

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne¹⁾

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, 516 i 607) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) użyte w art. 3 w pkt 13b dwukrotnie, w art. 6a w ust. 3 i 4, w art. 6b w ust. 4 i 5, w art. 6c w ust. 1 i 3, w art. 6d w ust. 1, w art. 23 w ust. 2 w pkt 21d dwukrotnie, w art. 31a w ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia, w art. 31d w ust. 1 i 2, w ust. 4 w pkt 3 i w ust. 6 w pkt 2, w art. 31da w ust. 2, w art. 31e w ust. 1 i 3, w art. 31f w ust. 2 oraz w art. 56 w ust. 1 w pkt 14 wyrazy „paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła” zastępuje się wyrazami „paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła lub chłodu”;
- 2) w art. 3:
 - a) w pkt 38 w lit. b skreśla się średnik i dodaje się część wspólną w brzmieniu:
„– o ile spełnia kryteria określone w art. 7c ust. 2;”,
 - b) w pkt 96 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 97 w brzmieniu:
„97) efektywne indywidualne ogrzewanie i chłodzenie – rozwiązanie w zakresie indywidualnego zaopatrzenia w ciepło lub chłód, które w porównaniu z efektywnym systemem ciepłowniczym lub chłodniczym, o którym mowa w art. 7b ust. 4 lub 4c:
 - a) zapewnia mierzalne zmniejszenie udziału energii pierwotnej ze źródeł nieodnawialnych, wymaganej do dostarczenia jednej jednostki energii na potrzeby tego systemu, lub

¹⁾ Niniejsza ustawa wdraża:

- 1) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającą rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, str. 1);
- 2) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023).

b) wymaga takiego samego udziału energii pierwotnej ze źródeł nieodnawialnych, lecz przy niższym koszcie
– przy czym przy ocenie, o której mowa w art. 10c ust. 1, uwzględnia się ilość energii niezbędnej do wydobycia, przetwarzania, przesyłu i dystrybucji energii.”;

3) w art. 5:

a) ust. 4d i 4e otrzymują brzmienie:

„4d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub chłodu oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, określają strony umowy i zawierają informacje o:

- 1) prawach tego odbiorcy, a w przypadku, gdy stroną umowy jest odbiorca energii elektrycznej, ciepła lub chłodu w gospodarstwie domowym – także o sposobach rozpatrywania skarg i pozasądowego rozstrzygnięcia sporów, w tym o sposobie rozwiązywania sporów, o którym mowa w art. 31a ust. 1;
- 2) możliwości uzyskania pomocy, w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej lub chłodniczej;
- 3) miejscu i sposobie zapoznania się z mającymi zastosowanie obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego, ciepłowniczego lub chłodniczego.

4e. Sprzedawca energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, z wyłączeniem sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej i sprzedawcy z urzędu, przekazuje odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub chłodu lub umowy kompleksowej, streszczenie kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:

- 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej, ciepła lub chłodu;
- 2) zakres świadczonych usług;
- 3) informacje o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej, ciepła lub chłodu;
- 4) okres obowiązywania umowy;
- 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i o odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.”,

b) po ust. 4e dodaje się ust. 4ea w brzmieniu:

„4ea. Sprzedawca ciepła lub chłodu dostarcza odbiorcy końcowemu ciepła lub chłodu egzemplarz zawartej umowy sprzedaży ciepła lub chłodu lub umowy kompleksowej, w tym ogólne warunki umowy, wraz z informacją o mającej zastosowanie do tego odbiorcy obowiązującej taryfie.”,

c) w ust. 6 w pkt 2 w lit. b kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) ciepła lub chłodu powiadamia odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały przy użyciu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, o zmianie cen lub stawek opłat za dostarczane ciepło lub chłód, określonych w zatwierdzonych taryfach, oraz o powodach i warunkach zmiany, w terminie:

- a) miesiąca przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku odbiorców ciepła lub chłodu w gospodarstwach domowych,
- b) dwóch tygodni przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy ciepła lub chłodu w gospodarstwach domowych.”,

d) ust. 6e otrzymuje brzmienie:

„6e. Sprzedawca paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła lub chłodu dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym kopię aktualnego zbioru praw konsumenta energii lub zamieszcza ją na swojej stronie internetowej wraz z informacją o aktualnym stanie prawnym. Przez zbiór praw konsumenta energii rozumie się dokument sporządzany, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz w konsultacji z krajowymi organami regulacyjnymi i przedsiębiorstwami energetycznymi, zawierający praktyczne informacje o prawach konsumentów paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła lub chłodu.”;

4) w art. 6a w ust. 1:

- a) we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło” zastępuje się wyrazami „paliwa gazowe, energię elektryczną, ciepło lub chłód”,
- b) w pkt 1 wyrazy „paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło” zastępuje się wyrazami „paliwo gazowe, energię elektryczną, ciepło lub chłód”,

- c) w pkt 2 wyrazy „paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło” zastępuje się wyrazami „paliwa gazowe, energia elektryczna, ciepło lub chłód”;
- 5) w art. 6b:
- a) w ust. 3 zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:

„Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych lub energii, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła lub chłodu w gospodarstwie domowym, odbiorcę końcowego ciepła lub chłodu, lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej, ciepła lub chłodu o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, jeżeli odbiorca końcowy ciepła lub chłodu nie ureguluje zaległych i bieżących należności w terminie 30 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia, a w przypadku pozostałych odbiorców – jeżeli zaległe i bieżące należności nie zostaną uregulowane przez odbiorcę w terminie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia, albo odbiorca nie złoży odpowiednio w tym terminie wniosku o zastosowanie rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, stosowanego przez sprzedawcę, o którym mowa w ust. 3a.”,

- b) ust. 3a–3c otrzymują brzmienie:

„3a. Sprzedawca energii elektrycznej, ciepła lub chłodu wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, przekazuje odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym lub odbiorcy końcowemu ciepła lub chłodu informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, stosowanym przez tego sprzedawcę.

3b. Rozwiązanie alternatywne, o którym mowa w ust. 3a, może odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub chłodu na wskazany okres i nie może powodować dodatkowych kosztów dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i odbiorców końcowych ciepła lub chłodu, którym grozi wstrzymanie dostaw energii elektrycznej, ciepła lub chłodu.

3c. Rozwiązanie alternatywne, o którym mowa w ust. 3a, jest stosowane przez sprzedawcę energii elektrycznej, ciepła lub chłodu w stosunku do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym lub odbiorcy końcowego ciepła lub chłodu na wniosek tego odbiorcy złożony w terminie:

- 1) 14 dni od dnia doręczenia odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym,
 - 2) 30 dni od dnia doręczenia odbiorcy końcowemu ciepła lub chłodu – powiadomienia, o którym mowa w ust. 3.”;
- 6) w art. 6g w ust. 1 wyrazy „paliw gazowych, energii lub ciepła” zastępuje się wyrazami „paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła lub chłodu”;
- 7) w art. 7b:
- a) w ust. 3e skreśla się wyraz „energetycznie”,
 - b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Przez efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu:

 - 1) do dnia 31 grudnia 2027 r. wykorzystuje się co najmniej w:
 - a) 50 % energię z odnawialnych źródeł energii lub
 - b) 50 % ciepło odpadowe, lub
 - c) 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
 - d) 50 % połączenie energii cieplnej, o której mowa w lit. a–c, wprowadzanej do sieci;
 - 2) od dnia 1 stycznia 2028 r. wykorzystuje się co najmniej w:
 - a) 50 % energię z odnawialnych źródeł energii lub
 - b) 50 % ciepło odpadowe, lub
 - c) 50 % energię z odnawialnych źródeł energii i ciepło odpadowe, lub
 - d) 80 % ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub
 - e) 50 % połączenie energii cieplnej, o której mowa w lit. a, b i d, wprowadzanej do sieci, w którym udział energii z odnawialnych źródeł energii wynosi co najmniej 5 %;
 - 3) od dnia 1 stycznia 2035 r. wykorzystuje się co najmniej w:
 - a) 50 % energię z odnawialnych źródeł energii lub
 - b) 50 % ciepło odpadowe, lub
 - c) 50 % energię z odnawialnych źródeł energii i ciepło odpadowe, lub

- d) 80 % połączenie energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wprowadzanej do sieci, pod warunkiem, że całkowity udział energii z odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;
- 4) od dnia 1 stycznia 2040 r. wykorzystuje się co najmniej w:
 - a) 75 % energię z odnawialnych źródeł energii lub
 - b) 75 % ciepło odpadowe, lub
 - c) 75 % energię z odnawialnych źródeł energii i ciepło odpadowe, lub
 - d) 95 % połączenie energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wprowadzanej do sieci, pod warunkiem, że całkowity udział energii z odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;
 - 5) od dnia 1 stycznia 2045 r. wykorzystuje się co najmniej w:
 - a) 75 % energię z odnawialnych źródeł energii lub
 - b) 75 % ciepło odpadowe, lub
 - c) 75 % połączenie energii z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego wprowadzanej do sieci;
 - 6) od dnia 1 stycznia 2050 r. wykorzystuje się w:
 - a) 100 % energię z odnawialnych źródeł energii lub
 - b) 100 % ciepło odpadowe, lub
 - c) 100 % połączenie energii z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego wprowadzanej do sieci.”,
- c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a–4f w brzmieniu:
- „4a. W przypadku budowy systemu ciepłowniczego lub chłodniczego lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system, system ciepłowniczy lub chłodniczy jest uznawany za efektywny pod warunkiem, że:
- 1) spełnia on, z zastrzeżeniem ust. 4c, kryteria określone w ust. 4 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 do dnia 31 grudnia 2030 r.

4b. Na potrzeby uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy w rozumieniu ust. 4:

- 1) za energię z odnawialnych źródeł energii uznaje się cały strumień ciepła wytworzony przez pompę ciepła wykorzystującą energię z odnawialnych źródeł energii, jeżeli 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;
- 2) w przypadku zagospodarowania ciepła odpadowego w instalacji wykorzystującej pompę ciepła za ciepło odpadowe uznaje się całość ciepła wytworzonego w tej instalacji, przy czym w przypadku instalacji wykorzystującej pompę ciepła uznanie całego ciepła pochodzącego z tej instalacji za ciepło odpadowe jest możliwe, jeżeli 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.

4c. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu może złożyć wniosek do ministra właściwego do spraw energii o zastosowanie na obszarze funkcjonowania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego tego przedsiębiorstwa, w miejsce kryteriów uznania za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy, o których mowa w ust. 4 pkt 2–6, kryterium maksymalnej wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom, wynoszącej:

- 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 334 z 31.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwanym dalej „rozporządzeniem 2018/2066”, jednak nie później niż na 12 miesięcy przed rozpoczęciem okresu, o którym mowa w pkt 1–3.

4d. Wniosek, o którym mowa w ust. 4c, zawiera:

- 1) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego;
- 2) numer identyfikacji podatkowej (NIP) przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji;
- 3) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, którego dotyczy wniosek;
- 4) wskazanie okresu, o którym mowa w ust. 4c pkt 1–3, dla którego mają być stosowane kryteria, o których mowa w ust. 4c;
- 5) informacje o planowanym poziomie emisji gazów cieplarnianych;
- 6) podpis osoby upoważnionej.

4e. Minister właściwy do spraw energii przekazuje Komisji Europejskiej wykaz przedsiębiorstw energetycznych, które zgłosiły zamiar stosowania kryteriów, o których mowa w ust. 4c, co najmniej na 6 miesięcy przed rozpoczęciem okresu, o którym mowa odpowiednio w ust. 4c pkt 1–3.

4f. W przypadku zastosowania kryteriów, o których mowa w ust. 4c, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu stosuje te kryteria przez cały okres, o którym mowa odpowiednio w ust. 4c pkt 1–3.”,

d) w ust. 5 w pkt 1:

- we wprowadzeniu do wyliczenia:
 - – skreśla się wyraz „energetycznie”,
 - – po wyrazach „ust. 4” dodaje się wyrazy „albo 4c”,

- lit. a otrzymuje brzmienie:
 - „a) procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, w tym ciepła wytworzonego z energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w ust. 4b pkt 1, a także ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego:
 - do dnia 31 grudnia 2027 r. z kogeneracji,
 - od dnia 1 stycznia 2028 r. z wysokosprawnej kogeneracji
 - w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym,”
 - po lit. f dodaje się lit. fa i fb w brzmieniu:
 - „fa) ilości ciepła dostarczanego do systemu ciepłowniczego oraz rodzaj wykorzystywanego paliwa i procentowy udział paliw zużywanych w tych źródłach,
 - „fb) wielkość emisji dwutlenku węgla na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom, wyrażoną w kg/MWh, ustaloną zgodnie z zasadami stosowanymi na potrzeby raportowania emisji zgodnie z rozporządzeniem 2018/2066,”;
- 8) po art. 7b dodaje się art. 7c w brzmieniu:
- „Art. 7c. 1. Energia elektryczna jest uznawana za wytwarzaną w wysokosprawnej kogeneracji, jeżeli spełnia kryteria określone w ust. 2 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.
2. Jednostka kogeneracji wytwarza energię z wysokosprawnej kogeneracji w przypadku gdy:
- 1) jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla z tej jednostki kogeneracji zasilanej paliwami kopalnymi jest na poziomie niewyższym niż 270 kg dwutlenku węgla 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) nie wykorzystuje paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny – w przypadku budowy nowej jednostki kogeneracji.

3. Wymaganie, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, 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 wymagania do dnia 1 stycznia 2034 r.

4. Wytwórca, o którym mowa w ust. 3, zgłasza przygotowanie planu, o którym mowa w ust. 3, Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorowi systemu elektroenergetycznego i przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, do których sieci jest przyłączony.

5. Jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na 1 MWh ciepła lub chłodu, energii elektrycznej oraz energii mechanicznej wytworzonej w procesie kogeneracji oblicza się według wzoru:

$$EPS = \frac{EB}{(C+E+Em)},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

EPS – jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na 1 MWh ciepła lub chłodu, energii elektrycznej oraz energii mechanicznej wytworzonej w procesie kogeneracji liczony w ujęciu rocznym,

EB – emisja bezpośrednia, wyrażona w kg, dla danego roku kalendarzowego,

C – wytworzone ciepło brutto, wyrażone w MWh, dla danego roku kalendarzowego,

E – wytworzona energia elektryczna brutto, wyrażona w MWh, dla danego roku kalendarzowego,

Em – wytworzona energia mechaniczna brutto, wyrażona w MWh, dla danego roku kalendarzowego.

6. Emisję bezpośrednią, o której mowa w ust. 5, oblicza się według wzoru:

$$EB = B \times W_o \times W_e \times W_u,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- EB – emisja bezpośrednia, wyrażona w kg, dla danego roku kalendarzowego,
- B – ilość paliwa zużytego w jednostce kogeneracji, wyrażona w Mg lub m³,
- Wo – wartość opałowa, wyrażona GJ/Mg lub GJ/m³, dla danego roku kalendarzowego,
- We – wskaźnik emisji dwutlenku węgla dla danego paliwa, wyrażony w kg/GJ, dla danego roku kalendarzowego,
- Wu – współczynnik utleniania danego paliwa, w danym roku kalendarzowym, w przypadku gdy nie jest on uwzględniony w wartości wskaźnika emisji dla danego paliwa.

7. Wartość opałowa, wskaźnik emisji dwutlenku węgla oraz współczynnik utleniania, o których mowa w ust. 6, są wyznaczone:

- 1) w jednostkach kogeneracji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji, o którym mowa w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2025 r. poz. 1685 i 1863) – w taki sam sposób jak na potrzeby raportowania emisji, o których mowa w art. 24, w art. 36 i art. 37 oraz w załączniku II do rozporządzenia 2018/2066;
 - 2) w jednostkach kogeneracji, innych niż określone w pkt 1 – zgodnie ze współczynnikami stosowanymi w inwentaryzacjach emisji, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2026 r. poz. 526).”;
- 9) w art. 10a:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu oraz inni przedsiębiorcy, planujący budowę lub znaczną modernizację:
 - 1) instalacji ciepłej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 10 MW,
 - 2) instalacji przemysłowej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW,
 - 3) obiektu infrastruktury usługowej, takiego jak oczyszczalnia ścieków lub instalacja 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) ośrodka przetwarzania danych w rozumieniu pkt 2.6.3.1.16 w załączniku A do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii, zwanego dalej „ośrodkiem przetwarzania danych”, którego całkowita moc nominalna cieplna przekracza 1 MW
- sporządzają analizę kosztów i korzyści budowy 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 wymagań w zakresie ogrzewania i chłodzenia, zwaną dalej „analizą kosztów i korzyści”.
- b) uchyla się ust. 2,
- c) w ust. 3:
- w pkt 1 wyrazy „mocy cieplnej” zastępuje się wyrazami „mocy nominalnej cieplnej”,
 - w pkt 2 po wyrazie „ciepła” dodaje się wyrazy „, lub chłodu”,
 - w pkt 4 wyrazy „lub chłodniczej” zastępuje się wyrazami „lub sieci chłodniczej”,
- d) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:
- „3a. Analiza kosztów i korzyści sporządzona dla obiektów, o których mowa w ust. 1 pkt 4, uwzględnia dodatkowo:
- 1) całkowitą moc nominalną cieplną;
 - 2) planowane zapotrzebowanie na ciepło lub chłód obiektu;
 - 3) lokalne zapotrzebowanie na ciepło lub chłód, z uwzględnieniem różnic między porami roku;
 - 4) dostępne rozwiązania systemu chłodzenia, które umożliwiają usuwanie lub wychwytywanie ciepła odpadowego na użytecznym poziomie temperatury przy minimalnych nakładach energii pomocniczej.”
- e) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie:
- „4. Analiza kosztów i korzyści opiera się na opisie planowanej budowy lub znacznej modernizacji obiektów, o których mowa w ust. 1, oraz zawiera analizę ekonomiczną obejmującą analizę finansową, która odzwierciedla rzeczywiste przepływy pieniężne z nakładów inwestycyjnych poniesionych na budowę lub znaczną modernizację obiektów, o których mowa w ust. 1, oraz planowane koszty i przychody z ich eksploatacji.

5. Analizę kosztów i korzyści sporządza się na okres cyklu życia planowanego obiektu, o którym mowa w ust. 1.”;

10) po art. 10a dodaje się art. 10aa w brzmieniu:

„Art. 10aa. 1. Przez budowę, o której mowa w art. 7b ust. 4a, art. 7c ust. 2 pkt 3 i art. 10a ust. 1, rozumie się proces inwestycyjny, którego celem jest wykonanie instalacji lub obiektu, w tym jednostki wytwórczej.

2. Przez znaczną modernizację, o której mowa w art. 7b ust. 4a, art. 7c ust. 2 pkt 2 i art. 10a ust. 1, rozumie się proces inwestycyjny, którego celem jest odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji lub obiektu, w tym jednostki wytwórczej, którego koszt przekracza 50 % kosztu inwestycyjnego nowej instalacji lub obiektu, w tym nowej jednostki wytwórczej.

3. Rozpoczęcie budowy lub modernizacji następuje w dniu rozpoczęcia robót budowlanych związanych z budową lub modernizacją albo w dniu podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które powoduje, że budowa lub modernizacja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej.

4. Zakończenie budowy lub modernizacji następuje w dniu wskazanym w oświadczeniu inwestora o dacie zakończenia budowy lub modernizacji, potwierdzającym dzień upływu terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy albo dzień wydania zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie nowej lub zmodernizowanej instalacji lub obiektu, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami prawa budowlanego albo dzień wydania decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami o dozorcze technicznym w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.

5. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, maksymalne wartości kosztów nowej porównywalnej jednostki wytwórczej na potrzeby kalkulacji kosztu modernizacji, o którym mowa w ust. 2, biorąc pod uwagę istotne parametry techniczne i ekonomiczne jednostek wytwórczych oraz koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy, wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, w tym:

1) koszty zakupu lub wytworzenia jednostki wytwórczej lub poszczególnych urządzeń i elementów wchodzących w jej skład;

- 2) koszty zakupu narzędzi i wyposażenia niezbędnego do prawidłowego funkcjonowania nowej jednostki wytwórczej;
- 3) koszty opracowania dokumentacji przygotowawczej nowej jednostki wytwórczej w celu uzyskania niezbędnych pozwoleń i decyzji;
- 4) koszty dostawy urządzeń i instalacji;
- 5) koszty obsługi projektu oraz koszty przeprowadzenia robót budowlano-montażowych, bezpośrednio związanych z przedsięwzięciem i niezbędnych do jego realizacji;
- 6) koszty rozruchu urządzeń i instalacji.

6. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, maksymalne wartości kosztów budowy nowych porównywalnych obiektów, o których mowa w art. 10a ust. 1, na potrzeby kalkulacji kosztu modernizacji, o którym mowa w ust. 2, biorąc pod uwagę istotne parametry techniczne i ekonomiczne obiektów, o których mowa w art. 10a ust. 1, oraz koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy, wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, w tym:

- 1) koszty zakupu lub wytworzenia obiektu lub poszczególnych urządzeń i elementów wchodzących w jej skład;
- 2) koszty zakupu narzędzi i wyposażenia niezbędnego do prawidłowego funkcjonowania nowego obiektu;
- 3) koszty opracowania dokumentacji przygotowawczej nowego obiektu w celu uzyskania niezbędnych pozwoleń i decyzji;
- 4) koszty dostawy urządzeń i instalacji, koszty obsługi projektu;
- 5) koszty przeprowadzenia robót budowlano-montażowych, bezpośrednio związanych z przedsięwzięciem i niezbędnych do jego realizacji;
- 6) koszty rozruchu urządzeń i instalacji.”;

11) w art. 10b:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwa energetyczne oraz inni przedsiębiorcy, o których mowa w art. 10a ust. 1, planujący:

- 1) budowę jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW – sporządzają analizę kosztów i korzyści wybudowania nowej jednostki wysokosprawnej kogeneracji w miejsce pracującej jednostki wytwórczej;

- 2) znaczną modernizację jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW – sporządzają analizę kosztów i korzyści znacznej modernizacji tej jednostki wytwórczej na jednostkę wysokosprawnej kogeneracji;
 - 3) budowę lub znaczną modernizację elektrowni lub elektrociepłowni przemysłowej, w rozumieniu przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii, o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW lub wytwarzającej ciepło odpadowe z instalacji przemysłowej – sporządzają analizę kosztów i korzyści wykorzystania tego ciepła, w tym w wysokosprawnej kogeneracji, oraz przyłączenia wybudowanej lub poddanej znacznej modernizacji elektrowni lub elektrociepłowni przemysłowej do sieci ciepłowniczej lub chłodniczej;
 - 4) budowę sieci ciepłowniczej lub sieci chłodniczej, lub przyłączenie do tej sieci jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 10 MW, lub znaczną modernizację tej jednostki wytwórczej – sporządzają analizę kosztów i korzyści wykorzystania ciepła odpadowego;
 - 5) budowę lub znaczną modernizację instalacji przemysłowej, której średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 8 MW – sporządzają analizę kosztów i korzyści wykorzystania ciepła odpadowego na terenie instalacji i poza nią;
 - 6) budowę lub znaczną modernizację budynku przeznaczonego lub budowli przeznaczonej na cele usługowe, których średnia roczna całkowita moc nominalna cieplna przekracza 7 MW – sporządzają analizę kosztów i korzyści wykorzystania ciepła odpadowego na terenie budynku lub budowli i poza nimi;
 - 7) budowę lub znaczną modernizację ośrodka przetwarzania danych, którego całkowita moc nominalna cieplna przekracza 1 MW – sporządzają analizę kosztów i korzyści wykorzystania ciepła odpadowego na terenie budynku lub budowli i poza nimi.”,
- b) w ust. 2 wyrazy „ust. 1 pkt 2–4” zastępuje się wyrazami „ust. 1 pkt 2–6”;
- c) w ust. 3 w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:
- „4) ośrodków przetwarzania danych, których ciepło odpadowe jest lub będzie wykorzystywane w sieci ciepłowniczej lub bezpośrednio do ogrzewania pomieszczeń, przygotowywania ciepłej wody użytkowej lub innych

zastosowań w budynku lub grupie budynków lub w obiektach, w których się znajduje.”,

d) w ust. 4 skreśla się wyrazy „lub przebudowa”,

e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. W przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 3–7, przedsiębiorstwa energetyczne oraz inni przedsiębiorcy, o których mowa w art. 10a ust. 1, sporządzają analizę kosztów i korzyści we współpracy z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, które przekazuje wszelkie niezbędne informacje do sporządzenia tej analizy. Przedsiębiorstwa energetyczne oraz inni przedsiębiorcy, o których mowa w art. 10a ust. 1, wykorzystują informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.”,

f) po ust. 5 dodaje się ust. 5a–5c w brzmieniu:

„5a. Przedsiębiorstwa energetyczne oraz inni przedsiębiorcy, o których mowa w art. 10a ust. 1, którzy sporządzali analizę kosztów i korzyści, w terminie miesiąca po jej sporządzeniu przekazują gminie właściwej dla miejsca realizacji inwestycji, o której mowa w art. 10a ust. 1, a także ministrowi właściwemu do spraw energii informacje o wynikach analizy kosztów i korzyści, zawierające co najmniej:

- 1) adres obiektu;
- 2) dane dotyczące ilości dostarczanego ciepła lub chłodu;
- 3) parametry ciepła lub chłodu;
- 4) liczby planowanych godzin pracy w każdym roku.

5b. Gmina publikuje informacje otrzymane, zgodnie z ust. 5a, na swojej stronie internetowej i w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile przedsiębiorstwo energetyczne lub inny przedsiębiorca, o których mowa w art. 10a ust. 1, nie zastrzegł, że stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji, oraz uwzględnia je przy przygotowaniu i aktualizacji planów, o których mowa w art. 20.

5c. Przedsiębiorstwo energetyczne oraz inny przedsiębiorca, o których mowa w art. 10a ust. 1, planujący budowę lub znaczną modernizację obiektu, o którym mowa w art. 10a ust. 1 pkt 4, którego całkowita moc nominalna cieplna przekracza 1 MW, jest obowiązany korzystać z ciepła odpadowego na własne potrzeby albo udostępniać lub sprzedawać je odbiorcom, chyba że analiza kosztów i korzyści, o której mowa w ust. 1 pkt 7, wykazała, że nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne.”,

g) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Przez moc nominalną cieplną, o której mowa w ust. 1 i 5c oraz w art. 10a ust. 1, rozumie się sumę ilości energii elektrycznej lub ciepła wprowadzonej do obiektu oraz energii wprowadzonej w paliwie do źródła spalania paliw w jednostce czasu przy jego nominalnym obciążeniu.”;

12) art. 10c otrzymuje brzmienie:

„Art. 10c. 1. Minister właściwy do spraw energii sporządza kompleksową ocenę w zakresie ogrzewania i chłodzenia, która stanowi załącznik do zintegrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji, o których mowa w art. 15ab ust. 1, zwaną dalej „kompleksową oceną w zakresie ogrzewania i chłodzenia”, i o jej sporządzeniu powiadamia Komisję Europejską.

2. Wyniki kompleksowej oceny, o której mowa w ust. 1, stanowią podstawę opracowania polityk i środków mających na celu wykorzystanie potencjału w zakresie ogrzewania i chłodzenia, które są uwzględniane w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu, jego aktualizacjach oraz w zintegrowanych krajowych sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ust. 1.

3. W celu sporządzenia kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia minister właściwy do spraw energii przeprowadza analizę potencjału wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia, a także ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, wraz z uwzględnieniem efektywnego indywidualnego ogrzewania i chłodzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w tym analizę:

- 1) kosztów i korzyści z uwzględnieniem warunków klimatycznych, wykonalności ekonomicznej i poprawności technicznej, identyfikującej najbardziej efektywne ekonomicznie sposoby zaspokojenia zapotrzebowania w zakresie ogrzewania i chłodzenia, z uwzględnieniem efektywnych ekonomicznie środków poprawy efektywności energetycznej;
- 2) potencjału wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii 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 z odnawialnych źródeł energii w zakresie zidentyfikowanego potencjału.

4. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy kompleksowa ocena w zakresie ogrzewania i chłodzenia, oraz 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, przekazują ministrowi właściwemu do spraw energii informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny, z zachowaniem tajemnicy handlowej przedsiębiorstwa, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku o ich przekazanie.

5. Informacje, o których mowa w ust. 4, obejmują potencjał wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia, a także ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w tym informacje dotyczące:

- 1) istniejących systemów ciepłowniczych i chłodniczych zaopatrywanych z jednostek kogeneracji w zakresach mocy do 10 MW, powyżej 10 MW do 20 MW, powyżej 20 MW do 30 MW, powyżej 30 MW do 50 MW oraz powyżej 50 MW, obejmujące:
 - a) ogólne zużycie energii pierwotnej,
 - b) zużycie energii pierwotnej z jednostek kogeneracji,
 - c) wysokość strat w systemach ciepłowniczych i systemach chłodniczych,
 - d) gęstość przyłączenia, będącą ilorazem całkowitej ilości ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom w systemie ciepłowniczym lub chłodniczym i całkowitej długości sieci ciepłowniczej lub chłodniczej w tym systemie wyrażoną w MWh/km,
 - e) udział kogeneracji w zaopatrzeniu systemów ciepłowniczych lub chłodniczych,
 - f) udział systemów w podziale na różne grupy temperatury eksploatacji;
- 2) jednostek kogeneracji w istniejących systemach ciepłowniczych i chłodniczych, w zakresach mocy do 10 MW, powyżej 10 MW do 20 MW, powyżej 20 MW do 30 MW, powyżej 30 MW do 50 MW oraz powyżej 50 MW, obejmujące dodatkowo informacje o:
 - a) zużyciu energii pierwotnej,
 - b) współczynnikach emisji dwutlenku węgla,

- c) średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji,
 - d) oszczędności energii pierwotnej;
- 3) instalacji wytwórczych ciepła, które mogą zaopatrywać w ciepło odpadowe lub mogą być zmodernizowane w celu zaopatrywania w takie ciepło, o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 50 MW;
 - 4) jednostek kogeneracji o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 20 MW;
 - 5) spalarni odpadów w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 26 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach;
 - 6) instalacji odnawialnego źródła energii o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 20 MW wytwarzających ciepło lub chłód, innych niż instalacje określone w pkt 3 i 4;
 - 7) instalacji przemysłowych o mocy nominalnej cieplnej przekraczającej 20 MW, które mogą zapewniać ciepło odpadowe.

6. Jeżeli przedsiębiorca, przekazując informacje, o których mowa w ust. 4, wskaże wśród nich informacje stanowiące tajemnicę jego przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji, informacje te podlegają ochronie jako tajemnica przedsiębiorstwa i nie podlegają ujawnieniu.

7. Minister właściwy do spraw energii uwzględnia w kompleksowej ocenie w zakresie ogrzewania i chłodzenia oceny przekazane przez operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dla właściwych im obszarów, o których mowa w art. 10d.

8. Projekt kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia podlega konsultacjom publicznym wraz ze zintegrowanym krajowym planem na rzecz energii i klimatu. Do tego projektu stosuje się odpowiednio art. 15ab ust. 2.

9. Minister właściwy do spraw energii aktualizuje ocenę, o której mowa w ust. 1, każdorazowo na potrzeby opracowania krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizacji, o których mowa w art. 15ab ust. 1, lub na żądanie Komisji Europejskiej oraz powiadamia Komisję Europejską o tej aktualizacji.

10. W przypadku gdy na podstawie kompleksowej oceny w zakresie ogrzewania i chłodzenia, w tym na podstawie analizy, o której mowa w ust. 3, nie zostanie wskazany dla danej instalacji potencjał stosowania wysokosprawnej kogeneracji lub efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących ciepło odpadowe, którego korzyści przewyższają koszty z zastosowania tego rozwiązania, minister właściwy do

spraw energii może zwolnić przedsiębiorstwo, do którego należy dana instalacja, z przeprowadzania dalszych analiz korzyści i kosztów w przypadkach określonych w art. 10b. Do postępowania w sprawie zwolnienia nie stosuje się przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego.”;

13) w art. 16:

a) po ust. 8c dodaje się ust. 8d–8j w brzmieniu:

„8d. Plan, o którym mowa w ust. 1, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła o mocy zamówionej przez odbiorców przekraczającej 5 MW, którego system ciepłowniczy lub chłodniczy nie spełnia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, określonych w art. 7b ust. 4 pkt 2–6 albo ust. 4c, zawiera także część określającą plan zapewnienia bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii z odnawialnych źródeł energii w zaopatrzeniu w energię ciepłą i chłodniczą, a także przedsięwzięcia niezbędne do zapewnienia, że system ciepłowniczy lub chłodniczy tego przedsiębiorstwa będzie spełniał te kryteria.

8e. Część, o której mowa w ust. 8d, zawiera co najmniej:

- 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.

8f. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 8d, przedkłada nierzadziej niż co 5 lat w terminie do 31 marca część, o której mowa w ust. 8d, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Przedsiębiorstwo energetyczne, występując o uzgodnienie tej części, przedstawia:

- 1) niezbędne dokumenty potwierdzające techniczną i ekonomiczną możliwość dokonania planowanych inwestycji;

- 2) inne dokumenty potwierdzające, że system ciepłowniczy będzie spełniał kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, określone w art. 7b ust. 4 pkt 2–6 albo ust. 4c.

8g. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje uzgodnienia planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię w części, o której mowa w ust. 8d, lub odmawia uzgodnienia w przypadku niezgodności tego planu z obowiązującymi przepisami prawa.

8h. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię w części, o której mowa w ust. 8d, uznaje się za uzgodniony, jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie odmówi jego uzgodnienia w terminie 90 dni od dnia przedłożenia tej części.

8i. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku o ich przekazanie. Przedsiębiorstwo energetyczne wykorzystuje te informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.

8j. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła po uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu, o którym mowa w ust. 1, przekazuje go innym przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się wytwarzaniem ciepła w danym systemie ciepłowniczym w terminie do 30 dni od uzgodnienia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.”,

- b) w ust. 12 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) zapewnieniu spójności między planami przedsiębiorstw energetycznych i strategiami oraz planami, o których mowa w art. 20.”,

- c) po ust. 12 dodaje się ust. 12a w brzmieniu:

„12. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej lub wodoru zapewnienie spójności, o którym mowa w ust. 12 pkt 2, dotyczy planów przedsiębiorstw energetycznych, strategii i planów sporządzanych przez samorząd województwa.”;

14) art. 17 otrzymuje brzmienie:

„Art. 17. Samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa w zakresie określonym w art. 20 ust. 4.”;

15) uchyla się art. 19;

16) art. 20 otrzymuje brzmienie:

„Art. 20. 1. Wójt, burmistrz lub prezydent miasta opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwanego dalej „planem zaopatrzenia”.

2. Projekt planu zaopatrzenia zawiera:

- 1) opis aktualnego stanu zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w gminie, w tym ewidencję źródeł energii na terenie gminy, zgodnie z centralną ewidencją emisyjności budynków, o której mowa w art. 27a ust. 1 ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (Dz. U. z 2025 r. poz. 1419 i 1847);
- 2) analizę i opis zmian oraz informację o planowanym zapotrzebowaniu na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- 3) harmonogram osiągnięcia standardów efektywności energetycznej, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2026 r. poz. 524 i 605), przez budynki będące własnością lub pozostające w zarządzie gminy;
- 4) informację o bieżącym i planowanym wykorzystywaniu istniejących nadwyżek, lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w wysokosprawnej kogeneracji, w tym usług elastyczności elektroenergetycznej, oraz zagospodarowania ciepła odpadowego lub chłodu odpadowego z instalacji przemysłowych, możliwości wykorzystania odpadów na cele energetyczne, a także efektywnych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy;
- 5) stosowane i planowane środki poprawy efektywności energetycznej, o których mowa w art. 6 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;
- 6) w przypadku stref, o których mowa w załączniku do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska: wykaz przedsięwzięć realizowanych lub planowanych do realizacji na terenie gminy, zmierzających do poprawy stanu powietrza w celu wyeliminowania ryzyka przekroczenia poziomów dopuszczalnych

- lub docelowych poziomów substancji w powietrzu w tym racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych;
- 7) wykaz instalacji, dla których wydano warunki przyłączenia, oraz planowanych do przyłączenia na terenie gminy do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
 - 8) określenie zakresu współpracy z głównymi interesariuszami planu zaopatrzenia oraz z innymi gminami;
 - 9) plan działań w zakresie wykorzystania niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych, wysokosprawnej kogeneracji, odzyskiwania ciepła odpadowego lub chłodu odpadowego oraz energii z odnawialnych źródeł energii.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne udostępniają nieodpłatnie wójtowi, burmistrzowi, prezydentowi miasta projekty planów lub plany, o których mowa w art. 16 ust. 1, w zakresie dotyczącym terenu gminy oraz informacje niezbędne do opracowania projektu planu zaopatrzenia, z wyłączeniem informacji, o których mowa w art. 16 ust. 7 pkt 5 i 6 w terminie do 14 dni od dnia ich uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki.

4. Projekt planu zaopatrzenia podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z innymi dokumentami strategicznymi, o których mowa w ust. 8. Samorząd województwa wydaje opinię w terminie 21 dni od dnia otrzymania projektu planu.

5. Do opracowania projektu planu zaopatrzenia stosuje się odpowiednio 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), przy czym:

- 1) wójt, burmistrz lub prezydent miasta zawiadamia na piśmie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją ciepła, paliw gazowych lub energii elektrycznej na terenie danej gminy o wyłożeniu do wglądu projektu planu zaopatrzenia;
- 2) uwagi i wnioski do projektu planu zaopatrzenia można składać w terminie 60 dni od dnia podania do publicznej wiadomości informacji o możliwości ich składania.

6. Plan zaopatrzenia sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.

7. Rada gminy przyjmuje plan zaopatrzenia w drodze uchwały.

8. Plan zaopatrzenia jest zgodny z:

- 1) wojewódzkim programem ochrony środowiska, o którym mowa w art. 17 ust. 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, o ile został uchwalony na podstawie art. 18 ust. 1 tej ustawy;
- 2) programem ochrony powietrza, o którym mowa w art. 91 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, o ile został określony w drodze uchwały;
- 3) polityką energetyczną państwa;
- 4) polityką ekologiczną państwa, przyjętą 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);
- 5) strategią rozwoju województwa, określoną na podstawie art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581 i 1535 oraz z 2026 r. poz. 252 i 451).

9. W terminie do dnia 31 marca każdego roku wójt, burmistrz lub prezydent miasta składa radzie gminy roczne sprawozdanie z realizacji zadań określonych w ust. 2 pkt 4 i 5, a w przypadku gmin, o których mowa w art. 20a ust. 1 – także realizacji zadań określonych w art. 20a ust. 1, za poprzedni rok kalendarzowy oraz przedstawia potrzeby związane z realizacją tych zadań.

10. Rada gminy przyjmuje sprawozdanie, o którym mowa w ust. 9, w formie uchwały.

11. Wójt, burmistrz lub prezydent miasta przekazuje marszałkowi województwa informację o uchwaleniu planu zaopatrzenia lub jego aktualizacji w terminie 14 dni od uchwalenia planu albo aktualizacji.

12. Marszałek województwa sporządza raport roczny dotyczący realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1, w zakresie planów zaopatrzenia przyjętych przez rady gmin i przekazanych marszałkowi województwa, i przekazuje go ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 60 dni po zakończeniu roku kalendarzowego.”;

17) po art. 20 dodaje się art. 20a i art. 20b w brzmieniu:

„Art. 20a. 1. W gminach liczących ponad 45 000 mieszkańców plan zaopatrzenia zawiera dodatkowo odrębną część dotyczącą ogrzewania i chłodzenia obejmującą:

- 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, wysokosprawnej kogeneracji, odzyskiwania ciepła odpadowego lub chłodu odpadowego oraz energii z odnawialnych źródeł energii na tym obszarze, a także 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. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, oraz sposobów ich finansowania;
 - 5) analizę i zakres współpracy z innymi gminami, obywatelskimi społecznościami energetycznymi, spółdzielniami energetycznymi, klastrami energii w rozumieniu art. 2 pkt 15a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz 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.

2. Plan, w części, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, może obejmować obszar więcej niż jednej gminy, jeśli przemawia za tym interes ekonomiczny i społeczny.

Art. 20b. 1. Minister właściwy do spraw energii, w porozumieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, może wydawać wytyczne w celu zapewnienia zgodności sposobu przygotowania planu z przepisami Unii Europejskiej oraz krajowym planem, a także upowszechniania i promowania najlepszych praktyk w zakresie planowania lokalnego.

2. Minister właściwy do spraw energii podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej wytyczne oraz ich zmiany, a także ogłasza w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” komunikat o miejscu publikacji wytycznych oraz ich zmian.”;

18) w art. 47 ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. W przypadku gdy w związku z prowadzonym postępowaniem w sprawie zatwierdzenia taryfy, z wyłączeniem taryf dla paliw gazowych, występuje ryzyko niewypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 5 ust. 6 pkt 2 lub 3, w terminie wskazanym w tym przepisie, przedsiębiorstwo energetyczne, którego dotyczy to postępowanie, wypełnia ten obowiązek niezwłocznie po zakończeniu tego postępowania.”.

Art. 2. 1. Do umów, o których mowa w art. 5 ust. 4d ustawy zmienianej w art. 1, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, chyba że odbiorca końcowy energii elektrycznej, ciepła lub chłodu złoży sprzedawcy energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, z którym została zawarta umowa sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, albo umowa kompleksowa, w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, wniosek o uzupełnienie tej umowy o postanowienia określone w art. 5 ust. 4d ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zamieszcza na swojej stronie internetowej informację o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 1.

Art. 3. Do sporządzania analiz kosztów i korzyści, o których mowa w art. 10a ustawy zmienianej w art. 1, rozpoczętego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 4. Do sporządzania analiz kosztów i korzyści, o których mowa w art. 10b ustawy zmienianej w art. 1, rozpoczętego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 5. Do sporządzania oceny, o której mowa w art. 10c ustawy zmienianej w art. 1, rozpoczętego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 6. Kompleksową ocenę w zakresie ogrzewania i chłodzenia, o której mowa w art. 10c ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, sporządza się po raz pierwszy na potrzeby opracowania projektu krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, podlegającego przekazaniu Komisji Europejskiej do dnia 1 stycznia 2028 r.

Art. 7. 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 zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, po raz pierwszy w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 8. Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, uchwalone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zachowują moc przez okres 3 lat od dnia ich uchwalenia.

Art. 9. Do opracowywania projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, oraz projektów planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, rozpoczętego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 10. Gminy, które w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy nie posiadają obowiązującego projektu założeń do planu lub planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, uchwalają plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 11. Plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy zachowują moc do dnia wejścia w życie planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, uchwalonych na podstawie art. 20 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 12. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 7b ust. 8, art. 10a ust. 6 oraz art. 31f ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych odpowiednio na podstawie art. 7b ust. 8, art. 10a ust. 6 oraz art. 31f ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, i mogą być zmieniane.

Art. 13. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Za zgodność pod względem prawnym, legislacyjnym i redakcyjnym
Arkadiusz Żurawel
Dyrektor Departamentu Prawnego w Ministerstwie Energii
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/