

**ROZPORZĄDZENIE  
MINISTRA GOSPODARKI<sup>1)</sup>**

z dnia .....2007 r.

**w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji<sup>2)</sup>**

Na podstawie art. 9a ust. 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>3)</sup>) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa sposób obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowy zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, w tym:

1) sposób obliczania:

- a) średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, zwanej dalej „średnioroczną sprawnością ogólną”,
- b) ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- c) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji,
- d) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, zwanej dalej „oszczędnością energii pierwotnej”;

<sup>1)</sup> Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

<sup>2)</sup> Przepisy niniejszego rozporządzenia wdrażają postanowienia dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, s. 50; Dz. Urz. Polskie wydanie specjalne rozdz. 12, t. 3, s. 3) oraz decyzji Komisji 2007/74/WE z dnia 21 grudnia 2006 r. ustanawiającej zharmonizowane wartości referencyjne wydajności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 32 z 6.02.2007, s. 183).

Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu.....r. pod numerem....., zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65, poz. 597), które wdraża dyrektywę 98/34/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 czerwca 1998 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w zakresie norm i przepisów technicznych (Dz. Urz. WE L 204 z 21.07.1998 r., s. 37; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne rozdz. 13, t. 20, s. 337).

<sup>3)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343.

- 2) sposoby wykorzystania ciepła użytkowego w kogeneracji przyjmowanego do obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 91 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”;
- 3) referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji;
- 4) wymagania dotyczące pomiarów ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego w jednostkach kogeneracji oraz ilości paliw zużywanych do ich wytwarzania, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 91 ust. 8 ustawy;
- 5) wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 ustawy, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy;
- 6) maksymalną wysokość i sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 9a ust. 8 ustawy:
  - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 ustawy,
  - b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) jednostka mikrokogeneracji – jednostkę kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 50 kW;
- 2) jednostka kogeneracji na małą skalę – jednostkę kogeneracji lub grupę jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej dla źródła energii poniżej 1 MW.

§ 3.1. Do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, średniorocznej sprawności ogólnej oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej, stosuje się wartości określone na podstawie rzeczywistych parametrów funkcjonowania jednostki kogeneracji, w normalnych warunkach jej pracy, oraz danych dotyczących ilości i jakości wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia danego roku, z zastrzeżeniem § 12 pkt 1.

2. Dla jednostki mikrokogeneracji obliczenia, o których mowa w ust. 1, mogą być wykonane na podstawie parametrów i wartości określonych w dokumentacji technicznej tej jednostki, oraz czasu jej pracy w ciągu roku.

3. Przepisy ust. 1 i 2 stosuje się do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i wielkości oszczędności energii pierwotnej, określonej we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, obejmujących okres jednego lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego oraz dla jednostek kogeneracji nowobudowanych, z wyjątkiem wartości średniorocznej sprawności ogólnej, którą przyjmuje się na podstawie wartości planowanych dla danego roku kalendarzowego.

4. Sposób obliczania danych stosowanych do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej, o których mowa w ust. 1, dla różnych rodzajów i układów urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji określają załączniki nr 1 i 2 do rozporządzenia.

§ 4.1. Średnioroczną sprawność ogólną, oznaczoną symbolem „ $\eta$ ” i wyrażoną w %, oblicza się według wzoru:

$$\eta = \frac{3,6 \cdot A_b + Q_{uq}}{Q_b - Q_{bck}} \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$A_b$  – całkowitą ilość energii elektrycznej brutto, rozumianą jako sumę ilości wytworzonej energii elektrycznej brutto i ilości energii elektrycznej odpowiadającej energii mechanicznej brutto, wytworzonych w jednostce kogeneracji [w MWh];

$Q_{uq}$  – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji w jednostce kogeneracji dostarczonego do sieci ciepłowniczej lub przeznaczonego do procesu produkcyjnego [w GJ];

$Q_b$  – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji [w GJ];

$Q_{bck}$  – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ]

2. Ilość wytworzonej energii elektrycznej brutto oblicza się jako sumę ilości wytworzonej energii elektrycznej brutto, zmierzonej na zaciskach generatorów lub ogniw paliwowych wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

3. Ilość energii elektrycznej odpowiadającej energii mechanicznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji oblicza się jako sumę ilości energii wykorzystanej na potrzeby własne jednostki kogeneracji do bezpośredniego napędzania urządzeń lub dostarczonej na zewnątrz tej jednostki. Energię mechaniczną przelicza się na energię elektryczną w stosunku 1:1.

4. Ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $Q_{uq}$ ”, o którym mowa w ust. 1, obejmuje ilość ciepła użytkowego w kogeneracji uzyskanego z upustów i wylotów turbin parowych, kotłów odzysknicowych, ciepłowniczych turbin gazowych i silników spalinowych, stanowiących wyodrębniony zespół urządzeń jednostki kogeneracji oraz dostarczonego do instalacji lub sieci ciepłowniczej i przeznaczonego w szczególności:

- 1) do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- 2) do przemysłowych procesów technologicznych;
- 3) dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach;
- 4) do wytwarzania chłodu w przypadkach, o których mowa w pkt 1-3.

5. Do ilości ciepła użytkowego w kogeneracji nie wlicza się ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji.

6. Ilość energii chemicznej, oznaczoną symbolem „ $Q_b$ ”, o którym mowa w ust. 1, oblicza się jako sumę ilości energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji. Ilość energii chemicznej zawartej w paliwach określa się stosując metodę bezpośrednią, na podstawie wartości opałowej i ilości tych paliw.

7. W przypadku gdy stosowanie metody bezpośredniej, o której mowa w ust. 6, z powodów technicznych nie jest możliwe lub koszty jej stosowania są niewspółmiernie wysokie w stosunku do wartości energii z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w tej jednostce, a metoda pośrednia daje co najmniej taką samą dokładność jak metoda bezpośrednia, wówczas ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w źródle energii, w skład którego wchodzi jednostki kogeneracji, można rozdzielić na poszczególne urządzenia wchodzące w skład tego źródła, stosując metodę pośrednią.

§ 5.1. Ilość energii dostarczonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, zwanej dalej „równoważnikiem paliwowym”, należy doliczyć do ilości energii chemicznej zawartej w paliwie, o której mowa w § 4 ust. 1.

2. Równoważnik paliwowy oblicza się z uwzględnieniem współczynnika określającego zmianę ilości wytwarzanej energii elektrycznej lub mechanicznej w wyniku dostarczenia energii z innych procesów przy stałej ilości energii chemicznej zawartej w zużytych paliwach, zwanego dalej „współczynnikiem zmiany mocy”.

3. Współczynnik zmiany mocy wyznacza się na podstawie aktualnych pomiarów przeprowadzonych oddzielnie dla każdego strumienia energii dostarczonej do jednostki kogeneracji z innego procesu lub wyprowadzonej z tej jednostki.

4. Sposób określania:

- 1) ilości energii chemicznej zawartej w zużytych paliwach, o której mowa w § 4 ust. 1,
- 2) ilości wytworzonej energii elektrycznej i mechanicznej, o której mowa w § 4 ust. 2,
- 3) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji dla różnych układów urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, o której mowa w § 4 ust. 4,
- 4) równoważnika paliwowego,
- 5) współczynnika zmiany mocy

- określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 6.1. Obliczona zgodnie z art. 3 pkt 36 ustawy ilość energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczona symbolem „ $A_{bq}$ ”, o którym mowa w § 7 ust. 3, jest równa ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, pod warunkiem uzyskania przez jednostkę kogeneracji oszczędności energii pierwotnej, obliczonej stosownie do § 7 ust. 1, w wysokości określonej w art. 3 pkt 38 ustawy.

2. Wartość współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ $C$ ”, o którym mowa w pkt 1.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, oblicza się na podstawie rzeczywistych parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, dla danego przedziału czasowego, w sposób określony w tym załączniku.

3. Jeżeli ilość wytworzonej energii elektrycznej lub mechanicznej zmniejsza się na skutek wzrostu wytwarzania ciepła użytkowego przy stałej ilości energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji, wartość współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ $C$ ”, o którym mowa w pkt 1.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wyznacza się z uwzględnieniem współczynnika zmiany mocy.

4. Jeżeli określenie wartości współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ $C$ ”, o którym mowa w pkt 1.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, nie jest technicznie możliwe w wyniku

pomiarów lub jeżeli koszty przeprowadzenia pomiarów są niewspółmiernie wysokie w stosunku do wartości energii z kogeneracji wytworzonej w danej jednostce kogeneracji, przyjmuje się wartość podaną przez producenta zamieszczoną w aktualnej dokumentacji technicznej. Gdy dokumentacja ta nie jest dostępna, do obliczeń przyjmuje się następujące wartości domyślne współczynnika „C”:

- 1) 0,95 dla układu gazowo-parowego z odzyskiem ciepła,
- 2) 0,45 dla turbiny parowej przeciwprężnej,
- 3) 0,45 dla turbiny parowej upustowo- kondensacyjnej,
- 4) 0,55 dla turbiny gazowej z odzyskiem ciepła,
- 5) 0,75 dla silnika spalinowego

- pod warunkiem, że obliczona ilość energii elektrycznej z kogeneracji jest niższa lub równa całkowitej produkcji energii elektrycznej z tej jednostki.

§ 7.1. Oszczędność energii pierwotnej, oznaczoną symbolem „PES”, wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right) \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{qc}$  – sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji [w %];

$\eta_{refc}$  – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła [w %];

$\eta_{qe}$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji [w %];

$\eta_{refe}$  – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej [w %].

2. Sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $\eta_{qc}$ ”, wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{qc} = \frac{Q_{uq}}{Q_{bq}} \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Q_{uq}$  – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji w jednostce kogeneracji, dostarczonego do sieci ciepłowniczej lub przeznaczonego do procesu produkcyjnego [w GJ];

$Q_{bq}$  – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji [w GJ].

3. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $\eta_{qe}$ ”, wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{qe} = \frac{3,6 \cdot A_{bq}}{Q_{bq}} \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$A_{bq}$  – ilość energii elektrycznej z kogeneracji, [w MWh];

$Q_{bq}$  – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji [w GJ].

4. Ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w procesie kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $Q_{bq}$ ”, o którym mowa w ust. 2, wyrażoną w GJ, oblicza się według wzoru:

$$Q_{bq} = Q_b - Q_{bck} - Q_{bek}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Q_b$  – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji [w GJ];

$Q_{bck}$  – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ];

$Q_{bek}$  – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ].

5. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła użytkowego określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

§ 8.1. Pomiaru ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 91 ust. 8 ustawy, dokonuje się na zaciskach generatorów lub ogniów paliwowych wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

2. Pomiaru ilości ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji i dostarczonego do instalacji lub sieci ciepłowniczej, o której mowa w § 4 ust. 4, dokonuje się na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

3. Pomiaru ilości paliw zużywanych w jednostce kogeneracji dokonuje się na granicy bilansowej tej jednostki lub wyodrębnionego zespołu urządzeń jednostki kogeneracji.

4. Miejsca pomiarów i granicę bilansową jednostki kogeneracji, o których mowa w ust. 1-3, oznacza się na schemacie wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, o którym mowa w art. 91 ust. 10 ustawy.

§ 9. Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok kalendarzowy udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

1) dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy:

- a) 0,8 % w II połowie 2007 r.,
- b) 2,7 % w 2008 r.,
- c) 2,9 % w 2009 r.,
- d) 3,1 % w 2010 r.,
- e) 3,3 % w 2011 r.,

- f) 3,5 % w 2012 r.;
- 2) dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy:
- a) 16,5 % w II połowie 2007 r.,
  - b) 19,0 % w 2008 r.,
  - c) 20,6 % w 2009 r.,
  - d) 21,3 % w 2010 r.,
  - e) 22,2 % w 2011 r.,
  - f) 23,2 % w 2012 r.

§ 10.1. Koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo poniesienia opłaty zastępczej uwzględnia się w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących te obowiązki, przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Maksymalna wysokość kosztów, o których mowa w ust. 1, uwzględnianych w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach, jest równa wysokości kosztów:

- 1) uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji, obliczonych według wzoru:

$$Ksm = Ozg \cdot Epg + Ozk \cdot Epk$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ksm – maksymalny koszt uzasadniony uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji [w zł],

Ozg – jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy, dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy [w zł/MWh],

Epg – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia [w MWh],

Ozk – jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy, dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy [w zł/MWh],

Epk – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia [w MWh];

- 2) opłaty zastępczej poniesionej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy, z uwzględnieniem ust. 4.

3. Ilość energii elektrycznej, oznaczonej symbolami „Epg” i „Epk”, o których mowa w ust. 2, nie może być wyższa od ilości energii elektrycznej wynikającej z udziałów ilościowych, o których mowa w § 9, pomniejszonej o ilość energii wynikającą z poniesionej opłaty zastępczej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne, w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy, zrealizowało obowiązek wynikający z udziałów ilościowych, o których mowa w § 9, uiszczając opłatę zastępczą w wysokości odpowiadającej ilości energii elektrycznej wyższej niż 10 % ilości energii elektrycznej wynikającej z obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej, w kosztach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się 80 % kosztów poniesionej opłaty zastępczej.

§ 11. Do czasu zainstalowania właściwej klasy urządzeń, o których mowa w pkt 2.6 ppkt 5 załącznika nr 1 do rozporządzenia, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2008 r., dopuszcza się określanie ilości wyprodukowanej energii elektrycznej brutto na podstawie istniejących urządzeń.

§ 12. W 2007 r.:

- 1) do obliczania ilości energii elektrycznej, średniorocznej sprawności ogólnej oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej, o których mowa w § 3 ust. 1, przyjmuje się wartości określone na podstawie rzeczywistych parametrów funkcjonowania jednostki kogeneracji, w normalnych warunkach jej pracy oraz danych dotyczących ilości i jakości wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w okresie od dnia 1 lipca 2007 r. do dnia 31 grudnia 2007 r.;
- 2) okres sprawozdawczy, o którym mowa w pkt. 1 załącznika nr 1 do rozporządzenia, obejmuje okres od dnia 1 lipca 2007 r. do dnia 31 grudnia 2007 r.

§ 13. Przepisy rozporządzenia stosuje się od dnia 1 lipca 2007r.

§ 14. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia<sup>4)</sup>.

**MINISTER GOSPODARKI**

---

<sup>4)</sup> Niniejsze rozporządzenie poprzedzone było rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz.U. Nr 267, poz. 2657), które na podstawie art. 14 ustawy z dnia 12 stycznia 2007r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124) utraciło moc z dniem 24 lutego 2007 r.

**ZAŁĄCZNIK Nr 1**

**Sposób obliczania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej**

**I. Zakres**

1.1. Określa się sposób obliczania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, w okresie sprawozdawczym, oraz oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych.

1.2. Ustala się następujące typy urządzeń stosowanych w jednostkach kogeneracji:

- 1) układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła;
- 2) turbina parowa przeciwpiętna;
- 3) turbina parowa upustowo-kondensacyjna;
- 4) turbina gazowa z odzyskiem ciepła;
- 5) silnik spalinowy;
- 6) mikroturbiny;
- 7) silniki Stirlinga;
- 8) ogniwa paliwowe;
- 9) silniki parowe;
- 10) organiczny obieg Rankine'a;
- 11) pozostałe rodzaje technologii pracujących w kogeneracji.

1.3. Wartość średniorocznej sprawności granicznej wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie, o której mowa w art. 3 pkt 36 ustawy, dla poszczególnych typów urządzeń kogeneracji, o których mowa w pkt 1.2, wynosi:

- 1) 75 % w jednostkach kogeneracji, o których mowa w pkt 1.2 ppkt 2 i 4-8;
- 2) 80 % w jednostkach kogeneracji, o których mowa w pkt 1.2 ppkt 1 i 3.

1.4. W przypadku jednostki kogeneracji wytwarzającej energię w zespołach urządzeń o różnej sprawności granicznej, przyjmuje się wartość najwyższej sprawności granicznej obowiązującej dla typów urządzeń kogeneracji występujących w tej jednostce.

1.5. W przypadku gdy średnioroczna sprawność ogólna obliczona stosownie do § 4 ust. 1 rozporządzenia osiąga lub przekracza wartość graniczną określoną w pkt 1.3 i 1.4 dla danej jednostki kogeneracji, przyjmuje się, że nie występuje wytwarzanie energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, a ilość energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt 1.9, jest równa całkowitej ilości energii elektrycznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji w tym okresie.

1.6. W przypadku gdy średnioroczna sprawność ogólna obliczona na podstawie przepisu § 4 ust. 1 rozporządzenia nie osiąga wartości granicznej określonej w pkt 1.3 i 1.4 dla danej jednostki kogeneracji oraz dla jednostek, o których mowa w pkt 1.2 ppkt 9-11, ilość energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w okresie sprawozdawczym oblicza się według wzoru:

$$A_{bq} = C \cdot \frac{Q_{uq}}{3,6[MWh]}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$C$  – współczynnik określający stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji [w GJ/GJ];

$Q_{uq}$  – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, o którym mowa w § 4 ust. 4 rozporządzenia [w GJ].

1.7. Wartość współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ $C$ ” i wyrażonego w GJ/GJ, o którym mowa w pkt 1.6, dla okresów sprawozdawczych, wyznacza się na podstawie rzeczywistych parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, według wzorów:

1) dla jednostek kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.2:

$$C = \frac{\eta_{ek} - \beta \cdot \eta_{gr}}{\eta_{gr} - \eta_{ek}}$$

2) dla jednostek kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.4:

$$C = \frac{\eta_{ek}}{\eta_{gr} - \eta_{ek}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{ek}$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

$\eta_{gr}$  – średnioroczną sprawność graniczną określoną stosownie do pkt 1.3 i 1.4 [w %];

$\beta$  – współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1 [w GJ/GJ].

1.8. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji w jednostce kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $\eta_{ek}$ ”, o którym mowa w pkt 1.7, i wyrażoną w procentach, dla okresów sprawozdawczych, wyznacza się według wzorów:

1) dla jednostek kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.2

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \cdot A_b + \beta \cdot Q_{uq}}{Q_b - Q_{bck}} \cdot 10^2$$

2) dla jednostek kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.4

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \cdot A_b}{Q_b - Q_{bck}} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$A_b$  – całkowita ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w MWh];

$Q_{uq}$  – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w GJ];

$Q_b$  – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w GJ];

$Q_{bck}$  – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach z których zostało wytworzone ciepło użytkowe w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, o której mowa § 4 ust. 1 rozporządzenia [w GJ];

$\beta$  – współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1 [w GJ/GJ].

1.9. Okres sprawozdawczy dotyczy okresu pracy, rozruchów i postojów jednostki kogeneracji i może obejmować:

- 1) dany rok kalendarzowy, w szczególności, w celu wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy;
- 2) jeden lub kilka, kolejno następujących po sobie, pełnych miesięcy danego roku kalendarzowego. W takim przypadku dane ilościowe podaje się łącznie za cały okres sprawozdawczy i w podziale na poszczególne miesiące tego okresu.

## **II. Wymagania dotyczące przeprowadzania pomiarów energii**

2.1. Obliczając ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w § 6 ust. 1 rozporządzenia oraz oszczędności energii pierwotnej, o której mowa w § 7 ust. 1 rozporządzenia, należy zapewnić wymaganą dokładność pomiarów wartości wielkości fizycznych będących danymi wejściowymi do algorytmów obliczeniowych, zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach o miarach. Na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład, powinny być mierzone i monitorowane wszystkie strumienie paliw i energii wprowadzane do jednostki kogeneracji oraz energii elektrycznej i ciepła użytkowego wyprowadzanych poza tę jednostkę w danym okresie sprawozdawczym.

2.2. Dla jednostki kogeneracji na małą skalę:

- 1) która nie jest wyposażona w urządzenia do odprowadzenia ciepła odpadowego i charakteryzuje się stałym stosunkiem ilości energii elektrycznej do ciepła użytkowego, we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, dopuszcza się tylko pomiar ilości energii elektrycznej wyprowadzanej poza jednostkę kogeneracji. Nie jest konieczny pomiar ciepła użytkowego i zużycia paliw;
- 2) wyposażonej w urządzenia do odprowadzania ciepła odpadowego lub dla której stosunek ilości energii elektrycznej do ciepła nie jest stały we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, wykonuje się pomiar ilości energii elektrycznej, ciepła użytkowego i zużycia paliw.

2.3. Dla jednostki mikrokogeneracji wielkości, o których mowa w pkt 2.1, mogą być określane na podstawie wartości określonych w dokumentacji technicznej urządzeń wchodzących w skład tej jednostki. Obliczenia mogą być wykonywane na podstawie wyników testów urządzeń, potwierdzonych certyfikatem wydanym przez kompetentną i niezależną jednostkę certyfikującą.

2.4. Pomiary, o których mowa w pkt 2.1, powinny być wykonywane z wykorzystaniem układów lub przyrządów pomiarowych spełniających wymagania określone w przepisach o miarach, a w przypadku gdy przepisy te nie określiły wymagań, stosuje się wymagania określone w normach dotyczących tych układów lub przyrządów. W przypadku gdy wyniki pomiarów dokonywane za pomocą przyrządu pomiarowego są uznawane za podstawę transakcji handlowych lub opłat podatkowych, to taki przyrząd uznaje się za spełniający wymagania.

2.5. Pomiary wielkości fizycznych, o których mowa w pkt 2.1, dokonuje się w następujący sposób:

- 1) pomiary energii, przepływu, ciśnienia, temperatury oraz momentu obrotowego wykonuje się za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, przy czym za oznaczone uważa się właściwe do danego rodzaju pomiaru urządzenia, oznakowane w sposób zgodny z przepisami o miarach oraz umożliwiające ich jednoznaczną identyfikację;
- 2) ilość paliwa wprowadzonego do jednostki kogeneracji mierzy się dokonując pomiaru masowego lub pomiaru objętościowego dla paliw płynnych i gazowych;
- 3) ilość ciepła zawartego w parze wprowadzonej do jednostki kogeneracji i wyprowadzonej z niej, a także ilość ciepła zawartego w wodzie uzupełniającej mierzy się na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład; entalpia właściwa dla zmierzonego ciśnienia i temperatury pary powinna być wyznaczana z wykorzystaniem tablic parowych lub wykresów pary, które posiadają poziom odniesienia 0 °C i 1013 hPa;
- 4) ilość ciepła użytkowego zużywanego w jednostce kogeneracji na jej potrzeby, mierzy się za pomocą zainstalowanych przyrządów pomiarowych; jeżeli przyrządy pomiarowe nie zostały zainstalowane lub są nieodpowiednie, dopuszcza się określanie ilości przepływu ciepła na podstawie metody pośredniej;
- 5) ilość energii elektrycznej brutto z generatorów o mocy znamionowej 1 MVA i wyższej, mierzy się za pomocą przyrządów pomiarowych klasy nie gorszej niż 0,5 lub C, a ilość energii elektrycznej brutto z generatorów o mocy znamionowej poniżej 1 MVA za pomocą przyrządów pomiarowych klasy nie gorszej niż 1 lub B;
- 6) współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1, mierzy się dla różnych stanów pracy jednostki kogeneracji, oddzielnie dla każdego strumienia energii wyprowadzonej lub doprowadzonej do jednostki kogeneracji, za pomocą jednogodzinnych testów wykonywanych w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków projektowych;
- 7) ilość paliwa wprowadzonego do urządzeń spalania pomocniczego i uzupełniającego oraz produkcję ciepła użytkowego i energii elektrycznej w wyniku tego spalania, mierzy się oddzielnie za pomocą odpowiednich testów;
- 8) sprawność urządzeń spalania pomocniczego i uzupełniającego, mierzy się za pomocą jednogodzinnych testów, przy pełnym oraz częściowym obciążeniu palnika, przeprowadzonych w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków projektowych.

2.6. Procedury stosowane do próbkowania paliwa i ustalania jego wartości opałowej określają właściwe normy. Poszczególne wartości opałowe obowiązują tylko dla danej dostawy paliwa albo partii paliwa, zużytej lub dostarczonej jednorazowo lub w sposób ciągły, dla której próbki paliwa są reprezentatywne.

### **III. Określanie granicy bilansowej i schemat jednostki kogeneracji**

3.1. Dla jednostki kogeneracji należy określić granicę bilansową wokół procesu kogeneracji, obejmującą wszystkie urządzenia biorące udział w tym procesie i urządzenia towarzyszące służące do odzyskiwania ciepła oraz przedstawić schemat jednostki kogeneracji. Schemat ten powinien zawierać główne elementy znajdujące się wewnątrz granicy bilansowej jednostki kogeneracji, ich wzajemne połączenia, a także miejsca

wprowadzenia paliw i innych strumieni energii oraz miejsca wyprowadzenia energii elektrycznej i ciepła użytkowego (pary, gorącej wody i spalin). Przyrządy pomiarowe strumieni energii powinny być umieszczone na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład i zaznaczone na schemacie.

3.2. W granicy bilansowej jednostki kogeneracji powinno się umieszczać tylko te urządzenia do wytwarzania ciepła użytkowego lub energii elektrycznej, które biorą udział w procesie kogeneracji. W przypadku gdy jednostka kogeneracji wyposażona jest w urządzenia, które umożliwiają oddzielne wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła użytkowego, wytwarzanie takie powinno być odliczone od całkowitej produkcji w jednostce kogeneracji, a energia chemiczna zużyta na jej wytworzenie powinna być odliczona od całkowitej ilości energii chemicznej paliw, o których mowa w pkt 6.1.

3.3. Pomocnicze turbiny parowe służące do napędu pomp lub sprężarek, dostarczających ciepło do odbiorcy lub energię wykorzystywaną do napędu urządzeń włącza się w granicę bilansową jednostki kogeneracji, a energię elektryczną lub mechaniczną wytwarzaną przez te turbiny zalicza się do energii wyprowadzonej z tej jednostki.

3.4. W układach gazowo-parowych, połączone szeregowo urządzenia przetwarzające energię chemiczną paliw w energię elektryczną, mechaniczną lub ciepło, gdzie ciepło ze spalin turbiny gazowej jest wykorzystane do produkcji pary zasilającej turbinę parową, nie mogą być traktowane rozdzielnie, nawet jeżeli turbina parowa jest zlokalizowana w innym miejscu.

3.5. Główne urządzenia i przyrządy pomiarowe przedstawione na schemacie jednostki kogeneracji powinny być opisane za pomocą prostych oznaczeń, składających się z przedrostka oznaczającego typ i numer urządzenia oraz zamieszczonego w nawiasie przyrostka oznaczającego podtyp urządzenia, np.: TP1 (K), TP2 (U/K), ST1 (G), ST2 (DP), M1 (FcS), M2 (TR). Oznaczenia zawiera tabela nr 1. Do oznaczenia odbiorcy ciepła stosuje się oznaczenie OC. Strumień doprowadzany do jednostki kogeneracji oraz wyjścia energii elektrycznej i ciepła użytkowego powinny być jednoznacznie opisane i zawierać informację o przepływającym medium, a w przypadku pary i gorącej wody także robocze ciśnienie i temperaturę.

Tabela nr 1

| Skróty oznaczeń |                                 |            |                        |
|-----------------|---------------------------------|------------|------------------------|
| Przedrostek     | Typ urządzenia                  | Przyrostek | Podtyp                 |
| BYP             | Urządzenie obejściowe (by-pass) |            |                        |
| TG              | Turbina gazowa                  |            |                        |
| ST              | Silnik tłokowy                  | (G)        | Silnik gazowy          |
|                 |                                 | (W)        | Silnik wysokoprężny    |
|                 |                                 | (DP)       | Silnik dwupaliwowy     |
|                 |                                 | (COO)      | Ciężki olej opałowy    |
| TP              | Turbina parowa                  | (P)        | Przeciwprężna          |
|                 |                                 | (U)        | Upustowa               |
|                 |                                 | (D)        | „Dopustowa”            |
|                 |                                 | (K)        | Kondensacyjna          |
| KO              | Kocioł odzysknicowy             | (P)        | Para                   |
|                 |                                 | (W)        | Gorąca woda            |
|                 |                                 | (SpU)      | Spalanie uzupełniające |
|                 |                                 | (SpP)      | Spalanie pomocnicze    |

| Przedrostek | Typ urządzenia   | Przyrostek | Podtyp                                |
|-------------|------------------|------------|---------------------------------------|
| K           | Kocioł           | (P)        | Podstawowy                            |
|             |                  | (RG)       | W rezerwie gorącej                    |
|             |                  | (RZ)       | W rezerwie zimnej                     |
| M           | Stacja pomiarowa | (F)        | Przepływy / (Fc) przepływ skorygowany |
|             |                  | (E)        | Energia elektryczna                   |
|             |                  | (Q)        | Ciepło                                |
|             |                  | (T)        | Temperatura                           |
|             |                  | (P)        | Ciśnienie                             |
|             |                  | (An)       | Analizator                            |
|             |                  | (I)        | Wskaźnik                              |
|             |                  | (R)        | Rejestrator                           |
|             |                  | (M)        | Ciężar                                |
|             |                  | (S)        | Licznik                               |

#### IV. Określanie ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji

4.1. Ilość energii mechanicznej, o której mowa w § 4 ust. 3 rozporządzenia, wytworzonej w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się dokonując pomiaru za pomocą miernika momentu obrotowego. Dopuszcza się określanie ilości energii mechanicznej na podstawie bilansu energii napędzanego urządzenia lub, jeżeli jest to niemożliwe, na podstawie bilansu całego silnika.

4.2. W przypadku trudności z wykonaniem pomiaru energii wykorzystywanej do napędu urządzeń, o których mowa w pkt 3.3, dopuszcza się wykorzystanie wyników przeprowadzonych badań testowych tych urządzeń lub danych projektowych producenta, z uwzględnieniem aktualnego stanu technicznego urządzenia.

4.3. Moc mechaniczna stosowana do napędu urządzeń pomocniczych jednostki kogeneracji, takich jak:

- 1) pompy wody zasilającej kocioł napędzane turbiną parową,
- 2) pompy wody chłodzącej,
- 3) pompy kondensatu,
- 4) wentylatory i sprężarki powietrza technologicznego

- dla których alternatywny napęd stanowi silnik elektryczny, może być zaliczona do wyjściowej energii mechanicznej tej jednostki kogeneracji.

4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji wyznacza się w przypadku gdy średnioroczna sprawność ogólna obliczona stosownie do § 4 ust. 1 rozporządzenia, jest niższa niż sprawność graniczna dla danej jednostki kogeneracji określona w sposób, o którym mowa w pkt 1.3. i 1.4. Ilość tej energii oznaczoną symbolem „ $A_{bk}$ ”, w okresie sprawozdawczym, oblicza się według wzoru:

$$A_{bk} = A_b - A_{bq}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$A_b$  – całkowita ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w MWh];

$A_{bq}$  – ilość energii elektrycznej z kogeneracji, o której mowa w § 7 ust. 3 rozporządzenia [w MWh].

## **V. Określanie ilości ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji w jednostce kogeneracji**

5.1. Ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $Q_{uq}$ ”, o którym mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia, i wyrażoną w GJ, wytworzoną w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych i oblicza według wzoru:

$$Q_{uq} = Q_u - Q_{uk}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Q_u$  – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji [w GJ];

$Q_{uk}$  – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ].

5.2. Ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $Q_u$ ”, o którym mowa w pkt 5.1, i wyrażoną w GJ, oblicza się jako całkowitą ilość ciepła użytkowego wytworzonego w tej jednostce w okresie sprawozdawczym; przeznaczonego do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej, do wytwarzania chłodu, do przemysłowych procesów technologicznych lub dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej, dostarczanego w postaci:

- 1) pary o różnych poziomach ciśnienia i temperatury; w takim przypadku ilość ciepła użytkowego, dla każdego poziomu, określa się na podstawie entalpii właściwej pary, zgodnie z pkt 5.4;
- 2) gorącej wody lub oleju grzewczego;
- 3) gazów spalinyowych.

5.3. W przypadku jednostki kogeneracji, która wykorzystuje proces technologiczny do produkcji biogazu, maksymalnie 50 % ciepła użytego w tym celu może być zaliczone jako ciepło użytkowe.

5.4. Do ilości ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji w postaci pary, o którym mowa w pkt 5.2 ppkt 1, zalicza się całkowitą ilość energii pary opuszczającej granice bilansowe, niepomniejszoną o ilość energii zawartej w kondensacie powrotnym pary dostarczanej odbiorcom.

5.5. Zużycie ciepła na potrzeby własne jednostki kogeneracji nie może być zaliczone do energii wyprowadzanej z jednostki, z wyjątkiem ciepła zużytego do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej, które w przeciwnym razie byłoby dostarczone z innych źródeł.

5.6. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji jest wytwarzane ciepło użytkowe poza procesem kogeneracji, oznaczone symbolem „ $Q_{uk}$ ”, o którym mowa w pkt 5.1, i wyrażone w GJ, wyznacza się ilość tego ciepła w okresie sprawozdawczym, obliczoną jako suma wszystkich strumieni ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, w szczególności z uwzględnieniem:

- 1) upustu pary świeżej przed turbiną;
- 2) kotłów parowych bez zainstalowanych za nimi turbin parowych;

- 3) kotłów odzysknicowych z pomocniczym lub uzupełniającym spalaniem bez zainstalowanych za nimi turbin parowych.

## VI. Określanie ilości energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji

6.1. Ilość energii chemicznej, oznaczoną symbolem „ $Q_b$ ”, o której mowa § 4 ust. 1 rozporządzenia, wyrażoną w GJ, zużytą w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się jako sumę ilości energii chemicznych wszystkich wprowadzonych do tej jednostki paliw, określoną według wzoru:

$$Q_b = \sum_{j=1}^n B_j \cdot Q_{rj} \cdot 10^{-3}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$B_j$  – ilość zużytego j-tego paliwa [w t lub w  $m^3$ ];

$Q_{rj}$  – wartość opałowa zużytego j-tego paliwa [w kJ/kg lub w kJ/ $m^3$ ];

$n$  – ilość rodzajów paliw wprowadzanych do jednostki kogeneracji.

6.2. W przypadku stosowania jednostek objętości, należy zastosować przeliczenie w celu uwzględnienia różnic ciśnienia i temperatury w jakich działa urządzenie pomiarowe, a standardowymi warunkami, dla których określono wartość opałową dla odpowiednich rodzajów paliw.

6.3. Miejsca pomiaru ilości paliw oraz wielkości niezbędnych do określenia ilości energii chemicznej tych paliw, powinny być zaznaczone na schemacie jednostki kogeneracji, o którym mowa w pkt 3.1.

6.4. Ilość poszczególnych rodzajów paliw zużywanych w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, oznaczoną symbolem „ $B$ ”, określa się, za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, jako całkowitą ilość spalonego paliwa, bez uwzględniania pośredniego etapu jego składowania, lub z uwzględnieniem pośredniego etapu składowania paliwa przed jego spalaniem w instalacji, według wzoru:

$$B = B_z + (B_s - B_e) - B_o$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$B_z$  – ilość paliwa dostarczonego do źródła energii z jednostką kogeneracyjną w danym okresie;

$B_o$  – ilość paliwa zużytego do innych celów (transport lub sprzedaż) w danym okresie;

$B_s$  – zapas paliwa na początku danego okresu określany na podstawie obmiaru geodezyjnego;

$B_e$  – zapas paliwa na końcu danego okresu określany na podstawie obmiaru geodezyjnego.

6.5. W przypadku gdy ilość energii chemicznej zawartej w paliwach, wyznaczona metodą bezpośrednią jest rozdzielana na poszczególne urządzenia wchodzące w skład danego źródła energii proporcjonalnie do jej zużycia - określonego metodą pośrednią - stosuje się metodykę obliczania zużycia paliwa określoną we właściwej normie.

6.6. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji jest spalane kilka rodzajów paliw, a ilość energii chemicznej jednego z tych paliw nie może być wyznaczona metodą bezpośrednią z wystarczającą dokładnością, brakującą ilość energii chemicznej można wyznaczyć na podstawie bilansu energii, odejmując od całkowitej ilości energii chemicznej zużytej w danej jednostce sumę ilości zużytych energii chemicznych pozostałych paliw, wyznaczanych metodą bezpośrednią. Ilość całkowitej energii chemicznej we wszystkich zużytych paliwach w jednostce kogeneracji wyznacza się metodą pośrednią, mierząc ilość otrzymywanych: energii elektrycznej oraz ciepła użytkowego w postaci pary lub gorącej wody.

6.7. Dopuszcza się stosowanie metod pośrednich do wyznaczania energii chemicznej spalanych paliw, gdy pomiar bezpośredni jest mniej dokładny lub powoduje zbyt wysokie koszty ze względu na niedokładny pomiar strumienia masowego paliwa, jego zmienną wartość opałową lub gęstość oraz, w przypadku niejednorodnych paliw zawierających frakcje posiadające ziarna dużych rozmiarów lub trudności z poborem reprezentatywnych próbek.

6.8. Jeżeli część energii chemicznej paliwa zużywanego w jednostce kogeneracji jest odzyskiwana w postaci związków chemicznych i wprowadzana ponownie do tej jednostki, tę część energii odlicza się od całkowitej ilości energii chemicznej, o której mowa w pkt 6.1, przed obliczeniem średniorocznej sprawności ogólnej.

6.9. Równoważnik paliwowy, oznaczony symbolem „ $Q_{br}$ ” i wyrażony w GJ, określa się według wzoru:

$$Q_{br} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i \cdot Q_i}{\eta_{ek}} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Q_i$  – ilość energii wprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów dla i-tego strumienia energii [w GJ];

$\beta_i$  – średni współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1, który wyznacza się oddzielnie dla każdego i-tego strumienia energii wprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów [w GJ/GJ];

$\eta_{ek}$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

$n$  – ilość strumieni energii wprowadzanych do jednostki kogeneracji.

6.10. Równoważnik paliwowy należy wyznaczyć dla energii wprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, zużytej do wytwarzania energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w tej jednostce. Energia ta może być wprowadzona w postaci:

- 1) pary lub gorącej wody z dowolnej instalacji, przy czym strumień energii pary lub wody, które są częściowo lub w całości sprzedawane ponownie bez wykorzystania w kogeneracji, umieszcza się poza granicą bilansową jednostki kogeneracji;
- 2) gorącego gazu z gazów procesu wysokotemperaturowego, wytwarzanych w wyniku reakcji chemicznych zachodzących podczas spalania paliwa w piecach reakcyjnych lub wytwarzanych podczas egzotermicznych reakcji chemicznych.

6.11. W szczególnym przypadku gdy para wprowadzana do jednostki kogeneracji ma takie same parametry jak para świeża wytwarzana przez tą jednostkę, równoważnik

paliwowy, oznaczony symbolem „ $Q_{br}$ ”, można określić z wykorzystaniem sprawności kotła tej jednostki według wzoru:

$$Q_{br} = \frac{\beta \cdot Q}{\eta_{ek}} \cdot 10^2 = \frac{Q}{\eta_k} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Q$  – ilość energii wprowadzonej w parze do jednostki kogeneracji [w GJ];

$\beta$  – średni współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1 [w GJ/GJ];

$\eta_{ek}$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

$\eta_k$  – sprawność kotła jednostki kogeneracji [w %].

6.12. W przypadku gdy w następstwie spalania pomocniczego z doprowadzeniem dodatkowego powietrza, lub spalania uzupełniającego bez doprowadzenia dodatkowego powietrza:

- 1) odbywa się dalszy proces kogeneracji, wówczas ilość energii dodatkowego paliwa należy doliczyć do ilości energii chemicznej paliw zużytych w jednostce kogeneracji, o których mowa w pkt 6.1;
- 2) w dalszym ciągu technologicznym, po procesie spalania nie zachodzi dalszy proces kogeneracji, wówczas spalanie to jest uznawane za wytwarzanie ciepła użytkowego poza procesem kogeneracji, o którym mowa w pkt 5.6, uzyskane w wyniku spalania pomocniczego lub uzupełniającego. Ilość ciepła użytkowego, oznaczona symbolem „ $Q_{uk}$ ”, oblicza się według wzoru:

$$Q_{uk} = Q_{bek} \cdot \eta_{ek} \cdot 10^{-2}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Q_{bek}$  – ilość energii chemicznej zużytej do wytwarzania tak uzyskanego ciepła użytkowego [w GJ];

$\eta_{ek}$  – sprawność wytwarzania ciepła poza procesem kogeneracji [w %].

6.13. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji może być wytwarzane ciepło użytkowe poza procesem kogeneracji, określa się ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia ciepła, wyznaczoną jako sumę wszystkich strumieni energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania tego ciepła w okresie sprawozdawczym.

6.14. Ilość energii chemicznej paliw zużytych, w okresie sprawozdawczym, w jednostce kogeneracji do wytworzenia energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, oznaczoną symbolem „ $Q_{bek}$ ” i wyrażoną w GJ, oblicza się według wzoru:

$$Q_{bek} = \frac{3,6 \cdot A_{bk}}{\eta_{ek}} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$A_{bk}$  – ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 4.4 [w MWh];

$\eta_{ek}$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %]

## VII. Współczynniki zmiany mocy w jednostce kogeneracji

7.1. Współczynniki zmiany mocy w jednostce kogeneracji określają zmianę ilości energii elektrycznej lub mechanicznej wyprodukowanej w jednostce, w okresie sprawozdawczym, z zachowaniem stałej ilości energii chemicznej paliw wprowadzanych do jednostki kogeneracji, o której mowa w pkt 6.1. Zmiana mocy może następować w przypadku:

- 1) zmniejszenia ilości energii elektrycznej spowodowanego poborem części pary do produkcji ciepła użytkowego;
- 2) zwiększenia ilości energii elektrycznej spowodowanego wprowadzeniem do jednostki kogeneracji energii w postaci, o której mowa w pkt 6.10, z procesów zewnętrznych w stosunku do jednostki kogeneracji.

7.2. Jednostkami kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej są jednostki kogeneracji, w których wzrost ilości wytwarzanego ciepła użytkowego następuje kosztem obniżenia produkcji energii elektrycznej, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej paliw wprowadzanych do jednostki kogeneracji, o której mowa w pkt 6.1. Przykładowo – w jednostkach kogeneracji z turbiną parową kondensacyjną, upustowo-kondensacyjną lub upustowo-przeciwprężną, w których część pary przepływa do skraplacza.

7.3. W przypadku gdy w danej jednostce kogeneracji występuje więcej niż jedno ciśnienie pary upustowej lub pary zasilającej procesy technologiczne, średnie współczynniki zmiany mocy, oznaczone symbolem „ $\beta$ ”, powinny być wyznaczone jako średnia ważona dla wszystkich poziomów ciśnienia, proporcjonalnie do ciepła użytkowego pobieranego z upustów, według wzoru:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^m (\beta_i \cdot Q_{uqi})}{\sum_{i=1}^m Q_{uqi}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\beta_i$  – współczynnik zmiany mocy dla i-tego strumienia energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji [w GJ/GJ];

$Q_{uqi}$  – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego dla i-tego strumienia energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji [w GJ];

$m$  – ilość strumieni energii wyprowadzonych z jednostki kogeneracji.

7.4. Jednostkami kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, dla których współczynnik zmiany mocy jest równy zero są jednostki w których, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej doprowadzanych paliw, o której mowa w pkt 6.1, ilość wytwarzanej energii elektrycznej pozostaje na stałym poziomie, pomimo:

- 1) doprowadzenia dodatkowej energii, o której mowa w pkt 6.10;
- 2) wzrostu produkcji ciepła użytkowego, w szczególności w turbinach parowych przeciwprężnych, ogniowach paliwowych, turbinach gazowych z kotłem odzysknicowym i silnikach spalinowych.

7.5. Współczynniki zmiany mocy wyznacza się na podstawie aktualnej charakterystyki techniczno-ruchowej wyznaczonej na podstawie pomiarów dokonywanych w danej jednostce kogeneracji.

# Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła użytkowego

## I. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej

1.1. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła użytkowego, o których mowa w § 7 ust. 1 rozporządzenia, wyznacza się dla okresu roku kalendarzowego, według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności, na podstawie rzeczywistych parametrów i wielkości dla jednostki kogeneracji w normalnych warunkach jej pracy.

1.2. Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności są określone dla następujących warunków:

- 1) temperatura otoczenia 15 °C;
- 2) ciśnienie atmosferyczne 1013 hPa;
- 3) wilgotność względna 60 %.

1.3. Do wyznaczania referencyjnych wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej stosuje się zharmonizowane referencyjne wartości sprawności określone w tabeli nr 1, wyrażone w procentach.

Tabela nr 1

Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, przyjmowane do obliczeń w latach 2006 – 2011

| Rodzaj paliwa<br>zużytego w jednostce<br>kogeneracji |                                              | Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji |        |        |        |        |        |        |        |        |        |               |
|------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
|                                                      |                                              | ≤1996                                              | 1997   | 1998   | 1999   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   | 2006-<br>2011 |
| Stale                                                | Węgiel kamienny, koks                        | 39,7 %                                             | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,0 % | 44,2 %        |
|                                                      | Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego | 37,3 %                                             | 38,1 % | 38,8 % | 39,4 % | 39,9 % | 40,3 % | 40,7 % | 41,1 % | 41,4 % | 41,6 % | 41,8 %        |
|                                                      | Torf, brykiety z torfu                       | 36,5 %                                             | 36,9 % | 37,2 % | 37,5 % | 37,8 % | 38,1 % | 38,4 % | 38,6 % | 38,8 % | 38,9 % | 39,0 %        |
|                                                      | Drewno opałowe oraz odpady drzewne           | 25,0 %                                             | 26,3 % | 27,5 % | 28,5 % | 29,6 % | 30,4 % | 31,1 % | 31,7 % | 32,2 % | 32,6 % | 33,0 %        |
|                                                      | Biomasa pochodzenia rolniczego               | 20,0 %                                             | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 %        |

| Rodzaj paliwa<br>zużytego w jednostce<br>kogeneracji | Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji                                |        |        |        |        |        |        |        |        |        |               |
|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
|                                                      | ≤1996                                                                             | 1997   | 1998   | 1999   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   | 2006-<br>2011 |
| Odpady komunalne ulegające biodegradacji             | 20,0 %                                                                            | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 %        |
| Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe         | 20,0 %                                                                            | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 24,7 % | 25,0 %        |
| Łupek naftowy                                        | 38,9 %                                                                            | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 38,9 % | 39,0 %        |
| Ciekłe                                               | Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG                                           | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,2 %        |
|                                                      | Biopaliwa                                                                         | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,2 %        |
|                                                      | Odpady ulegające biodegradacji                                                    | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 25,0 %        |
|                                                      | Nieodnawialne odpady                                                              | 20,0 % | 21,0 % | 21,6 % | 22,1 % | 22,6 % | 23,1 % | 23,5 % | 24,0 % | 24,4 % | 25,0 %        |
| Gazowe                                               | Gaz ziemny                                                                        | 50,0 % | 50,4 % | 50,8 % | 51,1 % | 51,4 % | 51,7 % | 51,9 % | 52,1 % | 52,3 % | 52,5 %        |
|                                                      | Gaz rafineryjny, wodór                                                            | 39,7 % | 40,5 % | 41,2 % | 41,8 % | 42,3 % | 42,7 % | 43,1 % | 43,5 % | 43,8 % | 44,2 %        |
|                                                      | Biogaz                                                                            | 36,7 % | 37,5 % | 38,3 % | 39,0 % | 39,6 % | 40,1 % | 40,6 % | 41,0 % | 41,4 % | 41,7 %        |
|                                                      | Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, inne gazy odlotowe, odzyskane ciepło odpadowe | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 % | 35,0 %        |

1.4. Dla jednostki kogeneracji, której eksploatację rozpoczęto w okresie ostatnich dziesięciu lat przed rokiem, dla którego ustala się referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, stosuje się zharmonizowane referencyjne wartości sprawności określone w tabeli nr 1 dla roku rozpoczęcia eksploatacji tej jednostki. Rokiem rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji jest rok kalendarzowy, w którym rozpoczęto produkcję energii elektrycznej.

1.5. Dla jednostki kogeneracji uruchomionej w okresie poprzedzającym ostatnie dziesięć lat przed rokiem, dla którego ustala się referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, stosuje się zharmonizowane referencyjne wartości sprawności określone w tabeli nr 1, dla roku rozpoczęcia eksploatacji odpowiadającego jednostce dziesięcioletniej.

1.6. W przypadku gdy jednostka kogeneracji została zmodernizowana lub odbudowana, za rok rozpoczęcia eksploatacji przyjmuje się rok w którym:

- 1) dokonano modernizacji lub odbudowy jednostki kogeneracji, jeżeli wartość inwestycji przewyższyła 50 % nakładów inwestycyjnych na budowę porównywalnej nowej jednostki kogeneracji;
- 2) rozpoczęto eksploatację jednostki kogeneracji, jeżeli wartość inwestycji nie przewyższyła 50 % nakładów inwestycyjnych na budowę porównywalnej nowej jednostki kogeneracji.

1.7. W przypadku gdy jednostka kogeneracji składa się z dwóch lub więcej jednostek kogeneracji, które zostały zbudowane w różnych latach, o ile jest to możliwe, każda jednostka kogeneracji powinna być oceniana osobno. Jeżeli ocena każdej jednostki kogeneracji osobno jest niewykonalna, wówczas wiek całego układu określa się jako średnią ważoną, liczoną na podstawie udziału inwestycji w latach rozpoczęcia eksploatacji poszczególnych jednostek kogeneracji.

1.8. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji spalane są różne rodzaje paliw, referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowaną ze względu na różnorodność paliw, oznaczaną symbolem „ $\eta_{\text{refe pal}}$ ” i wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{\text{refe pal}} = \sum_{i=1}^n U_i \cdot \eta_{\text{refe } Z_i}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$U_i$  – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt 6.1 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wprowadzonych do jednostki kogeneracji [w GJ/GJ];

$\eta_{\text{refe } Z_i}$  – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla i-tego rodzaju paliwa spalanego w jednostce kogeneracji, określone w tabeli nr 1 [w %];

$n$  – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

1.9. W przypadku gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie zostało wymienione w tabeli nr 1, stosuje się dla tego paliwa zharmonizowane referencyjne wartości sprawności odpowiadające paliwu o najbardziej zbliżonych charakterystycznych cechach.

1.10. Referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej należy korygować w celu dostosowania średniej rocznej temperatury otoczenia, wynoszącej dla warunków panujących w Polsce 8 °C, do warunków, o których mowa w pkt 1.2, w następujący sposób:

- 1) o 0,1 punktu procentowego obniżenia sprawności za każdy stopień powyżej 15 °C;
- 2) o 0,1 punktu procentowego wzrostu sprawności za każdy stopień poniżej 15 °C.

1.11. Referencyjną wartość sprawności, o której mowa w pkt 1.10, skorygowaną ze względu na temperaturę otoczenia, oznaczoną symbolem „ $\eta_{\text{refe } t_0}$ ” i wyrażoną w procentach, określa się według wzoru:

$$\eta_{\text{refe } t_0} = \eta_{\text{refe pal}} + 0,1 \cdot (15 - t_0)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe pal}}$  – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

$t_0$  – średnią roczną temperaturę otoczenia, przyjętą jako 8 °C.

1.12. Korekty referencyjnych wartości sprawności, o których mowa w pkt 1.10, nie stosuje się dla ogniw paliwowych.

1.13. Referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ $\eta_{\text{refe}}$ ” i wyrażoną w procentach, koryguje się ze względu na straty sieciowe, z wykorzystaniem mnożników określonych w tabeli nr 2. Mnożniki odnoszą się do poziomu napięcia sieci elektroenergetycznych, do których oddawana jest energia z jednostki kogeneracji. Referencyjną wartość tej sprawności określa się według wzoru:

$$\eta_{\text{refe}} = \eta_{\text{refe to}} \cdot \sum_{i=1}^n U_i \cdot Z_i$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe to}}$  – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.11 [w %];

$U_i$  – udział i-tego strumienia energii elektrycznej na danym poziomie napięcia, dla określonego profilu wykorzystania w całkowitym strumieniu energii elektrycznej z jednostki kogeneracji [w MWh/MWh];

$Z_i$  – wartości mnożników dla i-tego strumienia energii elektrycznej, określone w tabeli nr 2, wielkości bezwymiarowe;

$n$  – ilość strumieni energii elektrycznej w jednostce kogeneracji.

Mnożniki określone w tabeli nr 2 nie mają zastosowania do drewna opałowego i odpadów drzewnych oraz biogazu. Dla energii wytworzonej z tych paliw przyjmuje się wartość mnożnika równą jeden.

Tabela nr 2

Wartości mnożników korygujących ze względu na straty sieciowe

| Poziom napięcia | Wartość mnożnika korygującego                     |                                                                         |
|-----------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
|                 | Energia oddawana do systemu elektroenergetycznego | Energia sprzedawana liniami bezpośrednimi lub zużyta na potrzeby własne |
| > 200 kV        | 1                                                 | 0,985                                                                   |
| 100-200 kV      | 0,985                                             | 0,965                                                                   |
| 50-100 kV       | 0,965                                             | 0,945                                                                   |
| 0,4-50 kV       | 0,945                                             | 0,925                                                                   |
| < 0,4 kV        | 0,925                                             | 0,860                                                                   |

## II. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego

2.1. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego należy wyznaczać według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności, wyrażonych w procentach, określonych w tabeli nr 3.

Tabela nr 3

Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego

| Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji |                                                        | Rodzaj czynnika                              |                                                    |
|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------|
|                                                |                                                        | Para technologiczna/<br>gorąca woda grzewcza | Bezpośrednie<br>wykorzystanie gazów<br>spalinowych |
| Stałe                                          | Węgiel kamienny, koks                                  | 88 %                                         | 80 %                                               |
|                                                | Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego           | 86 %                                         | 78 %                                               |
|                                                | Torf, brykiet torfowy                                  | 86 %                                         | 78 %                                               |
|                                                | Drewno opałowe oraz odpady drzewne                     | 86 %                                         | 78 %                                               |
|                                                | Biomasa pochodzenia rolniczego                         | 80 %                                         | 72 %                                               |
|                                                | Odpady komunalne ulegające biodegradacji               | 80 %                                         | 72 %                                               |
|                                                | Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe           | 80 %                                         | 72 %                                               |
|                                                | Łupek naftowy                                          | 86 %                                         | 78 %                                               |
| Ciekłe                                         | Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG                | 89 %                                         | 81 %                                               |
|                                                | Biopaliwa                                              | 89 %                                         | 81 %                                               |
|                                                | Odpady ulegające biodegradacji                         | 80 %                                         | 72 %                                               |
|                                                | Nieodnawialne odpady                                   | 80 %                                         | 72 %                                               |
| Gazowe                                         | Gaz ziemny                                             | 90 %                                         | 82 %                                               |
|                                                | Gaz rafineryjny, wodór                                 | 89 %                                         | 81 %                                               |
|                                                | Biogaz                                                 | 70 %                                         | 62 %                                               |
|                                                | Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, inne gazy odlotowe | 80 %                                         | 72 %                                               |

2.2. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego z poszczególnych paliw, oznaczone symbolem „ $\eta_{\text{refc R}}$ ” i wyrażone w procentach, koryguje się ze względu na różne rodzaje ciepła użytkowego określone w tabeli nr 3, i oblicza według wzoru:

$$\eta_{\text{refc R}} = \sum_{i=1}^n U_{\text{qui}} \cdot \eta_{\text{refc Zi}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$U_{\text{qui}}$  – udział ilości ciepła użytkowego i-tego rodzaju w całkowitej ilości ciepła użytkowego, o którym mowa w pkt 5.2 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wyprodukowanego w jednostce kogeneracji [w GJ/GJ];

$\eta_{\text{refc Zi}}$  – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego dla i-tego rodzaju ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji, określone w tabeli nr 3 [w %];

$n$  – ilość rodzajów ciepła użytkowego wyprodukowanego w jednostce kogeneracji.

2.3. Referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego, oznaczaną symbolem „ $\eta_{\text{refc}}$ ” i wyrażaną w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje paliw spalanych w jednostce kogeneracji, określone w tabeli nr 3 według wzoru:

$$\eta_{\text{refc}} = \sum_{i=1}^n U_{\text{qbi}} \cdot \eta_{\text{refc Ri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$U_{\text{qbi}}$  – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt 6.1 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wprowadzonych do jednostki kogeneracji [w GJ/GJ];

$\eta_{\text{refc Ri}}$  – referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego z i-tego paliwa, o których mowa w pkt 2.2 [w %];

$n$  – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

2.4. W przypadku gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie zostało określone w tabeli nr 3, stosuje się dla tego paliwa zharmonizowane referencyjne wartości sprawności odpowiadające paliwu o najbardziej zbliżonych charakterystycznych cechach.