

Uzasadnienie

I. Wprowadzenie

Celem projektu jest wdrożenie prawa Unii Europejskiej – dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającej rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, str. 1, zwanej dalej „EED” lub „dyrektywą EED”), w odniesieniu do ciepłownictwa systemowego. Mając na uwadze, że dekarbonizacja służąca zmniejszeniu emisji CO₂ stanowi obecnie jeden z priorytetowych celów unijnej polityki klimatycznej, krytycznym aspektem staje się wzrost udziału OZE w ciepłownictwie, wykorzystanie ciepła odpadowego oraz zapewnienie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Duża część przepisów zmienionej EED w zakresie dotyczącym ciepłownictwa została już zaimplementowana do prawa krajowego. Jednakże w celu zapewnienia prawidłowej implementacji dyrektywy jest niezbędne uchwalenie stosownych regulacji wprowadzających zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, 516 i 607), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”), które nie znajdują odzwierciedlenia w polskim prawie oraz takich regulacji, które wymagały odpowiedniego doszczegółowienia bądź uzupełnienia.

Należy jednocześnie wskazać, że przepisy dyrektywy EED w zakresie ciepłownictwa systemowego pozostają w ścisłym związku normatywnym z przepisami dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 oraz dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023, zwanej dalej „RED III”). Zmiany wprowadzane w projekcie w związku z kompatybilnością bezpośrednio wdrażają również art. 23 ust. 1b, art. 23 ust. 4 oraz art. 24 ust. 9 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.) – w brzmieniu określonym przez dyrektywę RED III.

II. Zakres kluczowych zmian w zakresie wdrożenia EED – zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

1. Projektowana zmiana art. 3 ustawy – Prawo energetyczne polega na:
 - 1) zmianie w pkt 13b, w którym wprowadza się definicję odbiorcy chłodu, czyli odbiorcy końcowego, który dokonuje zakupu chłodu wyłącznie w celu zużycia go w gospodarstwie domowym;
 - 2) zmianie pkt 38, w którym wprowadza się część wspólną, w celu uzależnienia spełnienia warunków do zakwalifikowania jednostki jako wysokosprawnej kogeneracji od spełnienia kryteriów określonych w dodawanym art. 7c ust. 2 implementującym art. 2 pkt 40 oraz załącznik III EED;

- 3) dodaniu pkt 97, w którym wprowadza się definicję „efektywnego indywidualnego ogrzewania i chłodzenia”. Celem wprowadzenia przedmiotowej definicji jest zapewnienie prawidłowej implementacji przepisów dyrektywy EED. Dyrektywa ta posługuje się pojęciem efektywnego indywidualnego ogrzewania i chłodzenia jako punktem odniesienia przy analizie porównawczej z efektywnym systemem ciepłowniczym lub chłodniczym. Wprowadzenie definicji przyczyni się do zwiększenia przejrzystości regulacyjnej, poprawy jakości analiz planistycznych oraz zapewnienia spójności stosowania przepisów dotyczących efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego.
2. W art. 5 proponuje się nową regulację dotyczącą podstawowych praw umownych w zakresie ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej, w szczególności w zakresie dodatkowych elementów jakie powinna zawierać umowa sprzedaży ciepła oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy ciepła, m.in. informacji o metodzie wszczynania procedur pozasądowego rozstrzygania sporów, jak również informacji dotyczących praw konsumenta, w tym informacji dotyczących rozpatrywania skarg. W aktualnie obowiązującym stanie prawnym dostarczanie ciepła odbywa się na podstawie umowy, w tym na podstawie umowy kompleksowej, która dotyczy zarówno sprzedaży ciepła, jak i świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji ciepła. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, każda taka umowa powinna określać w szczególności obowiązujące warunki stosowania cen i stawek opłat, parametry techniczne związane z realizacją usługi oraz odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres jej obowiązywania umowy i warunki rozwiązania umowy.

Zmieniona dyrektywa EED nałożyła na państwa członkowskie obowiązek określenia minimalnej treści umowy łączącej odbiorcę końcowego z dostawcą ciepła lub chłodu, wskazując więcej elementów, niż wynika to z przepisów krajowych.

W szczególności, zgodnie z prawem unijnym, każda taka umowa powinna zawierać informację o prawach odbiorcy jako konsumenta, w tym o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów oraz wszystkie informacje umożliwiające odbiorcy zidentyfikowanie odpowiednich punktów kompleksowej obsługi przedsiębiorcy. Warunki proponowane przez dostawców odbiorcom końcowym muszą być przy tym uczciwe i przekazywane z wyprzedzeniem. Zmieniona dyrektywa EED wymaga, by odbiorcy końcowi i użytkownicy końcowi otrzymywali streszczenie kluczowych warunków umowy, w tym cen i taryf, w przejrzystej i zwięzłej formie, zredagowane prostym językiem, a sami odbiorcy końcowi – także egzemplarz umowy i jasne informacje podane w przejrzysty sposób o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług dotyczących ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej i korzystania z tych usług. W ramach pełnego wdrożenia tej regulacji do prawa krajowego zaproponowano w projekcie ustawy, aby zbiór praw konsumenta energii był sporządzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej, we współpracy z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz w konsultacji z krajowymi organami regulacyjnymi oraz przedsiębiorstwami energetycznymi i zawierał praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej, paliw gazowych, ciepła lub chłodu. Przedsiębiorca będzie zobowiązany

przesłać taką informację odbiorcy końcowemu, dołączając ją do rachunku lub zamieścić na swojej stronie internetowej wraz z informacją o aktualnym stanie prawnym.

Ponadto, zgodnie z treścią zmienionej dyrektywy EED, odbiorcy końcowi powinni otrzymywać stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy. Dostawcy mają powiadamiać bezpośrednio swoich odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób o dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, przy czym proponowane przepisy przewidują, że nastąpi to nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie tych zmian. Należy zwrócić uwagę, że w obecnie obowiązującym stanie prawnym brakuje regulacji, które w sposób jednoznaczny określałyby obowiązki sprzedawcy ciepła wobec odbiorcy w przypadku rozwiązania umowy na dostawę ciepła, w tym w zakresie rozwiązania alternatywnego znajdującego zastosowanie w przypadku wstrzymania dostaw ciepła.

3. Zmieniona dyrektywa EED zakłada także, że dostawcy będą oferować odbiorcom końcowym szeroki wybór metod płatności. Takie metody płatności nie mogą w nieuzasadniony sposób różnicować odbiorców. Wszelkie różnice dotyczące opłat związanych z metodami płatności lub systemów przedpłat muszą być obiektywne, niedyskryminacyjne i proporcjonalne oraz nie mogą przekraczać kosztów bezpośrednich ponoszonych przez odbiorcę płatności z tytułu korzystania z określonej metody płatności lub systemu przedpłat. W zaproponowanej zmianie do **art. 6b** zostały odzwierciedlone ww. regulacje.

W przypadku planowanego odłączenia odbiorcom końcowym, których to dotyczy, należy zapewnić bez dodatkowych kosztów, z dostatecznym wyprzedzeniem, nie później niż jeden miesiąc przed planowanym odłączeniem dostaw ciepła i czterdzieści dni przed planowanym odłączeniem dostaw energii elektrycznej, odpowiednie informacje na temat środków alternatywnych.

4. Stosownie do wymagań ww. dyrektywy projektowana ustawa wprowadza nowe kryteria dla efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, obowiązujących w ramach przedziałów czasowych określonych w zmienionej dyrektywie EED. Aby w sposób właściwy wdrożyć przepisy unijne, należało opracować nową definicję efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, która w kolejnych przedziałach czasowych przyjmuje inne brzmienie.

Do dnia 31 grudnia 2027 r. będzie to system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię z odnawialnych źródeł energii lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50 % połączenie takiej energii i ciepła. Docelowo, od dnia 1 stycznia 2050 r., efektywnym systemem ciepłowniczym będzie wyłącznie taki system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię z odnawialnych źródeł energii, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego. Zamiennie stosować będzie można także kryterium

emisyjności, przy czym od dnia 1 stycznia 2050 r. efektywny system ciepłowniczy powinien osiągnąć próg emisji wynoszący 0 kg CO₂/MWh.

Operatorzy systemów o całkowitej mocy wyprodukowanych ciepła i chłodu przekraczającej 5 MW, które nie będą spełniały kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, będą zmuszeni wdrożyć plan zapewnienia efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię ciepłą i chłodniczą. Poszczególne obiekty, takie jak instalacje przemysłowe, obiekty infrastruktury usługowej, czy ośrodki przetwarzania danych, będą musiały przeprowadzić analizę kosztów i korzyści w zakresie wdrożenia rozwiązań pozwalających na odzysk ciepła odpadowego, czy zastosowania technologii kogeneracji. W celu zapewnienia spójności z regulacją zawartą w zmienionej dyrektywie EED wprowadzono zmiany do **art. 7b**.

Zaproponowano, aby w przypadku budowy systemu ciepłowniczego lub chłodniczego lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system, taki system ciepłowniczy lub chłodniczy był uznawany za efektywny, jeśli:

- 1) spełnia on kryteria określone we wprowadzanych przepisach w dniu rozpoczęcia dostarczania ciepła lub chłodu do odbiorców systemu ciepłowniczego lub chłodniczego po zakończeniu jego budowy lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących, oraz
- 2) w przypadku znacznej modernizacji jednostki wytwórczej nie nastąpił wzrost wykorzystania paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny, w istniejącym źródle ciepła, w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla trzech poprzednich lat kalendarzowych pełnej eksploatacji, przypadających przed dniem rozpoczęcia modernizacji, oraz
- 3) żadna nowa jednostka wytwórcza, nie wykorzystuje paliw kopalnych, chyba że jest to jednostka wytwórcza zasilana gazem ziemnym, której budowa lub znaczna modernizacja zakończyła się przed dniem 31 grudnia 2030 r.

Ponadto projektowana regulacja, powoduje, że na potrzeby uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy, za energię z odnawialnych źródeł energii uznaje się:

- 1) za energię z odnawialnych źródeł energii uznaje się cały strumień ciepła wytworzony przez pompę ciepła wykorzystującą energię ze źródeł odnawialnych, jeśli w dniu przyjęcia protokołu odbioru instalacji tej pompy ciepła, dokumentacja producenta potwierdza spełnienie kryterium minimalnego szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej obliczonego zgodnie art. 116 ust. 1b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 i 516);
- 2) w przypadku zagospodarowania ciepła odpadowego w instalacji wykorzystującej pompę ciepła, za ciepło odpadowe uznaje się całość ciepła wytworzonego w tej instalacji. W przypadku instalacji wykorzystującej pompę ciepła, uznanie całego ciepła pochodzącego z tej instalacji za ciepło odpadowe jest możliwe, jeśli w dniu przyjęcia protokołu odbioru instalacji tej pompy ciepła, dokumentacja dostarczona przez producenta, potwierdza, że dana pompa

ciepła spełnia kryterium minimalnego szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej obliczonego zgodnie art. 116 ust. 1b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Przy czym na potrzeby uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy w rozumieniu pkt 2, w przypadku instalacji wykorzystującej pompę ciepła, uznanie całego ciepła pochodzącego z tej instalacji za ciepło odpadowe jest możliwe, jeśli spełnia warunki określone w art. 7b ust. 4b pkt 2, wspomniane powyżej.

Zgodnie z treścią zmienionej dyrektywy EED jako alternatywę dla udziału poszczególnych rodzajów energii państwa członkowskie mogą wybrać kryteria w zakresie zrównoważonego rozwoju oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom, z ustalonymi progami emisji.

W zaproponowanych przepisach zastosowano to rozwiązanie przyjmując kryterium maksymalnej wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom w wysokości:

- 1) od dnia 1 stycznia 2035 r. – do 100 kg/MWh,
- 2) od dnia 1 stycznia 2045 r. – do 50 kg/MWh,
- 3) od dnia 1 stycznia 2050 r. – 0 kg/MWh,

– ustalonej zgodnie z zasadami stosowanymi na potrzeby raportowania emisji zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającym rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012 (Dz. Urz. UE L 423 z 15.12.2020, str. 37, z późn. zm.).

Należy przy tym zauważyć, że warunkiem zastosowania tego rozwiązania jest złożenie wniosku do ministra właściwego do spraw energii, co najmniej na 12 miesięcy przed rozpoczęciem kolejnych okresów wynikających z art. 7b ust. 4c zmienianej ustawy.

Minister właściwy do spraw energii przekazuje Komisji Europejskiej wykaz przedsiębiorstw energetycznych, które zgłosiły zamiar stosowania kryteriów alternatywnych, tj. opartych na wielkości emisji gazów cieplarnianych, co najmniej na sześć miesięcy przed rozpoczęciem każdego okresu, dla którego wyznaczono osobny próg emisji. Podczas przekazania informuje się także o środkach wdrożonych w celu wypełnienia obowiązku dążenia do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, jeżeli nie zostały one już zgłoszone w najnowszej aktualizacji krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu. W przypadku zastosowania kryteriów alternatywnych, przedsiębiorstwa energetyczne, stosują te kryteria przez cały okres, o którym mowa odpowiednio w art. 7b ust. 4c pkt 1–3 ustawy – Prawo energetyczne.

Przy założeniu, że państwa członkowskie mają obowiązek osiągnięcia wyznaczonego przez dyrektywę rezultatu w określonym czasie i tym samym posiadają swobodę wyboru form i środków implementacyjnych, wskazanie przyczyny, dla której konieczność spełnienia wyłącznie jednego z kryteriów przez różne systemy ciepłownicze na terytorium tego samego kraju, miałyby stać w sprzeczności z celami dyrektywy jest niezasadne. Wprowadzenie do porządku krajowego regulacji, które pozornie wydają się nadmiarowe, jednakże czynią zadość

wymogom dyrektywy, a przede wszystkim pozwalają na bardziej elastyczne podejście do spełnienia wskazanych w niej obowiązków w pełni uzasadnia ujęcie ww. regulacji w ramach zmienianego art. 7b.

Stosowanie limitu opartego o emisję jest co do zasady trudniejsze do spełnienia, zatem jedynie samo przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie wiedziało, czy jest w stanie osiągnąć wymagany limit emisji. Z tych względów ewentualny mechanizm alternatywny, musi opierać się na wniosku przedsiębiorstwa o stosowanie odmiennego limitu dla systemu tego przedsiębiorstwa.

5. W projekcie ustawy proponuje się zmiany w art. 7b ust. 5 określającym zakres sprawozdania z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Projektowana zmiana wynika z obowiązku dostosowania zakresu sprawozdania do zmieniających się kryteriów dot. osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego w przyszłych latach. Zmiany polegają na:

- 1) uwzględnieniu wielkości emisji CO₂ na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom;
- 2) uwzględnieniu od dnia 1 stycznia 2028 r. wysokosprawnej kogeneracji jako źródła ciepła, które pozwala na uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego;
- 3) dodaniu ilości ciepła dostarczanego do systemu oraz rodzaj wykorzystywanego paliwa i procentowy udział zużywanych paliw w tych źródłach.

6. W projekcie ustawy zaproponowano dodanie nowego przepisu w postaci **art. 7c**. Zgodnie z dodaną regulacją, energia elektryczna jest uznawana za wytwarzaną w wysokosprawnej kogeneracji o ile spełnia wskazane w tym przepisie kryteria i zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- 1) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10 % w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
- 2) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Kryteria uznawania energii elektrycznej za wytwarzaną w wysokosprawnej kogeneracji wskazano następujące:

- 1) jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla z tej jednostki kogeneracji zasilanej paliwami kopalnymi jest na poziomie niewyższym niż 270 kg CO₂ na 1 MWh ciepła lub chłodu, energii elektrycznej oraz energii mechanicznej wytworzonej w procesie kogeneracji;
- 2) modernizacja nie spowodowała wzrostu wykorzystania paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny, w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla trzech poprzednich lat kalendarzowych, przypadających przed dniem rozpoczęcia modernizacji – w przypadku znacznej modernizacji;

- 3) instalacja nie wykorzystuje paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny – w przypadku budowy nowej jednostki kogeneracji.

Przy czym wskazane wyżej wymogi uważa się za spełnione do dnia 1 stycznia 2034 r. w przypadku wytwórcy wytwarzającego energię elektryczną w jednostce kogeneracji, która wytworzyła energię po raz pierwszy przed dniem 10 października 2023 r., jeżeli wytwórca w tej jednostce kogeneracji opracował plan stopniowego ograniczania emisji, przewidujący stopniowe osiągnięcie tego wymogu do dnia 1 stycznia 2034 r. Przygotowanie takiego planu należy zgłosić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorowi systemu elektroenergetycznego i przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, do których sieci jest przyłączony. Zaproponowano również wzór na obliczenie jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na 1 MWh ciepła lub chłodu, energii elektrycznej oraz energii mechanicznej wytworzonej w procesie kogeneracji.

5. Pojęcie znacznej modernizacji, które zostało już zdefiniowane w art. 10a ustawy – Prawo energetyczne odnosi się nie tylko do jednostek wytwórczych o mocy nominalnej cieplnej powyżej 20 MW lub sieci ciepłowniczej, lub sieci chłodniczej, dlatego w dodanym art. 10aa zaproponowano nową definicję tego pojęcia, wykorzystywanego w treści **art. 7b ust. 4a, art. 7c ust. 2 pkt 2 i art. 10a ust. 1** ustawy.

Z punktu widzenia pewności prawa jest zasadne bowiem opublikowanie ujednoliconego poziomu kosztu budowy nowej porównywalnej jednostki wytwórczej lub sieci ciepłowniczej, lub sieci chłodniczej.

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

Dyrektywa EED wprowadza obowiązek, by w przypadku, gdy planuje się budowę lub znaczną modernizację następujących instalacji, na poziomie instalacji została przeprowadzona analiza kosztów i korzyści:

- 1) instalacji cieplnej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW;
- 2) instalacji przemysłowej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW;
- 3) obiektu infrastruktury usługowej, takiego jak oczyszczalnia ścieków lub instalacja skroplonego gazu ziemnego (LNG), w celu oceny wykorzystania ciepła odpadowego na terenie tego obiektu i poza nim, którego średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 7 MW;

- 4) ośrodków przetwarzania danych, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW.

Obowiązek ten ma na celu ocenę wykonalności ekonomicznej zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą.

Dodatkowo dyrektywa EED nakłada wymóg, aby ośrodki przetwarzania danych, których całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW, korzystały z ciepła odpadowego lub innych zastosowań umożliwiających odzyskiwanie ciepła odpadowego, chyba że są w stanie wykazać, że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne zgodnie z analizą kosztów i korzyści.

Zmodyfikowano również obowiązek nałożony na podmioty planujące budowę lub znaczną modernizację jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW, który wymaga sporządzenia analizy kosztów i korzyści znacznej modernizacji tej jednostki wytwórczej na jednostkę kogeneracji.

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

- 1) instalacje cieplne, których średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW;
- 2) instalacje przemysłowe, których średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW;

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

Należy zauważyć, że w załączniku XI do zmienionej dyrektywy EED wskazano, że zakres obowiązkowych analiz obejmuje nie tylko zapotrzebowanie na ciepło, lecz również chłodzenie. Wskazano także, że ocena wykorzystania ciepła odpadowego musi uwzględniać obecne technologie oraz bezpośrednie wykorzystanie ciepła odpadowego lub jego podniesienie do wyższych poziomów temperatury. Ponadto, przekształcony załącznik przewiduje, że w przypadku, gdy ciepło odpadowe jest odzyskiwane na terenie obiektu, ocenia się co najmniej wykorzystanie wymienników ciepła, pomp ciepła i technologii przekształcania ciepła w energię elektryczną. Z kolei, gdy ciepło jest odzyskiwane poza terenem obiektu, ocenia się co najmniej instalacje przemysłowe, obiekty rolne i sieci ciepłownicze jako potencjalne punkty odbioru. Projektowane przepisy zapewniają obowiązek współpracy przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorców, o których mowa w art. 10a ust. 1, z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, które przekazuje wszelkie niezbędne informacje do sporządzenia tej analizy. Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne oraz przedsiębiorcy, o których mowa w art. 10a ust. 1 wykorzystują informacje potrzebne do sporządzenia analizy kosztów i korzyści z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.

6. Przedsiębiorstwa energetyczne oraz inni przedsiębiorcy, którzy są zobowiązani do sporządzenia analizy kosztów i korzyści mają obowiązek przekazać wyniki, w terminie miesiąca po jej sporządzeniu gminie właściwej dla miejsca realizacji inwestycji, a także ministrowi właściwemu do spraw energii. Treść zmienionego **art. 10b** w projekcie ustawy stanowi doprecyzowanie regulacji zawartych w **art. 10a** w odniesieniu do podmiotów zobowiązanych do przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści oraz określa zakresu wyłączeń ze wspomnianego obowiązku.
7. Zaproponowane w projekcie ustawy zmiany w tym zakresie regulują wskazane zagadnienie bardziej kompleksowo. Zmiana zaproponowana w **art. 10c** ustawy przewiduje, że minister właściwy do spraw energii sporządza kompleksową ocenę w zakresie ogrzewania i chłodzenia, którą umieszcza się w formie załącznika do zintegrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji. Wyniki kompleksowej oceny będą stanowić podstawę opracowania polityk i środków mających na celu wykorzystanie potencjału w zakresie ogrzewania i chłodzenia, będą uwzględniane w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, jego aktualizacjach oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu. W celu sporządzenia kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia, sporządza się analizę potencjału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania

i chłodzenia, i ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, która obejmuje analizę:

- 1) kosztów i korzyści z uwzględnieniem warunków klimatycznych, wykonalności ekonomicznej i poprawności technicznej, identyfikującej najbardziej efektywnie ekonomiczne sposoby zaspokojenia zapotrzebowania w zakresie ogrzewania i chłodzenia, z uwzględnieniem efektywnych ekonomicznie środków poprawy efektywności energetycznej;
- 2) potencjału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i wykorzystania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia;
- 3) środków jakie mogą zostać podjęte w celu rozbudowy infrastruktury ciepłowniczej i chłodniczej, wspierania rozbudowy instalacji do wykorzystywania ciepła odpadowego, w tym w sektorze przemysłowym, lub dostosowania do rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, a także wykorzystywania ogrzewania i chłodzenia z ciepła odpadowego oraz energii ze źródeł odnawialnych w zakresie zidentyfikowanego potencjału.

Kompleksowa ocena będzie aktualizowana każdorazowo na potrzeby opracowania krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizacji lub na żądanie Komisji Europejskiej. Aby sporządzenie ww. kompleksowej oceny było możliwe, należy uzyskać stosowne informacje, dlatego zaproponowane zmiany do **art. 10c** nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy kompleksowa ocena w zakresie ogrzewania i chłodzenia, i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzi w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną, obowiązek przekazania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji niezbędnych do sporządzenia tej oceny. Zebrane informacje, a następnie przygotowana kompleksowa ocena przesądzi, czy istnieje dla danej instalacji potencjał stosowania wysokosprawnej kogeneracji lub efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących ciepło odpadowe, którego korzyści przewyższają koszty z zastosowania tego rozwiązania. W przeciwnym wypadku minister właściwy do spraw energii może zwolnić przedsiębiorstwo, do którego należy dana instalacja z przeprowadzania dalszych analiz korzyści i kosztów. Aby uprościć procedury, do postępowania w sprawie zwolnienia nie będą stosowane przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.

8. Dyrektywa EED kładzie nacisk na promowanie ciepłownictwa lokalnego. Lokalne planowanie w ww. zakresie ogrzewania i chłodzenia co najmniej w gminach, w których całkowita liczba ludności przekracza 45 000 osób, ma na celu m.in. mapowanie potencjału wdrożenia niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych, wysokosprawnej kogeneracji, odzyskiwania ciepła odpadowego, czy wdrożenia energii ze źródeł odnawialnych.

Należy zwrócić uwagę, że zastąpiono obowiązek przyjęcia polityk stwarzających warunki

odpowiedniego uwzględniania na szczeblu lokalnym i regionalnym potencjału stosowania efektywnego ogrzewania i chłodzenia, w szczególności z wykorzystaniem wysokosprawnej kogeneracji obowiązkiem zapewnienia możliwości uczestnictwa zainteresowanych stron w przygotowywaniu planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia, kompleksowej ocenie oraz politykach i środkach, z zachowaniem tajemnicy handlowej i przedsiębiorstwa. Nałożony został również obowiązek przyjęcia takich polityk i środków, w ramach zintegrowanego planu w dziedzinie energii i klimatu, które zapewnią odpowiednie wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału w zakresie ogrzewania i chłodzenia.

Zmieniona treść dyrektywy EED przewiduje nie tylko obowiązek zapewnienia zainteresowanym stronom możliwości uczestniczenia w przygotowywaniu planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia, kompleksowej ocenie oraz politykach. Wskazano, że państwa członkowskie powinny opracowywać zalecenia wspierające władze lokalne i regionalne we wdrażaniu na poziomie regionalnym i lokalnym wykorzystującym określony potencjał polityk i środków w zakresie energooszczędnego ogrzewania i chłodzenia opartego na odnawialnych źródłach energii. Ponadto należy zapewnić największy możliwy stopień wsparcia władz lokalnych i regionalnych za pomocą wszelkich środków, w tym systemów wsparcia finansowego i wsparcia technicznego, jak również zapewnić dostosowanie planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia do innych wymogów lokalnego planowania w zakresie klimatu, energii i środowiska, aby uniknąć obciążeń administracyjnych dla władz lokalnych i regionalnych oraz zachęcić do skutecznego wdrażania tych planów. Jest to nowa regulacja, wymagająca pełnego wdrożenia do porządku krajowego. W tym zakresie zaproponowano zmiany w treści **art. 20** oraz dodanie nowych **art. 20a** i **art. 20b**.

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na samorządy gmin szereg obowiązków związanych z zaopatrzeniem w paliwa i energię, w tym tak istotnych, jak obowiązek planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy, których prawnym wyrazem powinny być uchwalone przez gminę założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną i paliwa gazowe. Realizacja tego zadania stwarza jednak liczne trudności.

W konsekwencji, istnieją gminy, które nie dokonały oceny istniejącego stanu zapotrzebowania na ciepło, energię i paliwa gazowe i nie wytyczyły kierunków zmian w tym zakresie, uwzględniających przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie paliw i energii i możliwości wykorzystania lokalnych zasobów paliw i energii. Tym samym, tylko w niedostatecznym stopniu wykorzystane zostały przez gminy możliwości kompleksowej regulacji gospodarki energetycznej na lokalnych rynkach. Dodatkowo, oceny dotychczas obowiązujących uregulowań ustawowych dokonała Najwyższa Izba Kontroli w Raporcie wniosków z przeprowadzonej kontroli Najwyższej Izby Kontroli pn. Lokalne Bezpieczeństwo Energetyczne. NIK wskazał na szereg problemów w procesie planowania lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Mając na uwadze wnioski z raportu NIK, Minister Klimatu i Środowiska, zarządzeniem z dnia 17 maja 2021 r., powołał Zespół do spraw lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, którego zadaniem było m.in. wypracowanie koncepcji usprawnienia wykonywania obowiązków gmin, w szczególności poprzez przedstawienie propozycji uzupełnienia regulacji o niezbędne elementy służące skutecznemu wykonywaniu

tych obowiązków oraz zwiększeniu roli samorządu województwa w nadzorze nad wykonywaniem obowiązków gmin.

Wynikiem prac Zespołu są zaproponowane w projekcie rozwiązania polegające na:

- 1) wprowadzeniu bardziej efektywnych systemów współpracy i wymiany informacji między jednostkami samorządu terytorialnego a przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym operatorami systemów elektroenergetycznych oraz operatorami systemów gazowych, przez rozszerzenie obowiązku konsultacyjnego o obowiązek informowania przedsiębiorstw energetycznych wyłożeniu do wglądu projektu planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe i wydłużenie okresu w którym można składać wnioski, zastrzeżenia i uwagi do projektu;
- 2) oparciu procedury konsultacji publicznych planów o przepisy działu III rozdziału 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940 oraz z 2025 r. poz. 1535);
- 3) wprowadzeniu obowiązku zapewnienia zgodności planu z wojewódzkimi programami ochrony środowiska i programami ochrony powietrza, o których mowa odpowiednio w art. 18 i art. 91 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2025 r. poz. 647, z późn. zm.) oraz określoną uchwałą Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2019 r. w sprawie przyjęcia „Polityki ekologicznej państwa 2030 strategii rozwoju w zakresie środowiska i gospodarki wodnej” wydaną na podstawie art. 14 ust. 5 ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2025 r. poz. 198 i 1846);
- 4) rezygnacji z założeń do planów na rzecz wprowadzenia opracowywania planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.

W zakresie planowania lokalnego należy zauważyć, że obecnie obowiązujące przepisy zaliczają do zadań własnych gminy dokonywanie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze danej gminy.

Zarazem, istnieje konieczność opracowania planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, która zawiera ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy. Trzeba jednak zaznaczyć, że nie jest to obowiązkowy element projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Plan taki przygotowany jest jedynie w przypadku, gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji określonych założeń.

Aktualne przepisy nie odnoszą się również do następujących kwestii regulowanych w zmienianej dyrektywie EED:

- 1) opracowanie zaleceń wspierających władze lokalne i regionalne we wdrażaniu na poziomie regionalnym i lokalnym wykorzystującym określony potencjał polityk i środków w zakresie energooszczędnego ogrzewania i chłodzenia opartego na odnawialnych źródłach energii.

- 2) wspieranie władz lokalnych za pomocą wszelkich środków, w tym systemów wsparcia finansowego i wsparcia technicznego.

Zaproponowane zmiany w **art. 20** oraz nowe regulacje przewidziane w **art. 20a** i **art. 20b** przewidują dwustopniowe ujęcie ww. zagadnienia. Wójt, burmistrz lub prezydent miasta) opracowuje plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz w terminie do dnia 31 marca każdego roku składa radzie gminy roczne sprawozdanie z realizacji zadań w zakresie analizy potencjału wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, urządzeń i systemów ciepłowniczych i chłodniczych na terenie gminy oraz oceny potencjału zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie ogrzewania i chłodzenia za poprzedni rok kalendarzowy oraz przedstawia potrzeby związane z realizacją tych zadań.

W gminach liczących ponad 45 000 mieszkańców plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe powinien zawierać dodatkowo odrębną część dotyczącą ogrzewania i chłodzenia, która obejmuje:

- 1) analizę potencjału wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, urządzeń i systemów ciepłowniczych i chłodniczych na terenie gminy oraz ocenę potencjału zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie ogrzewania i chłodzenia, w tym przez możliwość wykorzystania niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych, wysokosprawną kogenerację, odzyskiwanie ciepła odpadowego lub chłodu odpadowego oraz energii ze źródeł odnawialnych na tym obszarze i proponowaną strategię wdrożenia zaproponowanych rozwiązań;
- 2) informację na temat nieefektywnych urządzeń grzewczych i chłodniczych wykorzystywanych w instytucjach publicznych na terenie danej gminy, wraz z oceną możliwych do zastosowania środków pozwalających na zwiększenie efektywności energetycznej tych urządzeń albo ich wymianę;
- 3) informację na temat budynków o niskiej efektywności energetycznej znajdujących się na terenie danej gminy, wraz z oceną możliwych do zastosowania środków pozwalających na zwiększenie efektywności energetycznej tych budynków;
- 4) określenie potencjału poprawy efektywności energetycznej oraz wykorzystania odnawialnych źródeł energii w zasobach mieszkaniowych gminy, w tym informację na temat realizowanych zadań w zakresie wdrażania środków poprawy efektywności energetycznej, o których mowa w art. 6 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 711) oraz sposobów ich finansowania;
- 5) analizę i zakres współpracy z innymi gminami, obywatelskimi społecznościami energetycznymi, spółdzielniami energetycznymi, oraz klastrami energii w rozumieniu art. 2 pkt 15a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, i innymi inicjatywami prowadzonymi przez konsumentów, w zakresie zaopatrzenia w ciepło lub chłód na terenie danej gminy;

- 6) zasady monitorowania i weryfikacji realizacji założeń, o których mowa w pkt 1–5.

W celu usprawnienia raportowania potrzebnych informacji oraz upowszechniania najlepszych praktyk w zakresie planowania lokalnego, minister właściwy do spraw energii, w porozumieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, może wydawać stosowne wytyczne w tym zakresie. Ponadto minister właściwy do spraw energii podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej wytyczne i ich zmiany oraz ogłasza w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” komunikat o miejscu publikacji wytycznych oraz ich zmian.

Kwestia udzielania wsparcia dla władz lokalnych w jak największym stopniu, stanowi ogóle zalecenie wywiedzione z dyrektywy EED i jako takie zasadniczo nie podlega transpozycji. Nie stoi jednak na przeszkodzie zaproponowanie takich regulacji, dzięki którym możliwe stanie się zastosowanie szerokiej gamy mechanizmów wsparcia.

9. Zmiany zaproponowane w **art. 16** ustawy – Prawo energetyczne dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, lub przesyłaniem wodoru, lub dystrybucją wodoru które są zobowiązane do sporządzenia, dla obszaru swojego działania, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię lub wodór.

Plan, o którym mowa opracowany przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła o mocy zamówionej przez odbiorców przekraczającej 5 MW, powinien zawierać część określającą przedsięwzięcia niezbędne do zapewnienia, że system ciepłowniczy lub chłodniczy tego przedsiębiorstwa będzie spełniał kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego oraz:

- 1) informacje dotyczące planowanych przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy nowych źródeł ciepła, w tym źródeł stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii;
- 2) informacje dotyczące planowanej konwersji źródeł ciepła na jednostki wytwórcze będące jednostkami kogeneracji;
- 3) informacje dotyczące efektywności energetycznej systemu oraz możliwości obniżenia temperatury zasilania w sieci ciepłowniczej;
- 4) informacje dotyczące przewidywanego sposobu finansowania inwestycji;
- 5) harmonogram realizacji planowanych inwestycji.

Projektowana regulacja zapewnia, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu w istniejących systemach ciepłowniczych lub chłodniczych o mocy zamówionej przez odbiorców przekraczającej 5MW, w przypadku gdy systemy te nie spełniają kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, co pięć lat w terminie do 31 marca, są zobowiązane do sporządzenia planu zapewnienia bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię cieplną i chłodniczą, który obejmuje środki mające na celu spełnienie kryteriów określonych w art. 7b ust. 4 pkt 2–6 albo ust. 4c. Plan ten stanowi część planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1. Uzgodnienie planu dokonuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Proponowane rozwiązania zwiększą przejrzystość i przewidywalność procesu transformacji sektora ciepłowniczego, przyczynią się do poprawy

efektywności energetycznej systemów oraz zapewnią zgodność prawa krajowego z przepisami prawa Unii Europejskiej.

10. Zgodnie z art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne: „Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania.”. Taryfa zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki podlega ogłoszeniu w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia jej zatwierdzenia (art. 47 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne).

Art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne wskazuje, że to do przedsiębiorstwa energetycznego należy decyzja w jakim terminie taryfa zatwierdzona przez Prezesa URE ma wejść w życie, pod warunkiem, że termin ten mieści się w przedziale od 15 dni do 45 dni od dnia jej opublikowania w Biuletynie URE. W kontekście projektowanego przepisu art. 5 ust. 6 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne zakładającego wprowadzenie obowiązku informowania odbiorców ciepła, w szczególności odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, o zmianie cen lub stawek opłat z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, dochodzi do kolizji z obowiązującym art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Projektowana zmiana w art. 47 ust. 6 zapewnia spójność i jednoznaczność terminów w projektowanych przepisach.

III. Przepisy przejściowe i dostosowujące

1. Art. 2 jest przepisem przejściowym i dotyczy określenia terminu, w którym wobec umów sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub chłodu oraz umów kompleksowych, o których mowa w art. 5 ust. 4d ustawy – Prawo energetyczne, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, które zostały zawarte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, ww. odbiorca może złożyć wniosek do sprzedawcy energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, z którym została zawarta umowa sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne o uzupełnienie tej umowy o postanowienia określone w nowym brzmieniu w art. 5 ust. 4d ustawy – Prawo energetyczne oraz o zamieszczeniu informacji o takiej możliwości przez przedsiębiorstwo energetyczne – na swojej stronie internetowej.
2. Art. 3 jest przepisem przejściowym i dotyczy stosowania przepisów dotychczasowych w odniesieniu do analiz kosztów i korzyści, o których mowa w art. 10a ustawy – Prawo energetyczne, do których opracowywania przystąpiono przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.
3. Art. 4 jest przepisem przejściowym i dotyczy stosowania przepisów dotychczasowych w odniesieniu do analiz kosztów i korzyści, o których mowa w art. 10b ustawy – Prawo energetyczne, do których opracowywania przystąpiono przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.
4. Art. 5 ust. 1 jest przepisem przejściowym i dotyczy stosowania przepisów dotychczasowych w odniesieniu do sporządzania kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia, o której mowa w art. 10c ustawy – Prawo energetyczne, do której opracowywania przystąpiono przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

5. Art. 6 jest przepisem dostosowującym i określa, który projekt zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, będzie pierwszym, przy okazji którego będzie stosować się przepisy art. 10c ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu ustalonym niniejszą ustawą – w odniesieniu do sporządzania kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia.
6. Art. 7 jest przepisem dostosowującym i dotyczy określenia terminu, w którym przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, sporządzają część planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, o której mowa w art. 16 ust. 8d ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
7. Art. 8 jest przepisem przejściowym i dotyczy zachowania w mocy założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, uchwalonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, jednak nie dłużej niż przez 3 lata od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
8. Art. 9 jest przepisem przejściowym i dotyczy stosowania przepisów dotychczasowych w odniesieniu do opracowywania projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz projektów planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, do których opracowywania przystąpiono przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.
9. Art. 10 jest przepisem dostosowującym i dotyczy obowiązku nałożonego na gminy, które w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy nie posiadają obowiązującego projektów założeń do planu lub planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, do uchwalenia planu zaopatrzenia, o którym mowa w art. 20 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Zaproponowany termin pozwoli na przygotowanie planów na odpowiednim poziomie szczegółowości.
10. Art. 11 jest przepisem przejściowym i dotyczy zachowania w mocy planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, obowiązujących w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, do czasu wejścia w życie planów zaopatrzenia, uchwalonych na podstawie art. 20 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
11. Art. 12 jest przepisem przejściowym i dotyczy zachowania w mocy przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 7b ust. 8, art. 10a ust. 6 oraz art. 31f ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu dotychczasowym, do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie ww. przepisów w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, z możliwością ich zmiany. Ma to związek ze zmianami tych upoważnień, w tym mających charakter pośredni (zmiana przepisów merytorycznych, do których odsyłają przepisy upoważniające).

IV. Źródła finansowania

Projekt ustawy nie pociąga za sobą obciążenia dla budżetu państwa.

Cele projektu nie mogą zostać uzyskane w inny sposób niż przez zmiany wprowadzone projektem ustawy.

V. Wejście w życie

Zgodnie z art. 13 projektu ustawy proponuje się, aby ustawa weszła w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Termin wejścia w życie ustawy nie narusza zasad demokratycznego państwa prawnego i nie stoi w sprzeczności z art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1461).

VI. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

VII. Notyfikacja

Projekt ustawy nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2024 r. poz. 597).

Projekt ustawy nie podlega obowiązkowi, o którym mowa w § 39 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2026 r. poz. 404), obejmującemu przedstawienie go organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

VIII. Wpływ na mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

Projekt ustawy będzie oddziaływał na przedsiębiorców zgodnie z opisem przedstawionym w ocenie skutków regulacji dla projektowanej ustawy.

IX. Konsultacje projektu

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingskiej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2025 r. poz. 677 oraz z 2026 r. poz. 160) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.