

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia ~~18. sierpnia~~...2011 r.

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną

Na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf dla energii elektrycznej;
- 2) kalkulacji cen i stawek opłat;
- 3) rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) grupa przyłączeniowa – grupę podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
 - a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
 - b) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - c) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
 - d) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
 - e) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
 - f) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie,

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664, z 2010 r. Nr 21, poz. 104 i Nr 81, poz. 530 oraz z 2011 r. Nr 94, poz. 551 i Nr 135, poz. 789.

- zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok;
- 2) grupa taryfowa – grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
 - 3) miejsce dostarczania energii elektrycznej – punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem odbioru tej energii;
 - 4) miejsce przyłączenia – punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią;
 - 5) moc przyłączeniowa – moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
 - 6) moc umowna – moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
 - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
 - c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;
 - 7) okres regulacji – okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 21;
 - 8) przyłączy – odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
 - 9) rezerwa mocy – możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;
 - 10) sieciowe miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z którego jest zasilana sieć dystrybucyjna 110 kV pracująca trwale lub okresowo w układach pierścieniowych;
 - 11) układ pomiarowo-rozliczeniowy – liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz

- przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 12) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”;
- 2) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. 1. Taryfa, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określa:

- 1) grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen lub stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych, a także warunki ich stosowania;
- 3) sposób ustalania:
 - a) bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) opłat za:
 - przyłączenie do sieci,
 - usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - nielegalny pobór energii elektrycznej,
 - ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
 - wznowienie dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania zostało spowodowane z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a ustawy.

2. Określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określonego w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej.

§ 5. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy;
- 3) stawki opłat za usługi systemowe;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
- 2) sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci;
- 3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) sposób ustalania opłat za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej,
 - b) przekroczenia mocy umownej,
 - c) nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci lub sposób ustalania tych opłat;
- 2) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zwane dalej „stawkami opłat dystrybucyjnych”;
- 3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) sposób ustalania opłat za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej,
 - b) przekroczenia mocy umownej,
 - c) usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - d) nielegalny pobór energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 6. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczanie energii elektrycznej do tych odbiorców, na podstawie następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
- 2) wartości mocy umownej;
- 3) systemu rozliczeń;
- 4) liczby rozliczeniowych stref czasowych;
- 5) zużycia energii elektrycznej na potrzeby gospodarstw domowych.

2. Ceny lub stawki opłat, o których mowa w § 5, mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne może utworzyć odrębną grupę taryfową dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania reklam, a także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok.

§ 7. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania energii elektrycznej, położonych w sieci o różnych poziomach napięć – jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc,
 - 2) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania energii elektrycznej, położonych w sieci o jednakowych poziomach napięć – może być zaliczony do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc, z zastrzeżeniem pkt 3,
 - 3) pobiera energię elektryczną w celu zasilania jednego zespołu urządzeń z więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej na tym samym poziomie napięcia – wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania
- zgodnie z kryteriami podziału odbiorców na grupy taryfowe przyjętymi w danym przedsiębiorstwie energetycznym.

2. Odbiorca, który ze względu na przyjęty w przedsiębiorstwie energetycznym podział odbiorców na grupy taryfowe, dokonany na podstawie kryteriów, o których mowa w § 6 ust. 1, może być dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wybiera jedną spośród tych grup.

3. Odbiorca, o którym mowa w ust. 2, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej nie częściej niż raz na 12 miesięcy, a w przypadku zmiany stawek opłat – w okresie 60 dni od dnia wejścia w życie nowej taryfy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowa kompleksowa.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 8. Ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych.

§ 9. Koszty uzasadnione uwzględniane w kalkulacji cen lub stawek opłat, o których mowa w § 8, dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej – stanowią planowane, dla danego roku, koszty uzasadnione przedsiębiorstwa energetycznego, uwzględniające uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu energią elektryczną – stanowią planowane dla danego roku koszty uzasadnione, o których mowa w § 20.

§ 10. 1. Koszty, o których mowa w § 9, ustala się:

- 1) zgodnie z art. 44 i 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości;
- 2) na podstawie planowanych, dla każdego roku okresu regulacji, ilości energii elektrycznej przewidywanych do sprzedaży, wytworzenia, przesłania lub dystrybucji, a także wielkości mocy umownej.

2. Podstawą oceny:

- 1) kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok ustalania taryfy, określone na podstawie sprawozdań finansowych dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa w art. 44 ust. 2 ustawy;
- 2) ilości, o których mowa w ust. 1 pkt 2, są ilości wynikające z poprzednich okresów.

3. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, mogą być porównywalne koszty wykonywania działalności gospodarczej w przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących tego samego rodzaju działalność gospodarczą o zbliżonych warunkach jej wykonywania.

§ 11. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych dzieli się na poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej i na poszczególne grupy taryfowe, a także w odniesieniu do poszczególnych rodzajów cen i stawek opłat, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów. Przyjęta metoda podziału kosztów powinna zapewnić podział kosztów odpowiadających zaangażowaniu zasobów przedsiębiorstwa w zaopatrzenie w energię elektryczną odbiorców z poszczególnych grup taryfowych.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 12. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej kalkuluje ustalone w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej – na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4 [w zł/MWh lub zł/kWh];
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy – na podstawie jednostkowych kosztów stałych ustalonych w sposób określony w ust. 3 [w zł/MW/h lub zł/kW/h];
- 3) stawki opłat za usługi systemowe – na podstawie kosztów uzasadnionych stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 3, mogą być kalkulowane z podziałem na:

- 1) składnik stały – za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w zł/h lub zł/miesiąc, lub w zł/MW/h, lub zł/kW/h, lub zł/MW/miesiąc, lub zł/kW/miesiąc;
- 2) składnik zmienny – za świadczenie usług systemowych, wyrażony w zł/MWh lub zł/kWh.

3. Jednostkowe koszty stałe, oznaczone symbolem „ k_{js} ”, oblicza się według wzoru:

$$k_{js} = \frac{K_{sp}}{\sum_{i=1}^n P_{dwi} + \sum_{i=1}^n P_{dri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{sp} – koszty stałe planowane, dla każdego roku okresu regulacji, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4 [w zł],

P_{dwi} – moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży w każdym roku okresu regulacji [w MW/h lub kW/h],

P_{dri} – moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w każdym roku okresu regulacji [w MW/h lub kW/h],

n – liczbę godzin, planowaną dla mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem „P_{dwi}”, albo dla mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem „P_{dri}”, w każdym roku okresu regulacji.

4. Jednostkowe koszty zmienne [w zł/MWh lub zł/kWh], oznaczone symbolem „k_{jz}”, oblicza się według wzoru:

$$k_{jz} = \frac{K_{zp} + K_{ze} + K_{zw}}{E_{jw}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{zp} – koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w każdym roku okresu regulacji, dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł],

K_{ze} – koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska oraz składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji [w zł],

K_{zw} – pozostałe koszty zmienne, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji [w zł],

E_{jw} – ilość energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży, wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w każdym roku okresu regulacji [w MWh lub kWh].

§ 13. 1. Opłaty za przyłączenie do sieci ustala się dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) I, II, III oraz VI – przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci – na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
- 2) IV i V oraz VI – przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci – na podstawie stawek opłat kalkulowanych na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 2 ustawy oraz w zależności od rodzaju stawki odpowiednio do wielkości mocy przyłączeniowej, długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka (napowietrzne lub kablowe).

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 2, dla przyłącza kablowego uwzględniają koszty zakupu i montażu:

- 1) złącza kablowego wraz z jego obudową i wyposażeniem;
- 2) układu pomiarowo-rozliczeniowego i zabezpieczenia przedlicznikowego wraz z ich obudową i wyposażeniem do ich montażu.

3. W zależności od przyjętego rozwiązania technicznego przez obudowę, o której mowa w ust. 2, rozumie się szafkę złączowo-pomiarową zintegrowaną lub modułową wspólną dla złącza i układu pomiarowo-rozliczeniowego lub odpowiadające jej funkcjonalnie oddzielne szafki złączowe i pomiarowe lub szafki pomiarowe.

4. Przepisu ust. 2 pkt 2 nie stosuje się do przyłączy kablowych w budynkach wielolokalowych oraz innych zespołach obiektów, w których lokalizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych nie pokrywa się z lokalizacją złączy kablowych.

5. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgadnianie dokumentacji, uzyskanie pozwoleń na budowę, zakup materiałów do budowy odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci z uwzględnieniem długości tych odcinków, roboty

budowlano-montażowe wraz z nadzorem, wykonanie niezbędnych prób, koszty sporządzenia ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, a także koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcia terenu, niezbędne do budowy lub eksploatacji urządzeń.

6. Przyłączany podmiot może wybrać rodzaj przyłącza – kablowe lub napowietrzne, o ile jest on możliwy do realizacji ze względów technicznych.

7. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania, z wyjątkiem zasilania rezerwowego, opłatę za przyłączenie ustala się w sposób określony w ust. 1-5. W przypadku zasilania rezerwowego opłatę za przyłączenie ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów.

8. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej, dokonywanej na wniosek danego podmiotu zakwalifikowanego do:

- 1) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 – pobiera się opłatę ustaloną stosownie do ust. 1 pkt 1;
- 2) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2 – pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej.

9. Za wymianę lub przebudowę przyłącza bez zwiększenia mocy przyłączeniowej, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu, opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów z tym związanych.

10. Za wymianę lub przebudowę przyłącza związaną ze zwiększeniem mocy przyłączeniowej, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu zakwalifikowanego do:

- 1) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 – pobiera się opłatę stanowiącą sumę rzeczywistych nakładów poniesionych na wymianę lub przebudowę przyłącza ustalonych dla dotychczasowej wielkości mocy przyłączeniowej oraz opłaty za przyrost mocy przyłączeniowej stosownie do ust. 1 pkt 1;
- 2) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2 – pobiera się opłatę obliczoną jako sumę rzeczywistych nakładów poniesionych na wymianę lub przebudowę przyłącza ustalonych dla dotychczasowej wielkości mocy przyłączeniowej i opłaty za przyrost mocy wynikającej z iloczynu stawki opłaty ustalonej w taryfie, zależnej od rodzaju przyłącza (napowietrzne lub kablowe) i przyrostu mocy przyłączeniowej.

§ 14. 1. Stawki opłat przesyłowych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) przesyłania energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) prowadzenia rozliczeń z tytułu wymiany energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw niebędących członkami Unii Europejskiej.

2. Stawki opłat przesyłowych:

- 1) o których mowa w ust. 1 pkt 2, zwane dalej „stawkami jakościowymi”,
 - 2) o których mowa w ust. 1 pkt 3, zwane dalej „stawkami rynkowymi”
- kalkuluje się jako jednoskładnikowe.

3. Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżącej kontroli.

4. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 3 pkt 2, kalkuluje się jako jednoskładnikowe, na podstawie kosztów zakupu usług przesyłania energii elektrycznej od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w części dotyczącej korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

5. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 3 pkt 3, zwane dalej "stawkami abonamentowymi", kalkuluje się jako jednoskładnikowe.

6. Stawki abonamentowe są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego.

7. Stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 3 pkt 1, zwane dalej „stawkami sieciowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) stały stawki sieciowej - obliczany na jednostkę mocy umownej, a dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – obliczany w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 2) zmienny stawki sieciowej - obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu jej dostarczania.

8. W przypadku operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc, jako energię elektryczną pobraną, o której mowa w ust. 7 pkt 2, przyjmowaną do kalkulacji i prowadzenia rozliczeń w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej za świadczone usługi przesyłania energii elektrycznej, przyjmuje się nadwyżkę wynikającą z różnicy między ilością energii elektrycznej pobranej a ilością energii elektrycznej oddanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym miejscu jej dostarczania.

§ 15. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 14 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się dla sieci przesyłowych elektroenergetycznych.

2. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w § 14 ust. 3 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięć znamionowych:

- 1) wysokich – obejmujących napięcie znamionowe 110 kV;
- 2) średnich - obejmujących napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV;
- 3) niskich – obejmujących napięcie znamionowe nie wyższe niż 1 kV.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych dla danej grupy taryfowej z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, odpowiadającemu określonemu poziomowi napięć.

§ 16. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów stałych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji, o których mowa w art. 45 ust. 5 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 2, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej, lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;

- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 3) stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, oznaczony symbolem „ S_{SVn} ”, kalkuluje się według wzoru:

- 1) dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej [w zł/MW lub zł/kW]:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{P_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{SVn} – sumę planowanych do poniesienia, w każdym roku okresu regulacji, kosztów stałych, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,

P_{Vn} – wartość mocy umownej - określoną jako sumę mocy umownej planowanej do pobrania z sieci, w każdym roku okresu regulacji, przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, w tym operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorami oraz przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi kompleksowe, z zastrzeżeniem ust. 7-10;

- 2) dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym [w zł/miesiąc]:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{n_G}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{SVn} – sumę planowanych do poniesienia, w każdym roku okresu regulacji, kosztów stałych, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,

n_G – liczbę układów pomiarowo-rozliczeniowych w gospodarstwach domowych.

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej, oznaczony symbolem „ S_{ZVn} ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{ZVn} = \frac{K_{ZVn}}{E_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{ZVn} – sumę planowanych do poniesienia, w każdym roku okresu regulacji, kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2, przenoszonych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,

E_{Vn} – sumę energii elektrycznej planowanej do pobrania, w każdym roku okresu regulacji, przez odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych V_n , zaliczonych do danej grupy taryfowej [w MWh lub kWh]; ilość energii elektrycznej planowanej do pobrania z sieci przesyłowej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w tych miejscach dostarczania, wyznacza się w sposób, o którym mowa w § 14 ust. 8.

5. Moc umowna jest zamawiana dla miejsc dostarczania przez odbiorców, w tym przez operatorów systemów dystrybucyjnych, korzystających z usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub z usługi kompleksowej w przedsiębiorstwach energetycznych świadczących te usługi, z zastrzeżeniem ust. 7 i 8.

6. Jeżeli umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa nie stanowią inaczej, moc umowna może być zamawiana łącznie dla dwóch lub więcej miejsc dostarczania.

7. Wartość mocy umownej dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i stosowaną w rozliczeniach zgodnie z § 24, dla tych miejsc dostarczania energii elektrycznej, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, w sposób określony w ust. 9.

8. Wartość mocy umownej przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i stosowaną w rozliczeniach zgodnie z § 27 ust. 1, za świadczone usługi dystrybucji, między operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania połączone siecią tego operatora, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

9. Wartości maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych, o których mowa w ust. 7 i 8, wyznacza się na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, przez wyznaczenie średniej arytmetycznej z pięciu pomiarów wybranych z siedmiu pomiarów maksymalnego poboru mocy średniogodzinnej i po odrzuceniu dwóch pomiarów maksymalnych, dokonanych w okresie od dnia 1 lipca roku $n-2$ do dnia 30 czerwca roku $n-1$, gdzie „ n ” jest rokiem obowiązywania taryfy, przy zachowaniu co najmniej 240 godzin przerw między poszczególnymi pomiarami.

10. Jeżeli nie można uzyskać wartości niezbędnych do wyznaczenia mocy umownej zgodnie z ust. 9, strony umowy ustalą jej wartość w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, uwzględniając parametry techniczne i układ pracy sieci w miejscach świadczenia tych usług.

§ 17. 1. Stawki jakościowe, oznaczone symbolem „ S_{osi} ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{sj} = \frac{K_{sj}}{E_{sj}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{sj} – koszty utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej planowane do poniesienia w każdym roku okresu regulacji,

E_{sj} – ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh lub kWh].

2. Koszty utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty planowanych do zakupu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędnych:

- 1) rezerw mocy i usług systemowych, w wysokości kosztów ich zakupu;
- 2) ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw tej energii, określone jako różnica w wysokości między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii w ramach bilansowania systemu.

§ 18. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wynikających z rekompensat, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15) w części dotyczącej wymiany energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi tych państw, których operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych nie są objęci tymi rekompensatami.

2. Stawkę rynkową, o której mowa w ust. 1, oznaczoną symbolem „ S_r ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_r = \frac{K_r}{E_{zk}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_r – koszty uzasadnione, o których mowa w ust. 1,

E_{zk} – ilość energii elektrycznej planowanej do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw, których operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych nie są objęci rekompensatami.

§ 19. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej;
- 2) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 5) przeniesienie licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne, uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu;

- 6) nadzór nad wykonawcami niezależnymi od przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującymi prace w pobliżu lub na urządzeniach elektroenergetycznych będących własnością danego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 7) wyłączenie napięcia, przygotowanie miejsca pracy dla wykonawców, o których mowa w pkt 6, oraz likwidację miejsca pracy wraz z ponownym załączeniem urządzeń do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 8) założenie plomb na urządzeniach podlegających oplombowaniu, w szczególności po naprawie, remoncie i konserwacji instalacji;
- 9) montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego, instalowanego w celu sprawdzania dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci.

2. Zawarte w taryfie opłaty za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów realizacji tych usług.

§ 20. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

2. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz koszty:

- 1) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w:
 - a) art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy,
 - b) art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy;
- 2) zakupu energii elektrycznej, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, stosownie do art. 9a ust. 6 ustawy;
- 3) uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 i art. 9l ust. 1 ustawy.

3. Koszty uzasadnione wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną;
- 2) wspólnych wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w § 11 ust. 1.

§ 21. 1. W celu określenia stopnia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w okresie regulacji ustala się na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „X”, w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$Kw_n \leq Kw_{n-1} \times [1 + (RPI - X_n) / 100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Kw_n , Kw_{n-1} – uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa energetycznego warunki prowadzenia działalności gospodarczej, wyznaczone w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy, na poszczególne lata okresu regulacji; w pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem „ Kw_{n-1} ”, są równe kosztom z roku

- poprzedzającego rok wyznaczenia współczynników korekcyjnych, oznaczonych symbolem „X”,
- X_n – współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego ustalane jednorazowo dla poszczególnych lat na początku okresu regulacji, w roku sporządzenia taryfy dla pierwszego roku okresu regulacji [%]; współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach,
- RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sporządzenia taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %].

2. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen lub stawek opłat na dany rok okresu regulacji, będących wynikiem zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa lub poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, ustala się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem "Y", w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$Cw_n \leq Cw_{n-1} \times [1 + Y_n/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Cw_n , Cw_{n-1} – ceny wskaźnikowe dla danego rodzaju działalności gospodarczej, wyznaczone w sposób określony w ust. 3,
- Y_n – współczynnik korekcyjny, ustalany corocznie i uwzględniany w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach, określający zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztu zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych, wielkości i struktury sprzedaży energii elektrycznej oraz obciążeń podatkowych, lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 2, ustala się w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży, wyliczanych odpowiednio według cen energii elektrycznej planowanych na dany rok okresu regulacji (Cw_n) lub z roku poprzedzającego dany rok okresu regulacji (Cw_{n-1}) oraz wielkości i struktury sprzedaży planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, do ilości sprzedaży energii elektrycznej planowanej na dany rok okresu regulacji;
- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz z opłat abonamentowych, wyliczanych odpowiednio na podstawie stawek opłat planowanych na dany rok okresu regulacji (Cw_n) lub z roku poprzedzającego dany rok okresu regulacji (Cw_{n-1}) oraz wielkości i struktury sprzedaży tych usług planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, do ilości dostarczonej energii elektrycznej planowanej na dany rok okresu regulacji;

3) usług kompleksowych, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej, obliczoną w sposób określony w pkt 1, i średnią cenę usług dystrybucyjnych, obliczoną w sposób określony w pkt 2.

4. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, odnoszącej się do wybranych cen lub stawek opłat określonych w taryfie, współczynnik, o którym mowa w ust. 2, może mieć zastosowanie wyłącznie tylko do tych cen lub stawek opłat.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4, w sposobie ustalania cen wskaźnikowych, o którym mowa w ust. 3, uwzględnia się wyłącznie ceny lub stawki opłat określone w taryfie.

§ 22. 1. Przychód pokrywający koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału, ustalany dla każdego roku okresu regulacji, uwzględnia przychody uzyskane z:

- 1) cen i stawek opłat;
- 2) opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej;
- 3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy;
- 4) wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 ustawy;
- 5) przekazywania danych pomiarowych innym przedsiębiorstwom energetycznym, w szczególności na potrzeby rozliczeń na rynku bilansującym oraz realizacji procedury zmiany sprzedawcy.

2. W przychodzie, o którym mowa w ust. 1 pkt 4 i 5, uwzględnia się wielkość uzyskanych przychodów do poziomu kosztów ponoszonych na świadczenie czynności, o których mowa w ust. 1 pkt 4 i 5.

3. W przychodzie, o którym mowa w ust. 1, nie uwzględnia się bonifikat oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 2) z tytułu czynności dotyczących wznowienia dostaw energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczenia zostało spowodowane z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 lub 3a ustawy.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 23. 1. Rozliczenia z odbiorcami i między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii prowadzi się na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

2. Podstawą do rozliczeń, o których mowa w ust. 1, są wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, rejestrowane wielkości niemierzalne oraz algorytmy ich przetwarzania na dane rozliczeniowe.

§ 24. 1. Opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla danego poziomu napięć znamionowych w okresie rozliczeniowym, z zastrzeżeniem § 26 i 27, oblicza się według wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \times P_i + S_{ZVn} \times E_{oi} + k_{os} \times S_{oSJ} \times E_{os} + k_{ok} \times S_{oSJ} \times E_{ok} + S_r \times E_{wp} + O_{ab}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{poi} – opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obliczoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w zł],
- S_{SVn} – składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW lub zł/kW mocy umownej lub w zł/miesiąc dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym],
- P_i – moc umowną określoną dla danego odbiorcy, w tym dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w MW lub kW lub miesiącach dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym],
- S_{ZVn} – składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh lub zł/kWh],
- E_{oi} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez danego odbiorcę, w tym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorem oraz przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi kompleksowe [w MWh lub kWh w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie],
- k_{os} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 25 ust. 2 pkt 1,
- S_{oSJ} – stawkę jakościową [w zł/MWh lub zł/kWh],
- E_{os} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 1 [w MWh],
- k_{ok} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 25 ust. 2 pkt 2,
- E_{ok} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 2 [w MWh],
- S_r – stawkę rynkową [w zł/MWh],
- E_{wp} – ilość energii elektrycznej przeznaczanej do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw, o których mowa w § 18 ust.2, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych właściwemu operatorowi [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy],
- O_{ab} – opłatę abonamentową uwzględniającą długość okresu rozliczeniowego oraz stawkę abonamentową [w zł].

2. Jako ilość energii, oznaczonej symbolem „ E_{oi} ”, o którym mowa w ust. 1, pobraną z sieci przesyłowej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej, połączone siecią tego operatora, w tych miejscach dostarczania przyjmuje się ilość energii elektrycznej wyznaczonej w sposób, o którym mowa w § 14 ust. 8.

§ 25. 1. Ilości energii, oznaczonej symbolami „ E_{os} ” i „ E_{ok} ”, o których mowa w § 24 ust. 1, zużytej przez odbiorców końcowych, oblicza się dla:

- 1) wytwórcy przyłączonego do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu

energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem, przyłączonym do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, którzy są przyłączeni do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy i do sieci tego przedsiębiorstwa;

- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadającego miejsc dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędących operatorami, przyłączonymi do sieci tego operatora i energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego operatora, ilości energii elektrycznej obliczonej dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyłączonych do sieci tego operatora oraz ilości energii elektrycznej, z uwzględnieniem ust. 6;
- 3) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego miejsca dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędących operatorami, przyłączonymi do sieci tego operatora i energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego operatora, ilości energii elektrycznej obliczonej dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyłączonych do sieci tego operatora oraz ilości energii elektrycznej, z uwzględnieniem ust. 6;
- 4) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa oraz ilości energii elektrycznej, z uwzględnieniem ust. 6;
- 5) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe na rzecz odbiorców końcowych i przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej - jako sumę energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców końcowych i ilości energii elektrycznej obliczonej dla przedsiębiorstw energetycznych z uwzględnieniem pkt 1-4, dla których przedsiębiorstwo świadczy usługi kompleksowe.

2. Współczynniki oznaczone symbolami „ k_{os} ” i „ k_{ok} ”, o których mowa w § 24 ust. 1, ustala się dla odbiorców końcowych:

- 1) którzy w roku kalendarzowym (n-2), poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy (n), w którym jest stosowana stawka jakościowa, zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50 % mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej obliczonej przy zastosowaniu współczynnika „ k_{os} ” = 1 stanowi nie mniej niż 15 % wartości produkcji jako „ k_{os} ” = 0,1;
- 2) w krajowym systemie elektroenergetycznym innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby - jako „ k_{ok} ”; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{ok} = [(E_{ok} + E_{os}) - k_{os} \times E_{os}] / E_{ok}$$

gdzie symbole E_{os} i E_{ok} oznaczają ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia w każdym roku okresu regulacji przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, lub odbiorców końcowych innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby [w MW lub kWh].

3. Wytwórca przyłączony do sieci operatora systemu elektroenergetycznego lub do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, sprzedający energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem przyłączonym do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy, pobiera od odbiorcy lub przedsiębiorstwa energetycznego opłatę wynikającą ze stawki jakościowej, z zastrzeżeniem ust. 4, obliczoną według wzoru:

$$O_{os} = k_{os} \times S_{oSJ} \times E_{os} + k_{ok} \times S_{oSJ} \times E_{okw}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{os} – opłatę wynikającą ze stawki jakościowej,

k_{os} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 2 pkt 1,

S_{oSJ} – stawkę jakościową [w zł/MWh lub w zł/kWh],

E_{os} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 2 pkt 1 [w MWh lub kWh],

k_{ok} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 2 pkt 2,

E_{okw} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci, instalacji lub urządzeń wytwórcy przyłączonego do sieci operatora systemu elektroenergetycznego oraz do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, z wyłączeniem odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 1 [w MWh lub kWh].

4. W przypadku gdy wytwórca jest przyłączony jednocześnie do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, pobierana przez tego wytwórcę opłata, o której mowa w ust. 3, jest wnoszona do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

5. Energia elektryczna kupowana przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części, w której jest zużywana przez to przedsiębiorstwo na potrzeby związane z zasilaniem potrzeb własnych stacji elektroenergetycznych i pokrywaniem strat powstałych w sieciach podczas przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców, dla których przedsiębiorstwo to stosuje taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, nie jest uwzględniana w ilości energii, do której stosuje się stawkę jakościową.

6. Energia elektryczna kupowana przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, zużywana przez to przedsiębiorstwo na potrzeby inne niż określone w ust. 5 jest uwzględniana w ilości energii, do której stosuje się stawkę jakościową.

7. Opłat abonamentowych nie pobiera się od odbiorców, o których mowa w § 6 ust. 3.

8. W przypadku odbiorców, o których mowa w § 6 ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne w rozliczeniach za usługi dystrybucji energii elektrycznej może stosować stawki opłat w wysokościach określonych dla grupy taryfowej z rozliczeniem jednostrefowym, właściwej ze względu na poziom napięcia i wielkość sumy mocy przyłączonych odbiorników energii elektrycznej.

§ 26. 1. Opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ O_{pw} ”, dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$O_{pw} = S_{osI} \times E_w$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{osI} – stawkę jakościową [w zł/MWh lub zł/kWh],

E_w – ilość energii elektrycznej ustaloną jako sumę ilości energii elektrycznej oznaczonych symbolami E_{os} i E_{okw} , o których mowa w § 25 ust. 3 [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

2. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ O_{pn} ”, dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się sprzedażą energii elektrycznej lub jej obrotem [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$O_{pn} = S_r \times E_{wp}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_r – stawkę rynkową [w zł/MWh lub zł/kWh],

E_{wp} – ilość energii elektrycznej przeznaczoną do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi krajów niebędących członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do właściwego operatora [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

§ 27. 1. Opłatę za usługi dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ O_{povi} ”, świadczone między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania połączone siecią tego operatora, na tym samym poziomie napięć znamionowych [w zł za okres rozliczeniowy], z zastrzeżeniem ust. 2, oblicza się według wzoru:

$$O_{povi} = \sum_{i=1}^m (S_{svn} \times P_{vi} + S_{zvn} \times E_{pi})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{svn} – składnik stały stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MW lub zł/kW],

P_{vi} – moc umowną określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW lub kW],

S_{zvn} – składnik zmienny stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh],

E_{pi} – ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadający co najmniej dwóch sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej połączonych siecią tego operatora dokonuje rozliczenia opłaty za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej w sposób określony w § 24 ust. 1, z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, do którego sieci jest przyłączony.

3. W przypadku połączeń sieci dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których żaden nie posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączonych siecią tego operatora, rozliczenia opłaty za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, są dokonywane w sposób określony w § 24 ust. 1, z tym że operatorem wnoszącym opłaty jest ten operator systemu dystrybucyjnego dla którego ilość energii elektrycznej, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok stosowania taryfy, pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej drugiego operatora była większa.

§ 28. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz koszty obowiązkowego uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub koszty poniesionej opłaty zastępczej.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego zakupu energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.

§ 29. 1. Podstawą do zastosowania w rozliczeniach między przedsiębiorstwem energetycznym a sprzedawcą zróżnicowanych cen energii elektrycznej, o których mowa w § 28, jest informacja sporządzana za dany miesiąc i przekazana sprzedawcy do 10. dnia miesiąca następującego po miesiącu, za jaki jest sporządzona.

2. Informacja, o której mowa w ust. 1, powinna zawierać dane określające ilość energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne i odsprzedanej odbiorcom, z podziałem na miejsca dostarczania energii elektrycznej.

3. W przypadku braku układów pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających przedsiębiorstwu energetycznemu ustalenie struktury sprzedaży energii elektrycznej w strefach czasowych odbiorcom tej energii w rozliczeniach, o których mowa w ust. 1, przyjmuje się taką strukturę sprzedaży energii elektrycznej, jaka jest ustalona w przypadku zakupu energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo od sprzedawcy.

4. Ilość energii elektrycznej określona w informacji, o której mowa w ust. 1, zużyta na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym okresie rozliczeniowym oraz odsprzedana odbiorcom przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa nie może być większa od ilości wykazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, na którego podstawie są dokonywane rozliczenia między tym przedsiębiorstwem a sprzedawcą.

§ 30. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową stosuje w rozliczeniu z odbiorcami w zakresie:

- 1) obrotu energią elektryczną cenę tej energii stosownie do § 20;

- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryf obowiązujących w przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego sieci jest przyłączony dany odbiorca.

§ 31. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku dokonanych przekształceń organizacyjnych polegających w szczególności na łączeniu, podziale lub wydzieleniu z tego przedsiębiorstwa innego przedsiębiorstwa zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, które uległy przekształceniom organizacyjnym, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przez okres, na jaki taryfa dotychczasowa została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, lecz nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

§ 32. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych określonych w taryfie i uzgodnionych w umowie.

2. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne ustala w taryfie kilka okresów rozliczeniowych dla danej grupy taryfowej, odbiorca ma prawo wyboru okresu rozliczeniowego oraz jego zmiany, jednak nie częściej niż raz na 12 miesięcy.

3. Okres rozliczeniowy dla grup przyłączeniowych I – IV nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową są skorelowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców.

4. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, ustalonego na podstawie zużycia wyznaczonego w oparciu o rzeczywiste odczyty urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, dokonane w analogicznym okresie poprzedniego roku kalendarzowego, z zastrzeżeniem ust. 5.

5. W prognozach, o których mowa w ust. 4, należy uwzględniać zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze energii elektrycznej.

§ 33. 1. W rozliczeniach między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i wytwórcą za świadczone usługi przesyłania energii elektrycznej w części dotyczącej opłaty jakościowej operator systemu przesyłowego w rozliczeniach wstępnych może stosować wielkości prognozowanego zużycia energii elektrycznej, określane na podstawie wielkości przyjętych do kalkulacji stawki jakościowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. W przypadku prowadzenia rozliczeń w sposób, o którym mowa w ust. 1, rozliczenia te są korygowane, zgodnie z postanowieniami taryfy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, po zakończeniu okresu rozliczeniowego, na podstawie danych rzeczywistych określonych w sposób, o którym mowa w § 25 ust. 1.

§ 34. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobraną energię elektryczną:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu;

- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 35. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji albo usługi kompleksowej wystawiające odbiorcy fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, przedstawia między innymi informacje o:

- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na której podstawie została wyliczona kwota należności;
- 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela przedsiębiorstwa energetycznego, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez odbiorcę;
- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

§ 36. 1. Rozliczenia za dostarczaną energię elektryczną są dokonywane na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dla miejsc dostarczania tej energii, określonych w umowie sprzedaży albo umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej. Dopuszcza się możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej.

2. Przepisu ust. 1 zdanie pierwsze nie stosuje się do rozliczeń z odbiorcami, o których mowa w § 6 ust. 3.

3. Ilość energii elektrycznej przyjmowana do rozliczeń z odbiorcami, o których mowa w § 6 ust. 3, jest określana w umowie na podstawie wielkości mocy przyłączonych odbiorników energii elektrycznej i czasu trwania poboru energii.

§ 37. 1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub innych nieprawidłowości, które spowodowały zawyżenie należności za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone błędy lub nieprawidłowości.

3. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 38. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 37 ust. 1, jest wielkość błędu odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie wielkości błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawę do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta faktury, z zastrzeżeniem ust. 4.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest

wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z zastrzeżeniem ust. 4.

4. W wyliczaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru tej energii.

§ 39. 1. W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy, która skutkuje niewłaściwym rejestrowaniem zużycia energii trwającym dłużej niż trzy miesiące, do rozliczeń przyjmuje się średniodobowe zużycie energii w porównywalnym okresie rozliczeniowym, pomnożone przez liczbę dni, w których ten element układu był niesprawny, oraz stawki opłat z grupy taryfowej, do której był zakwalifikowany odbiorca, o ile umowa nie stanowi inaczej.

2. W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy, uniemożliwiającej określenie ilości pobranej mocy maksymalnej, trwającej dłużej niż trzy miesiące, w rozliczeniach za zużycie mocy maksymalnej przyjmuje się wartości mocy przyłączeniowej, o ile umowa nie stanowi inaczej.

3. W przypadku trwającej dłużej niż jeden okres rozliczeniowy niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, będącego własnością odbiorcy, uniemożliwiającej określenie ilości pobranej energii w strefach, do rozliczenia stosuje się stawki opłat z grupy taryfowej, według której możliwe jest dokonywanie rozliczeń w oparciu o sprawne urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe.

4. W przypadku niesprawności, o której mowa w ust. 3, trwającej krócej niż jeden okres rozliczeniowy lub w przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością przedsiębiorstwa energetycznego, ilość energii pobranej w poszczególnych strefach czasowych doby ustala się na podstawie proporcji odniesionych do zużycia w tych strefach w porównywalnym okresie rozliczeniowym.

5. Przepisów ust. 1-4 nie stosuje się, jeżeli istnieje rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy. W takim przypadku do rozliczeń przyjmuje się wskazania rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 40. 1. Za niedotrzymanie, określonych w odrębnych przepisach, dopuszczalnych poziomów odchylenia napięcia od napięcia znamionowego oblicza się bonifikatę, oznaczoną symbolem „ W_{UT} ”, [w zł]:

1) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10 %, odbiorcy przysługuje bonifikata w okresie doby, w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left(\frac{\Delta U}{10\%} \right)^2 \times A_T \times C_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

ΔU – wartość odchylenia napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego [w %],

A_T – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby [w jednostkach energii],

C_T – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w okresie, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych w

odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

- 2) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10 %, odbiorcy przysługuje bonifikata w okresie doby, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = A_T \times C_T + b_{rT} \times t_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- A_T – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby [w jednostkach energii],
- C_T – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w okresie, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],
- b_{rT} – ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w zł za godzinę],
- t_T – łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w godzinach].

2. W okresie, w którym nie były dotrzymane parametry jakościowe energii elektrycznej, a układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy, ilość tej energii ustala się na podstawie poboru energii elektrycznej w analogicznym okresie rozliczeniowym tego samego dnia tygodnia w poprzednim tygodniu oraz proporcji liczby godzin, w których parametry jakościowe energii elektrycznej nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 41. 1. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy końcowemu:

- 1) przyłączonemu do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV przysługuje bonifikata w wysokości dziesięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii;
- 2) przyłączonemu do sieci innych napięć niż te, o których mowa w pkt 1, przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii.

2. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie lub odrębnych przepisach.

§ 42. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa nie stanowią inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty w następującej wysokości:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy - w wysokości 1/50 przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu

Statystycznego ogłaszanych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;

- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanego z powodu awarii sieci - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikacji elektronicznej, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV - w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 6) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 7) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 8) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci - w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 9) za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 12) za przedłużenie czternastodniowego terminu sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub czternastodniowego terminu laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 13) za uniemożliwienie wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego układu pomiarowo-rozliczeniowego, na wniosek odbiorcy złożony w ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

§ 43. 1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach odbiorcom, na ich wniosek, przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne rozpatruje wniosek, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia jego wpłynięcia.

§ 44. 1. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub usługi kompleksowe może obciążyć podmiot nielegalnie pobierający tę energię opłatami w wysokości pięciokrotności stawek opłat określonych w taryfie dla jednostrefowej grupy taryfowej, do której ten podmiot byłby zakwalifikowany, zgodnie z kryteriami określonymi w § 6 ust. 1, oraz w wysokości pięciokrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując ilości energii elektrycznej uwzględniające rzeczywistą możliwość pobierania energii przez dany podmiot wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

2. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w przypadku:

- 1) udowodnionego okresu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, oraz w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując wielkości mocy umownej i zużycia tej energii, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej lub po jego ustaniu; opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej;
- 2) gdy nie można ustalić ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, oraz w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując ilości energii elektrycznej uwzględniające rzeczywistą możliwość pobierania energii przez danego odbiorcę wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się dla całego nieobjętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

4. Ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 i ust. 2 pkt 2, nie mogą być większe niż określone w taryfach ryczałtowe ilości zużycia energii.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej:

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego;
- 2) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie nowych plomb na zabezpieczeniu głównym w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu w miejsce zerwanych przez odbiorcę plomb lub przez niego uszkodzonych;
- 3) poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub ich naruszenia;

- 4) założenie na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy plomby w miejsce plomby zerwanej lub naruszonej przez odbiorcę.

§ 45. 1. Przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą:

- 1) współczynnikowi mocy $\text{tg}\varphi$ wyższemu od umownego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ (niedokompensowanie) i stanowiącą nadwyżkę energii biernej indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ lub
- 2) indukcyjnemu współczynnikowi mocy przy braku poboru energii elektrycznej czynnej, lub
- 3) pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie) zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru.

2. Rozliczeniami za pobór energii biernej są objęci odbiorcy zasilani z sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci w uzasadnionych przypadkach także odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej.

3. Opłacie podlega w okresie rozliczeniowym ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ - gdy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$, zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii, lub całodobowo w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

4. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ określa się w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej. Wartość współczynnika mocy przyjmuje się w wysokości $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$, chyba że indywidualna ekspertyza uzasadnia wprowadzenie niższej wartości. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ nie może być niższa od wartości 0,2. Jeżeli wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej, do rozliczeń przyjmuje się wartość $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$.

5. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ określa się jako iloraz energii biernej pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których jest dokonywana kontrola poboru energii biernej [w Mvarh lub kvarh] i energii czynnej pobranej całodobowo, lub w strefach czasowych, w których jest dokonywana ta kontrola, [w MWh lub kWh], z zastrzeżeniem ust. 7.

6. Opłatę za nadwyżkę energii biernej pobranej ponad ilość wynikającą ze współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ w okresie rozliczeniowym, o której mowa w ust. 1 pkt 1, całodobowo lub dla stref czasowych, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii, oblicza się według wzoru:

$$O_b = k \times C_{rk} \times \left(\sqrt{\frac{1 + \text{tg}^2\varphi}{1 + \text{tg}^2\varphi_0}} - 1 \right) \times A$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_b – opłatę za nadwyżkę energii biernej, [w złotych],
- C_{rk} – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w dniu zatwierdzenia taryfy, [w zł/MWh lub zł/kWh],
- k – ustaloną w taryfie krotność ceny C_{rk} ,
- $\text{tg}\varphi_0$ – umowny współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 4,

$\text{tg}\varphi$ – współczynnik mocy wynikający z pobranej energii biernej,
A – energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzona kontrola poboru energii biernej, wyrażoną [w MWh lub kWh].

7. W uzasadnionych przypadkach, przy występowaniu szybkozmiennych obciążeń mocą bierną, rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ jest przeprowadzane na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłata w okresie rozliczeniowym jest naliczana zgodnie z ust. 6, z uwzględnieniem współczynnika $\text{tg}\varphi$, ustalonego według wzoru:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + \text{tg}\varphi_0$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

ΔE_b – nadwyżkę energii biernej wykazaną przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym, [w Mvarh],

$\text{tg}\varphi_0$ – umowny współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 4,

A – energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzona kontrola poboru energii biernej, [w MWh lub kWh].

8. Odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, i ustalonej w taryfie krotności „k” ceny energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh], o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy.

9. Opłaty za ponadumowny pobór energii biernej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach między:

- 1) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania;
- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora.

10. W przypadku gdy konfiguracja sieci oraz miejsce zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozplywów mocy oraz energii biernej pobieranej lub oddawanej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, wielkość energii biernej podlegającej rozliczeniu ustala się na podstawie odpowiednich pomiarów właściwych dla miejsca dostarczania, przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorcę lub niezależną jednostkę, w sposób przez nie uzgodniony, o ile umowa nie stanowi inaczej.

§ 46. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne monitoruje pobór mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę, zwanej dalej „mocą pobraną”, i mocy czynnej oddawanej do sieci przez podmiot przyłączony oraz wyznacza wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną określoną w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowie kompleksowej.

2. Nadwyżki mocy czynnej wyznacza się dla każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach piętnastominutowych lub dla każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach godzinowych, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym, lub jako maksymalną wielkość tej nadwyżki mocy wyznaczoną w

okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym i godzinowym.

3. Za przekroczenie mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w ust. 1, jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz:

- 1) sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną albo
- 2) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1.

4. Opłata, o której mowa w ust. 3, jest ustalana i pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpiło przekroczenie, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, gdy opłata jest ustalana i pobierana w okresie rozliczeniowym.

5. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczania, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego miejsca, w którym nastąpiło przekroczenie tej mocy. Niezależnymi miejscami dostarczania energii elektrycznej nie są miejsca, za którymi występuje naturalne sumowanie pobranej mocy lub w których, zgodnie z umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo z umową kompleksową, moc pobrana jest kontrolowana za pomocą sumatora.

6. W przypadku gdy moc umowna jest wyznaczana z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania, sposób wyznaczania mocy pobranej określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa.

7. Opłaty za przekroczenia mocy umownej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach między:

- 1) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania;
- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora.

8. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczania, a wskutek awarii w sieci przedsiębiorstwa lub wyłączenia lub załączania urządzeń elektroenergetycznych na potrzeby tego przedsiębiorstwa wzrasta suma mocy podlegającej opłacie, opłatę za przekroczenie mocy oblicza się jedynie od wartości przekraczającej łączną moc umowną, z wyjątkiem sytuacji, w której awaria w sieci lub wyłączenie urządzeń nastąpiły w wyniku przeciążeń lub zakłóceń spowodowanych pracą urządzeń odbiorcy.

§ 47. 1. W przypadku gdy jest zamawiana różna wielkość mocy umownej na poszczególne miesiące roku, albo gdy moc umowna jest zmieniana w trakcie obowiązywania taryfy, szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń określa umowa.

2. Jeżeli odbiorca, za zgodą przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci są przyłączone jego urządzenia, instalacje lub sieci, dokonuje zmniejszenia mocy umownej, w

rozliczeniach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej składnik stały stawki sieciowej zwiększa się o 10 % dla całego okresu objętego korektą.

3. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej oraz połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, dla których moc umowna jest wyznaczana zgodnie z § 16 ust.7- 10.

Rozdział 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 48. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące w dniu wejścia w życie rozporządzenia lub zatwierdzone przed tym dniem obowiązują przez okres określony w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających te taryfy.

§ 49. Do spraw wszczętych, a niezakończonych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia stosuje się przepisy tego rozporządzenia.

§ 50. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.³⁾



MINISTER GOSPODARKI

MINISTER
z up.

Mieczysław Kasprzak
SEKRETARZ STANU

³⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128, poz. 895 i Nr 207, poz. 1498, z 2008 r. Nr 53, poz. 318 oraz z 2009 r. Nr 216, poz. 1677), które na podstawie art. 21 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Uzasadnienie

Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”, jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104). W znowelizowanej ustawie uzupełniono wytyczne do wydania rozporządzenia, w wyniku wejścia w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009/WE z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z dnia 14.08.2009, str.15).

Doświadczenia z 3 letniego okresu funkcjonowania rozporządzenia „taryfowego” z dnia 2 lipca 2007 r. wymusiły konieczność doprecyzowania szeregu jego przepisów. Zgłoszono również, propozycje nowych rozwiązań usprawniających zasady kalkulacji taryf oraz rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami.

W projekcie rozporządzenia „taryfowego” dokonano przeszerogowania stawek opłat taryfowych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej.

W projekcie przewidziano możliwość tworzenia oddzielnej grupy taryfowej m.in. dla odbiorców, którzy nie są wyposażeni w układy pomiarowo-rozliczeniowe (§ 6 ust. 3 projektu). Powyższy przepis normuje sytuację faktyczną, ponieważ obecnie możliwość tworzenia takiej grupy przewidują taryfy przedsiębiorstw energetycznych.

W szczególności zaproponowano likwidację kalkulowanej przez operatora systemu przesyłowego opłaty rozliczeniowej (§ 14, 18 oraz § 24 projektu). Zmiana ta ma na celu uproszczenie zasad rozliczeń za świadczone usługi przesyłania dla uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej. Aktualnie opłata rozliczeniowa wnoszona jest przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, przedsiębiorstwa obrotu, dużych odbiorców oraz operatorów systemu dystrybucyjnego, biorących udział w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego. Opłata wnoszona jest bezpośrednio do operatora systemu przesyłowego, a wytwórcy i przedsiębiorstwa obrotu koszty związane z jej wnoszeniem uwzględniają w cenie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. W przypadku gdy energia elektryczna dostarczana danemu odbiorcy końcowemu sprzedawana jest za pośrednictwem przedsiębiorstw obrotu, opłata rozliczeniowa od danej ilości energii wnoszona jest co najmniej trzykrotnie, a ostatecznie koszty pokrywają odbiorcy końcowi w cenie nabywanych usług przesyłania i/lub cenie energii elektrycznej. Likwidacja opłaty rozliczeniowej spowoduje skrócenie i uproszczenie pokrywania kosztów systemów bilansowo-rozliczeniowych, gdyż opłaty na pokrycie kosztów z nimi związanych przenoszone będą bezpośrednio na podmioty pobierające fizycznie energię elektryczną z sieci przesyłowej (duzi odbiorcy i operatorzy systemu dystrybucyjnego, którzy przeniosą je na odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej). Zgodnie z projektem - koszty, na podstawie których kalkulowana jest opłata rozliczeniowa, alokowane będą razem z kosztami przyjmowanymi do kalkulacji opłaty stałej sieciowej.

Zmiana w § 18 podyktowana została także nowym rozporządzeniem (WE) nr 714/2009, które w art. 13 zawiera uregulowania w zakresie międzyoperatorskiego mechanizmu rozliczeń kosztów tranzytów energii elektrycznej w Europie, a w art. 18 określa zakres Wytycznych do rozporządzenia, przyjmowanych przez Komisję Europejską w formie decyzji. Rozporządzenie oraz Wytyczne określają również zasady stanowienia, pobierania i wnoszenia opłat w ramach mechanizmu kompensat za przesyły energii elektrycznej wpływające i wypływające do/z Europejskiego Obszaru Gospodarczego do/z krajów trzecich. Opłata rynkowa przenosi część kosztów jakie OSP ponosi w ramach europejskiego

mechanizmu rozliczeń kosztów przesyłów transgranicznych, wynikającą z wymiany energii elektrycznej pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym i krajami nie będącymi członkami Unii Europejskiej. Zmiana § 18 wypełnia delegację ustawową zawartą w art. 46 ust.4 pkt 5c *Prawa energetycznego*.

Celem uproszczenia sposobu kalkulacji taryfy przesyłowej, z taryfy operatora systemu przesyłowego wyeliminowana została opłata abonamentowa. Natomiast w taryfie przedsiębiorstw dystrybucyjnych opłata abonamentowa włączona została do kalkulacji opłaty za usługi dystrybucji. Konsekwencją tej zmiany są bardziej spójne i przejrzyste przepisy § 5, 14 i oraz § 24, 25 projektu.

W związku z możliwością znacznego zwiększenia się liczby operatorów systemu dystrybucyjnego, konieczne stało się także wprowadzenie nowego systemu rozliczeń między tymi operatorami oraz operatorem systemu przesyłowego, za transport energii sieciami elektroenergetycznymi (§ 24, 25, 26 i 27 projektu). W tym celu między innymi konieczne stało się opracowanie nowej, odpowiadającej obecnej rzeczywistości, definicji mocy umownej (§ 2 pkt 6) oraz wprowadzenie definicji sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej (§ 2 pkt 10).

W § 21 projektu wprowadzono rozwiązania mające na celu wzmocnienie narzędzi regulacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W ustępie 2 tego paragrafu dodano wyrazy „lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego”. Dodanie tych wyrazów umożliwi zastosowanie współczynnika „Y” w sytuacji gdy Prezes URE określać będzie współczynnik poprawy efektywności, o którym mowa w ust. 1 § 21, a wystąpią zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa – wtedy współczynnik „Y” odnoszący się do całości działania przedsiębiorstwa musi uwzględniać zarówno poprawę efektywności jak i zmianę jego warunków działania. Dodanie ust. 4 § 21 pozwoli zastosować współczynniki korekcyjne, gdy zmiana warunków zewnętrznych wpływa wyłącznie na jedną stawkę. Przykładem takiego działania byłoby obniżenie stawki jakościowej (niezależnej od przedsiębiorstwa), a przedsiębiorstwo nie byłoby zainteresowane jej zmianą w swojej taryfie. W tym przypadku zastosowanie współczynnika pozwoliłoby na zmniejszenie tej stawki - bez konieczności ingerencji w inne stawki.

Na wniosek Urzędu Regulacji Energetyki podwyższono również wysokość bonifikat udzielanych odbiorcom w przypadku przerw w dostawach energii oraz zmieniono sposób ich przyznawania odbiorcy.

W § 39 projektu wprowadzono zasady rozliczeń za energię elektryczną w przypadku niewłaściwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy. Powyższy przepis ma na celu mobilizowanie odbiorców do wymiany nieprawidłowo działających układów. Zgodnie z informacjami uzyskanymi przez URE oraz przedsiębiorstwa energetyczne wprowadzenie tej regulacji jest konieczne ponieważ obecnie znaczna część odbiorców (a w przypadku właścicieli układów są to najczęściej podmioty prowadzące działalność gospodarczą na dużą skalę) świadomie zwleka z wymianą układu, w sytuacji zaniżania przez ten układ ilości pobranej energii. Dodatkowo należy podkreślić, iż wprowadzone ww. przepisem zasady rozliczeń mają zastosowanie dopiero w przypadku niesprawności, która trwa dłużej niż trzy miesiące. Skutki tak długiego okresu niewłaściwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku dużych podmiotów gospodarczych, są ewidentne. Trzymiesięczny okres można także uznać za wystarczający czas do podjęcia przez odbiorcę, który chce uniknąć naliczania opłat zgodnie z § 39 działań polegających na naprawie lub wymianie wadliwego układu pomiarowo – rozliczeniowego.

Wprowadzono również bardziej sprawiedliwe zasady naliczania opłat za przekroczenia mocy umownej przez odbiorcę (§ 46 projektu) oraz opłat za ponadumowny pobór energii biernej (§ 45 projektu), a także rozliczeń gdy moc umowna zmieniana jest przez odbiorcę w trakcie obowiązywania taryfy (§ 47 projektu).

W rozporządzeniu wprowadzono także szczegółowe zasady pobierania opłat za zwiększenie mocy przyłączeniowej. Regulacja ta ma na celu wyodrębnienie sytuacji, gdy na wniosek odbiorcy dokonywana jest wymiana lub przebudowa przyłącza wraz ze zwiększeniem mocy przyłączeniowej, a jednocześnie wymiana ta lub przebudowa nie są spowodowane wymogami technicznymi i koniecznością przebudowy przyłącza, a jedynie wolą i życzeniem odbiorcy. W takiej sytuacji opłata pobierana będzie na podstawie rzeczywistych nakładów na inwestycję (§ 13 ust. 10 projektu).

W trakcie ponownych uzgodnień międzyresortowych poruszona została kwestia utrzymywania w rozporządzeniu zapisów regulujących zasady kształtowania taryf oferowanych przez przedsiębiorstwa obrotu, w związku z wyrokiem z dnia 20 kwietnia 2010 r. Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości w sprawie C 265/08 Federutility.

Powyższy wyrok zapadł w związku z pytaniem prejudycjalnym skierowanym przez włoski Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia w zakresie wykładni dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE w świetle włoskich aktów prawnych, na mocy których Autorità per l'energia elettrica e il gas (włoski urząd ds. energii elektrycznej i gazu) ustala „ceny referencyjne” za dostawę gazu ziemnego, które przedsiębiorcy zobowiązani są włączyć do swojej oferty handlowej skierowanej do niektórych klientów.

Należy podkreślić, że w sektorze energii elektrycznej zatwierdzaniu przez Prezesa URE podlegają wyłącznie ceny energii elektrycznej oferowane odbiorcom w gospodarstwach domowych. Pozostawienie, przez Prezesa URE obowiązku taryfowania - zatwierdzania taryf dla tej grupy jest rozwiązaniem tymczasowym i mającym na celu przede wszystkim ochronę klientów o znacznie słabszej pozycji na wolnym rynku energii, co jest zgodne z prawodawstwem unijnym. Istnieje uzasadniona obawa, że rezygnacja z zatwierdzania taryf na obrót energią elektryczną dla gospodarstw domowych obniży poziom bezpieczeństwa i niezawodności dostaw z przyczyn ekonomicznych. Jednocześnie wystąpi dodatkowa potrzeba systemowego wsparcia socjalnego dla „wrażliwych” odbiorców energii elektrycznej. Wprowadzenie socjalnego zabezpieczenia potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej usunie jedną z wymienionych barier uwolnienia rynku energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Zgodnie z obowiązującym prawem (art. 49 ustawy *Prawo energetyczne*) do podjęcia decyzji o uwolnieniu został ustawowo wyznaczony Prezes URE. Należy podkreślić, że Prezes URE, podejmując ww. decyzję jest niezależny i nie powinien podlegać naciskom.

Pozostawienie przepisów regulujących sposób kalkulacji taryf dla sprzedawanej energii elektrycznej nie ma wpływu na to czy ceny te będą nadal zatwierdzane przez Prezesa URE. Przepisy te mogą (a nawet powinny) pozostać na wypadek ewentualnej konieczności przywrócenia taryfowania w wyjątkowych sytuacjach przewidzianych prawem, ale nie muszą stanowić podstawy do kalkulacji taryf w przypadku zwolnienia z obowiązku zatwierdzania ich przez Prezesa URE.

Dodatkowo należy podkreślić, że pomimo utrzymania zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej oferowanej gospodarstwom domowym, od dnia 1 lipca 2007 r. wszystkim odbiorcom energii przysługuje prawo wyboru sprzedawcy. Wprowadzenie możliwości zmiany sprzedawcy energii umożliwi odbiorcy dokonania wyboru sprzedawcy, który zaoferuje mu najlepsze warunki sprzedaży energii elektrycznej.

Należy zwrócić uwagę na konieczność pilnego wejścia w życie powyższego rozporządzenia. Przedsiębiorstwa energetyczne już rozpoczęły proces opracowywania wniosków taryfowych na rok 2012. Miesiące czerwiec-sierpień to okres analizy kosztów i pozyskiwania od użytkowników systemu nośników stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat na rok następny. Brak w tym okresie nowego rozporządzenia taryfowego może

spowodować, iż taryfy na rok 2012 zostaną opracowane pod rządami dotychczasowego rozporządzenia. Jest to szczególnie istotne zważywszy na obowiązujący mechanizm tzw. kosztów przenoszonych, w przypadku którego zmiana np. nośnika, skutkuje koniecznością przeliczania taryf OSP, OSD i pozostałych przedsiębiorstw sieciowych.

Podkreślenia wymaga fakt, że przepisy nowego rozporządzenia w pełniejszym kształcie uwzględniają zmiany, które nastąpiły w ostatnim czasie w sektorze energetycznym, przez co są pod wieloma względami bardziej korzystne zarówno dla odbiorców jak i przedsiębiorstw energetycznych. Tak więc rozporządzenie powinno jak najszybciej wejść w życie, co umożliwi przedsiębiorstwom energetycznym oparcie kalkulacji taryf na nowych przepisach.

Dodatkowo skalkulowanie taryf na podstawie przepisów dotychczasowego rozporządzenia, doprowadziłoby prawdopodobnie do konieczności zmiany taryf po wejściu w życie nowych przepisów. Sporządzanie taryf jest procesem czasochłonnym i wymaga niezmiernie intensywnej pracy ze strony przedsiębiorstw energetycznych jak i regulatora, ponadto wiąże się z dodatkowymi kosztami po stronie obu podmiotów, czego należy unikać. Należy także podkreślić, iż częste zmiany stawek opłat oraz zasad rozliczeń są negatywnie odbierane przez odbiorców energii elektrycznej.

Projekt rozporządzenia, z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005r. *o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa* (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu 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, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

I. Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia poddany został konsultacjom społecznym z następującymi organizacjami i instytucjami

1. PSE Operator S.A.,
2. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
3. Polski Komitet Energii Elektrycznej,
4. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
5. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
6. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
7. Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
8. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
9. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
10. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa,
11. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
12. Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii,
13. Towarowa Giełda Energii S.A.,
14. Towarzystwo Obrotu Energią,
15. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej,
16. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,

17. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej VIS VENTI,
18. Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
19. Stowarzyszenie Polskich Energetyków,
20. Polskie Towarzystwo Biomasy – Polbiom

W trakcie konsultacji społecznych uwagi były zgłaszane przez PTPiREE, PSE Operator SA, Lewiatan, PSEW. Uwagi uwzględnione dotyczyły m.in.: zmiany definicji mocy umownej, wprowadzenia nowej grupy przyłączeniowej niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci dla odbiorców, których instalacje nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, zmian zasad rozliczeń pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz rozliczeń pomiędzy OSD a operatorem systemu przesyłowego, opłat za przekroczenia mocy umownej oraz pobór energii biernej i inne o charakterze porządkującym. Nie uwzględniono uwag dotyczących sposobu uwzględniania w kalkulacji stawek opłat zwrotu z zaangażowanego kapitału, ryzyk związanych z prowadzeniem działalności operatorskiej oraz zmian zakresu przychodów przedsiębiorstw energetycznych wynikających z podejmowanych przez nie dodatkowych działalności.

II. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

1. Wpływ na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego.

Wejście w życie zmian przedmiotowego rozporządzenia nie spowoduje wydatków budżetu państwa.

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw.

W całości rachunków odbiorcy energii elektrycznej, w tym przedsiębiorstw, opłata dystrybucyjna stanowi około 35 % (na podstawie danych za 2009 r.). W wyniku wprowadzonych zmian związanych z likwidacją opłaty rozliczeniowej, średni wzrost opłaty dystrybucyjnej u odbiorcy wyniesie około 0,14 %. Należy jednak podkreślić, iż zaprzestanie pobierania opłaty rozliczeniowej od wytwórców i przedsiębiorstw zajmujących się obrotem powinno spowodować spadek cen energii elektrycznej o wartość tej opłaty – tak więc zmiana zasad powinna być neutralna dla przedsiębiorstw.

Przewiduje się, że wprowadzone zmiany usprawnią proces taryfikacji.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia w powyższym zakresie.

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia w powyższym zakresie.

6. Skutki prawne związane z wejściem w życie projektowanego aktu.

Rozporządzenie zastępuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128, poz. 895, z późn. zm.).