### Etap 3 – Porównanie uzyskanych udziałów z mającymi zastosowanie progami

Ostatnim etapem procesu jest ocena, czy udziały obliczone na etapie drugim są zgodne z definicją zawartą w art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791.

Dany system DHC definiuje się jako „efektywny”, jeżeli spełnia kryteria określone w art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791, które zmieniają się w czasie zgodnie z następującymi ramami czasowymi (zob. tabela A-3):

Tabela A-3

**Mające zastosowanie minimalne progi dla efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego (podejście domyślne)**

Źródła energii w kontekście spełnienia kryteriów EDHC Okresy	Energia ze źródeł odnawialnych	Ciepło odpadowe	Energia ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe	Połączone zaopatrzenie ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i (wysokosprawnej) kogeneracji	(Wysokosprawna) kogeneracja
Do 31.12.2027					
1.1.2028 – 31.12.2034					
1.1.2035 – 31.12.2039					
1.1.2040 – 31.12.2044					
1.1.2045 – 31.12.2049					
Po 1.1.2050					
<p>Uwagi:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Na poczet progu można zaliczyć wyłącznie wysokosprawną kogenerację. Co najmniej 5 % zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą wprowadzanego do sieci powinno pochodzić z energii ze źródeł odnawialnych.</li> <li>2) Na poczet progu można zaliczyć wyłącznie wysokosprawną kogenerację.</li> <li>3) Na poczet progu można zaliczyć wyłącznie wysokosprawną kogenerację. Co najmniej 35 % zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą wprowadzanego do sieci powinno pochodzić z energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego.</li> </ol>					



## DODATEK B

**METODA OKREŚLANIA ILOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH Z SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO I CHŁODNICZEGO NA JEDNOSTKĘ CIEPŁA LUB CHŁODU DOSTARCZONĄ ODBIORCOM (ALTERNATYWNE PODEJŚCIE DO DEFINICJI EDHC)**

Metoda obejmuje pięć następujących po sobie etapów:

**Etap 1 – Określenie szczegółów technicznych każdej jednostki wytwórczej**

Etap ten w dużej mierze odpowiada pierwszemu etapowi w ramach podejścia domyślnego. W przypadku wszystkich jednostek wytwarzania ciepła i chłodu należy określić energię wprowadzaną do systemu DHC, zdezagregowaną według zastosowanej technologii konwersji i paliwa. Pomiar należy przeprowadzić w punkcie przekazania między technologią konwersji a systemem DHC. Mimo że emisję uznaje się za całkowitą i nie jest one podzielona na poszczególne jednostki wytwórcze, jest to konieczne, ponieważ tylko w ten sposób można wiarygodnie określić ogólną wielkość emisji wygenerowanej w procesach wytwarzania, co jest niezbędne do obliczenia intensywności emisji każdej jednostki energii dostarczonej odbiorcom.

**Etap 2 – Określenie współczynników emisji**

Dla każdej technologii i paliwa państwa członkowskie ustalają współczynniki emisji, które wskazują emisje na jednostkę energii wyrażoną w g/kWh. Zalecany szablon przedstawiający współczynniki emisji zawarto w tabeli B-1. Wytyczne dotyczące określania wartości znajdują się w bazie danych dotyczącej współczynników emisji opublikowanej przez Europejską Agencję Środowiska <sup>(28)</sup>. Biorąc pod uwagę różnice między państwami członkowskimi w zakresie czynników wpływających na współczynniki emisji, takich jak dokładna charakterystyka stosowanych paliw i technologii, mogą pojawić się różne współczynniki emisji w poszczególnych państwach członkowskich. Współczynniki emisji dla wszystkich rodzajów energii ze źródeł odnawialnych określonych w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej i dla ciepła odpadowego wynoszą 0.

Tabela B-1

**Zalecany szablon do prezentacji współczynników emisji**

Źródło energii	Technologia konwersji	Współczynnik emisji (w g/kWh)
<b>OZE (określone w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
Wszystkie źródła	Wszystkie technologie	0
<b>Odzysk ciepła odpadowego (WHR) (ciepło odpadowe i chłód odpadowy zdefiniowano w art. 2 pkt 9 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
Wszystkie produkty uboczne	Bezpośrednia/pompa ciepła	0 g/kWh
<b>CHP (jak zdefiniowano w art. 2 pkt 36 i 40 dyrektywy (UE) 2023/1791 oraz w załączniku III do tej dyrektywy)</b>		
Wysokosprawna CHP wykorzystująca wyłącznie paliwa kopalne lub biomasę niezwiązaną z OZE	HECHP	F <sub>13</sub> g/kWh
Wysokosprawna CHP wykorzystująca paliwa kopalne, biomasę niezwiązaną z OZE i paliwa odnawialne (systemy dwupaliwowe)	HECHP	F <sub>14</sub> g/kWh
Kogeneracja wykorzystująca wyłącznie paliwa kopalne lub biomasę niezwiązaną z OZE	CHP	F <sub>15</sub> g/kWh
CHP wykorzystująca paliwa kopalne, biomasę niezwiązaną z OZE i paliwa odnawialne (systemy dwupaliwowe)	CHP	F <sub>16</sub> g/kWh

<sup>(28)</sup> Europejska Agencja Środowiska, 2020 r.: Baza danych dotyczących współczynników emisji.

Źródło energii	Technologia konwersji	Współczynnik emisji (w g/kWh)
<b>Nieodnawialne źródła energii</b>		
Gaz ziemny	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$F_{17}$ g/kWh
Ropa naftowa	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$F_{18}$ g/kWh
Węgiel brunatny	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$F_{19}$ g/kWh
Węgiel	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$F_{20}$ g/kWh
Biomasa niezwiązana z OZE	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$F_{21}$ g/kWh

### Etap 3 – Obliczanie całkowitej emisji

Dla każdej instalacji wytwórczej zmierzona na etapie 1 energię wprowadzaną do systemu DHC mnoży się przez ten współczynnik. Suma tych iloczynów stanowi całkowitą emisję związaną z wytworzoną energią wprowadzaną do systemu DHC. Obliczenie całkowitej emisji można przedstawić zgodnie z tabelą B-2.

Tabela B-2

#### Obliczenie całkowitej emisji

Źródło energii	Technologia konwersji	Emisje
<b>OZE (określone w art. 2 pkt 1 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
<b>Całkowita emisja związana z OZE</b>		<b>EMRES = 0</b>
<b>WHR (odzysk ciepła odpadowego) (ciepło odpadowe i chłód odpadowy zdefiniowano w art. 2 pkt 9 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej)</b>		
<b>Całkowita emisja związana z WHR</b>		<b>EMWHR = 0</b>
<b>CHP (jak zdefiniowano w art. 2 pkt 36 i 40 dyrektywy (UE) 2023/1791 oraz w załączniku III do tej dyrektywy)</b>		
Wysokosprawna CHP wykorzystująca wyłącznie paliwa kopalne lub biomasę niezwiązaną z OZE	HECHP	$CEM_{13} = X_{13} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{13} \text{ g/kWh}$
Wysokosprawna CHP wykorzystująca paliwa kopalne, biomasę niezwiązaną z OZE i paliwa odnawialne (systemy dwupaliwowe)	HECHP	$CEM_{14} = X_{14} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{14} \text{ g/kWh}$
CHP wykorzystująca wyłącznie paliwa kopalne lub biomasę niezwiązaną z OZE	CHP	$CEM_{15} = X_{15} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{15} \text{ g/kWh}$
CHP wykorzystująca paliwa kopalne, biomasę niezwiązaną z OZE i paliwa odnawialne (systemy dwupaliwowe)	CHP	$CEM_{16} = X_{16} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{16} \text{ g/kWh}$
<b>Całkowita emisja związana z CHP</b>		<b>EMCHP = <math>\sum CEM_i</math></b>

Źródło energii	Technologia konwersji	Emisje
<b>Nieodnawialne źródła energii (NRES)</b>		
Gaz ziemny	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$NEM_{17} = X_{17} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{17} \text{ g/kWh}$
Ropa naftowa	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$NEM_{18} = X_{18} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{18} \text{ g/kWh}$
Węgiel brunatny	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$NEM_{19} = X_{19} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{19} \text{ g/kWh}$
Węgiel	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$NEM_{20} = X_{20} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{20} \text{ g/kWh}$
Biomasa niezwiązana z OZE	Wszystkie technologie (z wyłączeniem CHP)	$NEM_{21} = X_{21} \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh} * F_{21} \text{ g/kWh}$
<b>Całkowita emisja związana z nieodnawialnymi źródłami energii</b>		<b><math>EMNRES = \sum NEM_i</math></b>
<b>Całkowita emisja</b>		<b><math>TOTEM = EMRES + EMWHR + EMCHP + EMNRES</math></b>

#### Etap 4 – Obliczanie emisji na dostarczoną jednostkę ciepła lub chłodu

Na tym etapie państwa członkowskie muszą ocenić, ile ciepła i chłodu dostarczono odbiorcom. Punktem pomiarowym w tym przypadku jest punkt przekazania między systemem DHC a odbiorcami. Etap ten można ułatwić poprzez już istniejące gromadzenie danych, na przykład za pośrednictwem operatorów DHC lub dostawców energii. Etap ten pozwala obliczyć całkowitą energię dostarczoną przez odbiorców, która nie jest równoważna całkowitej ilości energii wprowadzonej do sieci ze względu na utratę ciepła w sieci. Intensywność emisji na dostarczoną kWh ciepła lub chłodu oblicza się na podstawie następującego wzoru:

$$\text{Emissions per unit of heat or cold delivered} = \text{Total emissions} / \text{Total energy delivered}$$

Wyniki tego obliczenia należy wyrazić w gramach ekwiwalentu CO<sub>2</sub> dla emisji i kWh w odniesieniu do energii.

#### Etap 5 – Porównanie wyniku z mającym zastosowanie progiem

Po ustaleniu stosunku emisji gazów cieplarnianych do dostarczonej energii państwa członkowskie powinny porównać go z mającym zastosowanie progiem określonym w tabeli B-3 dla danego okresu. Jeżeli emisje na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego do odbiorców wynoszą nie więcej niż mający zastosowanie próg, system DHC jest efektywny.

Tabela B-3

#### Mające zastosowanie progi emisji gazów cieplarnianych decydujące o efektywności systemów ciepłowniczych i chłodniczych

Okres	Próg decydujący o efektywności systemu ciepłowniczego i chłodniczego
Do 31 grudnia 2025 r.	200 g/kWh
Od 1 stycznia 2026 r. do 31 grudnia 2034 r.	150 g/kWh
Od 1 stycznia 2035 r. do 31 grudnia 2044 r.	100 g/kWh
Od 1 stycznia 2045 r. do 31 grudnia 2049 r.	50 g/kWh
Od 1 stycznia 2050 r.	0 g/kWh

## DODATEK C

**KWANTYFIKACJA KOSZTÓW MODERNIZACJI**

Zakres kosztów, które należy uwzględnić w ocenie, podsumowano w tabeli C-1. W tym zalecanym wykazie sklasyfikowano koszty w oparciu o elementy sieci DHC, od wytwarzania ciepła do zużycia, z uwzględnieniem monitorowania, kontroli i cyfryzacji.

Tabela C-1

**Koszty modernizacji**

Rodzaje kosztów	Koszty kwalifikowalne
<b>Koszty techniczne</b>	<b>Wytwarzanie energii cieplnej</b> Wymiana i modernizacja jednostek wytwórczych
	<b>Dystrybucja ciepła</b> Wymiana i modernizacja technologii dystrybucji: — Sieć pierwotna (rurociągi ciepłownicze) — Sieć wtórna (równoległe rurociągi zwrotne) Sprzęt (np. do pomiarów) i oprogramowanie do monitorowania wydajności i gromadzenia danych (w tym wdrożenie narzędzi oprogramowania, systemów monitorowania, systemów nadzoru i gromadzenia danych)
	<b>Zużycie ciepła</b> Wymiana i renowacja podstacji Wdrożenie inteligentnych technologii pomiarowych i zdalnego sterowania
	<b>Automatyzacja, monitorowanie, sterowanie i cyfryzacja</b> Wdrażanie i wymiana urządzeń i technologii służących do monitorowania, sterowania i cyfryzacji
<b>Koszty nietechniczne</b>	Zarządzanie projektem i planowanie Inne koszty, takie jak procedury przetargowe, kampania informacyjna dla społeczeństwa

Zaleca się państwu członkowskim, aby opracowały metodę zapewniającą wskazówki dla operatorów sieci DHC dotyczące szacowania kosztów nowej porównywalnej jednostki. Metoda taka powinna obejmować co najmniej następujące etapy:

**Etap 1:** określenie głównych cech i elementów istniejącego systemu pod względem rodzaju instalacji DHC, wielkości, technologii wytwarzania i innych kwestii technicznych związanych z wytwarzaniem, dystrybucją i zużyciem ciepła. Określenie części systemu, która zostanie poddana modernizacji.

**Etap 2:** określenie porównywalnej jednostki. Nową jednostkę uznaje się za „porównywalną”, jeżeli posiada takie same cechy jak istniejąca jednostka pod względem rodzaju instalacji DHC, wielkości, dystrybucji lub technologii wytwarzania oraz innych kwestii technicznych związanych z wytwarzaniem, dystrybucją i zużyciem ciepła.

**Etap 3:** gromadzenie danych na temat kosztów każdego nowego elementu porównywalnej jednostki na rynku, w tym zarówno kosztów sprzętu/materiału, jak i kosztów instalacji. Dane dotyczące kosztów można gromadzić bezpośrednio od uczestników rynku (tj. producentów, dostawców, instalatorów i operatorów sieci). Dane można również gromadzić na podstawie literatury. Wykaz potencjalnych opracowań i źródeł przedstawiono w tabeli C-2.

Tabela C-2

**Opracowania dotyczące kosztów budowy i modernizacji elementów systemu ciepłowniczego i chłodniczego**

Autor	Rok publikacji	Tytuł	Link
ReUseHeat	2022	Handbook for increased recovery of urban excess heat [Podręcznik dotyczący zwiększonego odzysku nadmiaru ciepła w miastach]	<a href="https://www.reuseheat.eu/wp-content/uploads/2022/09/ReUseHeat-Handbook-For-Increased-Recovery-of-Urban-Excess-Heat.pdf">https://www.reuseheat.eu/wp-content/uploads/2022/09/ReUseHeat-Handbook-For-Increased-Recovery-of-Urban-Excess-Heat.pdf</a>
ReUseHeat	2022	Calculation tool for levelised cost of heat (LCOH) [Narzędzie do obliczania uśrednionych kosztów wytworzenia ciepła]	<a href="https://www.euroheat.org/resource/reuseheat-calculation-tool-for-levelised-cost-of-heat.html">https://www.euroheat.org/resource/reuseheat-calculation-tool-for-levelised-cost-of-heat.html</a>
Upgrade DH	2019	Upgrading the performance of district heating networks – Technical and non-technical approaches [Poprawa efektywności sieci ciepłowniczych – Podejścia techniczne i nie-techniczne]	<a href="https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/D2.5_2019-07-02_Upgrade-DH_Handbook_EN.pdf">https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/D2.5_2019-07-02_Upgrade-DH_Handbook_EN.pdf</a>
Upgrade DH	2020	Summary on business models and initiating investments for upgrading district heating [Podsumowanie dotyczące modeli biznesowych i inicjowania inwestycji w modernizację systemów ciepłowniczych]	<a href="https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/UpgradeDH%20D5.5.pdf">https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/UpgradeDH%20D5.5.pdf</a>

**Etap 4:** porównanie szacowanych kosztów modernizacji istniejącej jednostki z szacowanymi kosztami inwestycji w nową porównywalną jednostkę. Jeżeli szacunkowe koszty modernizacji przekraczają 50 % nowej porównywalnej jednostki, modernizacja jest znaczna.

## DODATEK D

**NAJLEPSZE PRAKTYKI W ZAKRESIE ŚRODKÓW Z DZIEDZINY POLITYKI I OBLICZENIA ICH WPŁYWU NA OBOWIĄZKOWE WYMOGI (W TYM WIELOKROTNY WPŁYW)**

Projekt Upgrade DH zawiera przykłady najlepszych praktyk w zakresie systemów DHC, które zostały zmodernizowane w celu poprawy ich charakterystyki energetycznej i zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii. Przedstawiono w nim również wytyczne i zalecenia ilustrujące podejście do planów dekarbonizacji systemów ciepłowniczych. Projekt DH Upgrade zapewnia szereg najlepszych praktyk, takich jak optymalizacja operacji pompowania, integracja kolektorów ruro- wych i kotła opalanego biomasą, pełna renowacja, wymiana systemów paliw kopalnych, przejście na eksploatację niskotemperaturową lub połączenie dwóch oddzielnych sieci.

Inne praktyki przedstawiono w następujących dokumentach:

- Galindo, M., Roger-Lacan, C., Gähns, U. i Aumaitre, V., Efficient district heating and cooling markets in the EU: Case studies analysis, replicable key success factors and potential policy implications [Efektywne rynki ciepłownicze i chłodnicze w UE: Analiza studiów przypadku, powtarzalne kluczowe czynniki sukcesu i potencjalne skutki polityczne], EUR 28418 EN, Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg, 2016, ISBN 978-92-79-65048-2 (online), 978-92-79-74179-1 (ePub), doi:10.2760/371045 (online), 10.2760/649894 (ePub), JRC104437. Dokument dostępny w internecie pod adresem: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC104437>.
- Galindo Fernandez, M., Bacquet, A., Bensadi, S., Morisot, P. i Oger, A., Integrating Renewable and waste heat and cold sources into district heating and cooling systems [Integracja odnawialnych i odpadowych źródeł ciepła i chłodu z systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi], Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg, 2021, ISBN 978-92-76-29428-3, doi:10.2760/111509, JRC123771. Dokument dostępny w internecie pod adresem: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC123771>.
- MAE, 2022. Załącznik TS2: Implementation of Low Temperature District Heating Systems [Wdrożenie niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych]. Dokument dostępny w internecie pod adresem: <https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/2017-2021-annex-ts2>.
- Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii, Bacquet, A., Galindo Fernández, M., Oger, A. i in., District heating and cooling in the European Union: overview of markets and regulatory frameworks under the revised Renewable Energy Directive [Systemy ciepłownicze i chłodnicze w Unii Europejskiej: przegląd rynków i ram regulacyjnych na podstawie zmienionej dyrektywy w sprawie energii odnawialnej], Urząd Publikacji Unii Europejskiej, 2022. Dokument dostępny w internecie pod adresem: <https://op.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/4e28b0c8-eac1-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en>.

## DODATEK E

**PROCES OPRACOWYWANIA PLANU PIĘCIOLETNIEGO**

Zaleca się opracowanie planu w dwóch etapach. Po pierwsze, ustanawia się nadrzędne cele określające, w jaki sposób zapewnić zgodność z art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791 lub ewentualnie, w jaki sposób obniżyć emisyjność systemu DHC. Na drugim etapie określa się konkretne środki służące osiągnięciu wybranego celu. Obejmuje to jednostki wytwarzania ciepła, które będą wykorzystywane, modernizację infrastruktury systemu DHC oraz możliwości finansowania. Regularna aktualizacja planów i monitorowanie postępów są korzystne i zalecane.

Określenie konkretnych środków jest procedurą wieloetapową. W niniejszym dodatku opisano najpierw sposób przeprowadzania każdego etapu, a następnie zaproponowano wykaz konkretnych informacji, które należy zgromadzić lub przedstawić.

**Etap pierwszy – ocena stanu obecnego**

Pierwszym krokiem jest ocena obecnego stanu systemu DHC. Na wstępie należy określić zakres geograficzny planu. Składa się on z obecnie istniejącej sieci, przyłączonych odbiorców i jednostek wytwarzania ciepła. Do tego należy dodać przyszłą rozbudowę sieci, potencjalnych odbiorców i potencjalne jednostki wytwarzania ciepła.

Szablon zaproponowany w tabeli E-1 podsumowuje obecny stan systemu DHC.

Tabela E-1

**Szablon do opisu obecnego stanu systemu ciepłowniczego i chłodniczego**

Wskaźnik	Wartość
<b>Wskaźniki ogólne</b>	
Uśredniony koszt ciepła/chłodu	Euro (EUR)
Złożoność (wytwórcy ciepła, punkty przyłączenia, poziomy sieci)	Liczba i opis każdej części
Mapy ze wszystkimi instalacjami wytwarzania ciepła, sieciami i przepompowniami	Mapy
Wiek elementów	Liczba lat
Gotowość do zdecentralizowanego poboru ciepła (wymaganego w przypadku niektórych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych)	Ocena techniczna
<b>Rury</b>	
Długość sieci i zasięg przestrzenny	km
Technologia rurociągów	Nazwa zastosowanej technologii
Szczegóły techniczne rur (np. średnica, materiał itp.)	W zależności od wskaźnika
Izolacja	Nazwa zastosowanej technologii
Parametry hydrauliczne	bar i m <sup>3</sup> /h
Zmiana temperatury (dostarczanie i powrót)	°C
Liczba, pojemność i technologia magazynowania ciepła	Liczba, MW i nazwa używanej technologii
Szczegóły techniczne rur (np. średnica, materiał itp.)	W zależności od wskaźnika

Wskaźnik	Wartość
<b>Odbiorcy</b>	
Liczba odbiorców	Liczba (z podziałem na całe budynki i pojedyncze lokale mieszkalne)
Rodzaj odbiorcy	Korporacyjny, publiczny lub prywatny (z podziałem na poszczególne części lub cały budynek)
Rodzaj budynku	Budynki mieszkalne lub niemieszkalne
Zapotrzebowanie na ciepło dla każdego odbiorcy	kWh
Poziom temperatury u odbiorców	°C
Zmiana temperatury (dostarczanie i powrót)	°C
<b>Wytwarzanie energii cieplnej</b>	
Zainstalowana moc wytwórcza	MW
Liczba jednostek wytwarzania ciepła	Liczba
Technologia każdej jednostki wytwarzania ciepła	Nazwa technologii konwersji (np. CHP, kocioł lub ciepło bezpośrednie)
Źródło energii w każdej jednostce wytwarzania ciepła (w szczególności w przypadku pomp ciepła)	Nazwa źródła (np. powietrze, ziemia, woda, tunele metra i centra przetwarzania danych)
Moc wprowadzana przez każdą jednostkę wytwarzania ciepła	MWh
Czasowa dostępność każdej jednostki wytwarzania ciepła	% roku, w którym urządzenie wprowadza ciepło do systemu DHC
Poziom temperatury u odbiorców	°C
Zmiana temperatury (dostarczanie i powrót)	°C
<b>Jakość systemu ciepłowniczego i chłodniczego</b>	
Liczba ponownych napełnień rocznie	Liczba przypadków wymiany całej objętości cieczy
Korozja wewnątrz i na zewnątrz rur	Liczba miejsc, w których wystąpiła korozja; opis stopnia korozji
Utrata ciepła	MW
Temperatura wody	°C
Liczba wyłączeń rocznie	Liczba
Jakość wody	Stosowana norma jakości wody, np. AGFW FW 510 (2018)

### Etap drugi – potencjał zastosowania energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji

Po drugie ocenia się potencjał zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji (HECHP). Można to podzielić na przybliżoną analizę wszystkich potencjalnych źródeł ciepła, a następnie dogłębną ocenę najbardziej obiecujących źródeł ciepła. Jeżeli w wyniku kolejnej szczegółowej analizy okaże się, że potencjał niektórych źródeł ciepła jest niższy niż przewidywano, zaleca się powtórzenie poprzez przeprowadzenie dogłębnej analizy wcześniej wyłączonych źródeł ciepła. Zalecane szablony do analizy potencjału technicznego i ekonomicznego w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i HECHP przedstawiono w tabelach E-2 i E-3.



Tabela E-2

**Uproszczona ocena potencjału technicznego i gospodarczego w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji**

Uproszczona ocena				
Źródło energii	Potencjał	Temperatura	Dostępność czasowa	Uwagi
Otoczające powietrze	Wszędzie dostępne	Niska; wyższa latem niż zimą	Cały rok	
Słoneczna termiczna	Przestrzeń jest ograniczona; dostępność ulega wahaniom	Średnia; w zależności od intensywności	Waha się	
Ciepło odpadowe (z centrum przetwarzania danych)	Stale dostępne	Średnia; stała	Cały rok	
Biomasa spalana w HECHP	Źródło paliwa ma ograniczoną dostępność	Wysoka; stała	Cały rok	

Tabela E-3

**Szczegółowa ocena potencjału technicznego i gospodarczego w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji**

Szczegółowa ocena (podobna jak powyżej, ale określona ilościowo)					
Źródło energii	Technologia konwersji	Poziom temperatury	Teoretycznie dostępna energia cieplna	Ciepłownie	Potencjalne lokalizacje instalacji
Powietrze	Pompa ciepła	X °C, wyższa latem niż zimą	X GWh	2 instalacje, każda o mocy X MW	Centrum przetwarzania danych 1
Biomasa	HECHP	X °C, stała przez cały rok	X GWh	5 instalacji, każda o mocy X MW	Obszar 3, obszar 5

**Etap trzeci – scenariusze zapotrzebowania na energię cieplną**

Na etapie trzecim należy opracować jeden lub dwa scenariusze zmiany zapotrzebowania na ciepło. Mają one na celu określenie, jaka rozbudowa systemu DHC jest ekonomicznie uzasadniona i ile zidentyfikowanego potencjału w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i HECHP należy rozwinąć w określonym czasie. Scenariusze powinny uwzględniać takie czynniki jak:

- zmiany zapotrzebowania w wyniku renowacji;
- znaczące projekty budowlane i rosnące zagęszczenie środowiska miejskiego;
- system DHC powinien umożliwiać podłączenie nowych budynków i nie powinien utrudniać realizacji takich projektów;
- zmiany dotyczące systemu DHC;
- zapotrzebowanie mogłoby wzrosnąć przez zwiększenie rozmiaru sieci.

Po opracowaniu tego scenariusza należy określić poziomy odniesienia dla ilości ciepła, które można dostarczyć za pośrednictwem systemu DHC w danym roku.

Proponowany szablon sprawozdania z głównych ustaleń przedstawiono w tabeli E-4.

Tabela E-4

**Sprawozdanie z głównych ustaleń dotyczących scenariuszy zapotrzebowania na ciepło w pięcioletnim planie systemu ciepłowniczego i chłodniczego**

Wskaźnik	Wartość
Liczba potencjalnych odbiorców	Liczba
Obecny rodzaj dostaw ciepła dla każdego potencjalnego odbiorcy	Nazwa technologii
Energia potrzebna do zaopatrywania wszystkich odbiorców (w tym potencjalnych odbiorców)	MWh

**Etap czwarty – Koncepcja techniczna na przyszłość**

Na tym etapie należy określić różne warianty zasilania systemu DHC na podstawie analizy potencjalnych jednostek wytwarzania ciepła i potencjalnego zapotrzebowania. Ważne jest określenie poziomów odniesienia, które mają zostać osiągnięte w określonych latach dla każdego rodzaju jednostki wytwarzania ciepła, jak również udziału energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i HECHP. Minimalnym celem tych poziomów odniesienia powinny być progi określone w art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791. Na tym etapie ważne jest uwzględnienie potencjalnych ograniczeń w odniesieniu do niektórych źródeł energii, takich jak biomasa. Oprócz jednostek wytwarzania ciepła na etapie tym określono również zmiany infrastrukturalne w systemie DHC, takie jak budowa dodatkowych rur lub ulepszenia izolacji.

Każdemu wariantowi powinna towarzyszyć ocena wykonalności w odniesieniu do wytwarzania ciepła, parametrów systemu DHC oraz wyniku ekonomicznego. Zaleca się również rozważenie, w jaki sposób system DHC mógłby zapewniać usługi bilansujące i inne usługi systemowe w systemie elektroenergetycznym. Takie warianty w systemie DHC ułatwiają łączenie nieciągłych źródeł odnawialnych ze źródłami dostępnymi stale w celu zapewnienia stałych dostaw ciepła do odbiorców końcowych i konsumentów. Analiza ta przyczynia się do wdrożenia art. 24 ust. 8 dyrektywy w sprawie energii odnawialnej.

Wynik tego etapu jest preferowanym wariantem przyszłego rozwoju systemu DHC. Decyzja ta mogłaby opierać się na ocenie, który z różnych wariantów ma najlepszy stosunek czasu potrzebnego do zapewnienia zgodności z art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791 do wyniku ekonomicznego. Ewentualnie mogłaby ona opierać się na ocenie, który z różnych wariantów zapewnia najlepszy stosunek wyniku ekonomicznego do oszczędności energii/emisji.

Proponowany szablon sprawozdania z głównych ustaleń przedstawiono w tabeli E-5.

Tabela E-5

**Sprawozdanie podsumowujące koncepcję techniczną pięcioletniego planu systemu ciepłowniczego i chłodniczego**

Wskaźnik	Wartość
<b>Wskaźniki ogólne</b>	
Uśredniony koszt ciepła/chłodu	Euro (EUR)
Złożoność (wytwórcy ciepła, punkty przyłączenia, poziomy sieci)	Liczba i opis każdej części
Mapy ze wszystkimi instalacjami wytwarzania ciepła, sieciami i przepompowniami	Mapy
Gotowość do zdecentralizowanego poboru ciepła (wymaganego w przypadku niektórych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych)	Ocena techniczna
<b>Rury</b>	
Długość sieci i zasięg przestrzenny	km
Technologia rurociągów	Nazwa zastosowanej technologii
Szczegóły techniczne rur (np. średnica, materiał itp.)	W zależności od wskaźnika

Wskaźnik	Wartość
Izolacja	Nazwa zastosowanej technologii
Parametry hydrauliczne	bar i m <sup>3</sup> /h
Zmiana temperatury (dostarczanie i powrót)	°C
Liczba, pojemność i technologia magazynowania ciepła	Liczba, MW i nazwa używanej technologii
<b>Odbiorcy</b>	
Liczba odbiorców	Liczba (z podziałem na całe budynki i pojedyncze lokale mieszkalne)
Rodzaj odbiorcy	Korporacyjny, publiczny lub prywatny (z podziałem na poszczególne części lub cały budynek)
Rodzaj budynku	Budynki mieszkalne lub niemieszkalne
Zapotrzebowanie na ciepło dla każdego odbiorcy	kWh
Poziom temperatury u odbiorców	°C
Zmiana temperatury (dostarczanie i powrót)	°C
<b>Wytwarzanie energii cieplnej</b>	
Zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej	MW
Zwiększenie wykorzystania ciepła odpadowego	MW
Zwiększenie wykorzystania HECHP	MW
Zainstalowana moc wytwórcza (z podziałem na istniejącą i planowaną)	MW
Liczba jednostek wytwarzania ciepła (z podziałem na istniejące i planowane)	Liczba
Technologia każdej jednostki wytwarzania ciepła (z podziałem na istniejącą i planowaną)	Nazwa technologii konwersji (np. CHP, kocioł lub ciepło bezpośrednie)
Źródło energii w każdej jednostce wytwarzania ciepła (w szczególności w przypadku pomp ciepła)	Nazwa źródła (np. powietrze, ziemia, woda, tunele metra i centra przetwarzania danych)
Moc wprowadzana przez każdą jednostkę wytwarzania ciepła	MW
Czasowa dostępność każdej jednostki wytwarzania ciepła	% roku, w którym urządzenie wprowadza ciepło do systemu ciepłowniczego i chłodniczego
Poziom temperatury u odbiorców	°C
Zmiana temperatury (dostarczanie i powrót)	°C

### Etap piąty – harmonogram, zasoby i strategia

Na ostatnim etapie należy opracować konkretne środki, przyporządkowane do harmonogramu, które doprowadzą do osiągnięcia preferowanego wariantu określonego na etapie czwartym. W szczególności należy wyraźnie określić środki, które zostaną podjęte w pierwszych latach po przyjęciu planu. Konieczne jest zatem wskazanie zasobów niezbędnych do realizacji każdego środka oraz sposobu ich uruchomienia. Dotyczy to w szczególności potrzeb inwestycyjnych, ale może również obejmować wymaganą siłę roboczą i pozwolenia. Ponadto należy opracować strategię komunikacji i akceptacji społecznej, aby zagwarantować, że podejmowane działania nie zostaną opóźnione ze względu na możliwy do uniknięcia sprzeciw społeczny.

Wyniki etapu piątego można przedstawić w sposób zaproponowany w tabeli E-6.

Tabela E-6

**Sprawozdanie podsumowujące koszty i finansowanie pięcioletniego planu systemu ciepłowniczego i chłodniczego**

Wskaźnik	Wartość
Wymagane inwestycje ogółem	EUR
Koszty inwestycji pokrywane ze środków publicznych	EUR

## DODATEK F

**FINANSOWANE PRZEZ UE PROJEKTY DOTYCZĄCE WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO**

Przykłady finansowanych przez UE projektów dotyczących wykorzystania ciepła odpadowego obejmują:

- Projekt ReUseHeat dotyczy odzysku i ponownego wykorzystania ciepła odpadowego dostępnego na poziomie miejskim w celu zwiększenia efektywności energetycznej systemów DHC, <https://www.reuseheat.eu/>.
- W ramach projektu HEATLEAP analizuje się systemy odzyskiwania ciepła odpadowego, takie jak duże pompy ciepła w energochłonnych gałęziach przemysłu, <https://heatleap-project.eu/>.
- Projekt REFLOW koncentruje się na przepływach materiałów, ale dotyczy również nadmiaru ciepła w odniesieniu do ciepła ze ścieków, <https://reflowproject.eu/> i <https://reflowproject.eu/blog/matching-supply-and-demand-in-wastewater-heat/>.
- Projekt REWARDHeat dotyczy niskotemperaturowych sieci DHC zdolnych do odzyskiwania ciepła odpadowego, <https://www.rewardheat.eu/en/>.
- Projekt Celsius dotyczy nadmiaru ciepła w systemach ciepłowniczych, <https://celsiuscity.eu/> i <https://celsiuscity.eu/excess-heat-from-sewage-in-hamburg-and-singen-germany/>.
- Projekt SEnergies koncentruje się na efektywności energetycznej, ale w jego ramach pracowano również nad nadmiarem ciepła, w szczególności nad przemysłowym potencjałem nadmiaru ciepła, <https://www.senergies.eu/about/> i <https://s-energies-open-data-euf.hub.arcgis.com/search?categories=d5.1>.

—

## DODATEK G

**PIĘCIOETAPOWE PODEJŚCIE DO PRZEPROWADZENIA ANALIZY KOSZTÓW I KORZYŚCI NA POZIOMIE INSTALACJI****Etap 1: określenie zakresu**

Na etapie 1 należy zdefiniować i określić zakres analizy kosztów i korzyści. Należy określić i opisać cel projektu. W odniesieniu do dokładnego zakresu analizy kosztów i korzyści należy uwzględnić dwa główne elementy:

- ustanowienie powiązania cieplnego: we wszystkich przypadkach, w których wymagana jest analiza kosztów i korzyści i które wymieniono w art. 26 ust. 7 lit. a)–d) dyrektywy (UE) 2023/1791, istnieje związek między źródłem a odbiornikiem. Opłacalność powiązania cieplnego, a co za tym idzie całego projektu będzie uzależniona od wymaganej ilości ogrzewania/chłodzenia oraz odległości, na jaką ogrzewanie/chłodzenie należy dostarczać;
- opisanie granic systemu: analiza obejmie główną instalację wraz z jej modyfikacjami oraz powiązanie cieplne. Zdalny dostawca/odbiorca produktu energetycznego wchodzi w interakcję z systemem, ale znajduje się poza granicą, a zatem niekoniecznie musi być uwzględniany w analizie kosztów i korzyści.

**Etap 2: dostępne/potencjalne ciepło odpadowe**

Na etapie 2 należy zbadać dostępne/potencjalne ciepło odpadowe. Ciepło odpadowe wpływa na analizę kosztów i korzyści na dwa sposoby. Po pierwsze ciepło odpadowe, które jest odzyskiwane lub przekształcane przez instalację, jest „produktem energetycznym”, a zatem będzie generować przepływy przychodów. Po drugie ciepło odpadowe determinuje konstrukcję i wielkość niezbędnych urządzeń do odzyskiwania ciepła, a tym samym będzie miało wpływ na koszty kapitałowe. To, czy ciepło odpadowe jest zużywane na terenie instalacji czy poza nią, będzie miało również wpływ na korzyści i koszty projektu. Podczas gdy odzyskiwanie energii na terenie instalacji wiąże się z oszczędnościami energii, które można przełożyć na niższe koszty operacyjne instalacji, odzysk poza nią przyniesie dodatkowe dochody ze sprzedaży na rynku dodatkowego „produktu” (czyli ciepła odpadowego). Potencjał ciepła odpadowego różni się w zależności od rodzaju instalacji i metody identyfikacji tego ciepła odpadowego również będą się różnić.

**Etap 3: gromadzenie danych na potrzeby analizy kosztów i korzyści**

Etap 3 polega na gromadzeniu wszystkich danych, które są istotne dla przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści. Gromadzenie danych mogą ułatwić niektóre przepisy dyrektywy (UE) 2023/1791, na przykład:

- w załączniku XI do dyrektywy (UE) 2023/1791 wskazano, że państwa członkowskie mogą wymagać, by szereg zainteresowanych stron przekazywał dane do wykorzystania w analizie kosztów i korzyści;
- niektóre dane będą już gromadzone na potrzeby kompleksowej oceny, którą należy przeprowadzić zgodnie z art. 25 dyrektywy (UE) 2023/1791, takie jak prognozy i tendencje dotyczące zapotrzebowania i zaopatrzenia w sektorze energii cieplnej i chłodniczej oraz istniejące i oczekiwane polityki i środki, które mogą mieć wpływ na rentowność inwestycji w trakcie jej cyklu życia.

Niektóre dodatkowe dane mogą być wymagane w odniesieniu do określonych urządzeń ujętych w analizie kosztów i korzyści.

**Etap 4: określenie scenariusza odniesienia i założeń**

Na etapie 4 określa się scenariusz odniesienia i założenia. Scenariusz odniesienia odnosi się do scenariusza służącego do porównania z planowaną nową lub zmodernizowaną instalacją. Scenariusz odniesienia można określić przez obliczenie ceny ciepła dla potencjalnych beneficjentów ciepła odpadowego odzyskanego za pomocą planowanej instalacji. Szacuje się w nim oszczędności ekonomiczne (tj. ograniczenie zakupu paliw przy takiej samej ilości ogrzewania/chłodzenia) oraz ograniczenie emisji dwutlenku węgla (tj. zmniejszenie emisji po cenie emisji dwutlenku węgla).

**Etap 5: przeprowadzenie analizy kosztów i korzyści**

W ramach etapu 5 przeprowadza się analizę kosztów i korzyści. Pierwszym zadaniem jest określenie i zdefiniowanie parametrów i założeń, które będą miały wpływ na wykonalność finansową projektu, a tym samym na jego realizację z punktu widzenia inwestora, a także na zewnętrzne korzyści społeczne, które mogą wynikać z inwestycji. W analizie finansowej należy uwzględnić trzy główne kategorie parametrów:

- koszty projektu;
- korzyści projektu;
- parametry techniczno-ekonomiczne.

**Koszty projektu** obejmują głównie nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne. Nakłady inwestycyjne to koszty poniesione w związku z zakupem środków trwałych lub zwiększeniem wartości istniejących aktywów. Mogą one obejmować na przykład sprzęt, koszty gruntów, instalacje pozablokowe, koszty wzajemnych połączeń, rozwoju i finansowania itp. Koszty operacyjne to codzienne wydatki, takie jak koszty eksploatacji i konserwacji, ubezpieczenia, zarządzania projektem, podatki od nieruchomości, uprawnienia do emisji itp.

**Korzyści projektu** obejmują przede wszystkim:

- korzyści finansowe odnoszące się do dodatnich przepływów pieniężnych wynikających z działań w ramach projektu (np. sprzedaży, oszczędności energii, oszczędności CO<sub>2</sub>, zachęt finansowych, takich jak dotacje, korzyści podatkowe). W scenariuszu odniesienia korzyści opierają się na osiągniętych oszczędnościach energii i emisji dwutlenku węgla;
- inne zewnętrzne korzyści społeczno-gospodarcze, które nie generują rzeczywistych przepływów pieniężnych, ale są ważne dla społeczeństwa i dlatego należy je uwzględnić w analizie.

**Parametry techniczno-ekonomiczne** obejmują głównie parametry, takie jak:

- czas trwania projektu, jaki jest niezbędny do przeprowadzenia analizy zdyskontowanych przepływów pieniężnych lub analizy wartości bieżącej netto kosztów i korzyści projektu;
- okres budowy (okres wiodący), odnoszący się do czasu, w którym projekt jest realizowany i w związku z tym nie zawsze generuje przychody;
- czas eksploatacji (współczynnik zdolności produkcyjnej), który pokazuje, w jakim stopniu kapitał początkowy zostanie wykorzystany. Często stosuje się go jako współczynnik określający całkowitą ilość energii wyprodukowanej/zużytej w danym roku w odniesieniu do energii, która mogłaby zostać wyprodukowana/zużyta przez cały ten rok;
- finansowa i ekonomiczna stopa dyskontowa (wartość pieniądza w czasie), która uwzględnia skutki inflacji, kosztu kapitału, opodatkowania kosztów alternatywnych i innych ulg;
- wzrost cen energii, który uwzględnia zmiany w kosztach paliwa i taryfach ciepła.

Koszty i korzyści projektu to kategorie parametrów wykorzystanych do przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści oraz ustalenia, czy projekt jest ekonomicznie uzasadniony, przez porównanie całkowitych korzyści (które wykraczają poza korzyści i przychody czysto finansowe i obejmują szersze korzyści środowiskowe, społeczne i gospodarcze) z całkowitymi kosztami (które również wykraczają poza finansowe koszty budowy i eksploatacji i uwzględniają koszty społeczne, środowiskowe i szersze koszty gospodarcze). W celu przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści można zastosować różne metody, przy czym każda z nich uwzględnia węższy lub szerszy zakres parametrów. Przykłady metod analizy kosztów i korzyści obejmują:

- analizę finansową; metody te uwzględniają jedynie koszty i korzyści projektu dla promotora projektu. Obejmuje ona metody takie jak zdyskontowane przepływy pieniężne lub analiza wartości bieżącej netto;
- analizę ekonomiczną; analizę finansową można przekształcić w analizę ekonomiczną przez ujęcie szerszych korzyści i kosztów, jakie projekt przynosi/powoduje dla społeczeństwa. Można dokonać kilku dostosowań w celu przekształcenia w analizę ekonomiczną (obejmujących korekty fiskalne, przejście z cen rynkowych na ceny kalkulacyjne, ocenę efektów nierynkowych i korektę z tytułu efektów zewnętrznych).