

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

z dnia 2 lipca 2007 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.<sup>2)</sup>) 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) grafiki handlowe — zbiór danych określających ilość energii elektrycznej wynikającą z zawartych i przedłożonych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej przypisaną jednostce grafikowej danego uczestnika mechanizmu bilansowania, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych mechanizmu bilansowania;
- 2) 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, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok;

- 3) grupa taryfowa — grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
- 4) jednostka grafikowa — jednostkę w rozumieniu § 2 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623);
- 5) jednostka wytwórcza — jednostkę w rozumieniu § 2 pkt 3 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 6) mechanizm bilansowania — mechanizm w rozumieniu § 2 pkt 6 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 7) miejsce dostarczania energii elektrycznej — miejsce dostarczania w rozumieniu § 2 pkt 7 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 8) miejsce przyłączenia — miejsce przyłączenia w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 9) moc przyłączeniowa — moc przyłączeniową w rozumieniu § 2 pkt 9 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 10) moc umowna — moc umowną w rozumieniu § 2 pkt 10 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 11) okres regulacji — okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 24;
- 12) przyłącze — przyłącze w rozumieniu § 2 pkt 15 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;

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

<sup>2)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343 i Nr 115, poz. 790.

- 13) rezerwa mocy — rezerwę mocy w rozumieniu § 2 pkt 16 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 14) układ pomiarowo-rozliczeniowy — układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu § 2 pkt 22 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 15) usługi systemowe — usługi systemowe w rozumieniu § 2 pkt 23 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4.

## 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:
    - ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
    - usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
    - nielegalny pobór energii elektrycznej,
    - przyłączenie do sieci.

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, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
- 2) stawki opłat abonamentowych;
- 3) sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za:
  - a) ponadumowny pobór energii biernej,
  - b) przekroczenia mocy,
  - 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 ich ustalania;
- 2) stawki opłat za świadczenie usługi dystrybucji, zwane dalej „stawkami opłat dystrybucyjnych”;
- 3) stawki opłat abonamentowych;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za:
  - a) ponadumowny pobór energii biernej,
  - b) przekroczenia mocy,
  - 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.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową przyjmuje do rozliczeń

z odbiorcą 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 przyłączony jest dany odbiorca.

6. 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.

7. 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.

§ 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.

§ 7. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o różnych poziomach napięć — jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc;
- 2) pobiera energię elektryczną w celu zasilania jednego zespołu urządzeń z więcej niż jednego miejsca dostarczania na tym samym poziomie napięcia — wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania;
- 3) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o jednakowych pozio-

mach napięć — może być zaliczony do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc, zgodnie z kryteriami podziału odbiorców na grupy taryfowe przyjętymi w danym przedsiębiorstwie energetycznym;

- 4) 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.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 4, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej, nie częściej niż raz na 12 miesięcy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowa kompleksowa,

§ 8. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala w taryfie opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania spowodowane zostało z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a ustawy.

## Rozdział 3

### Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

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

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

- 1) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej — stanowią planowane, dla danego roku, uzasadnione koszty przedsiębiorstwa energetycznego, uwzględniające uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu energią elektryczną — stanowią planowane dla danego roku uzasadnione koszty, o których mowa w § 21.

§ 11. 1. Koszty, o których mowa w § 10, 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 wy-  
nikające 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.

§ 12. 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 zapatrzenie 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.

§ 13. 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, oznaczone symbolem „ $k_{jz}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh] 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, a wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w każdym roku okresu regulacji [w MWh lub kWh].

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

- 1) I, II, III oraz VI, gdy tymczasowe przyłącze będzie przebudowywane i dostosowywane zgodnie z warunkami przyłączenia — przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci — na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
- 2) IV i V oraz VI, gdy przyłącze będzie wykorzystywane do docelowego zasilania — 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. Przepisów ust. 2 pkt 2 nie stosuje się do przyłączy kablowych w budynkach wielolokalowych, 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, uzgodnienia dokumentacji, uzyskanie pozwoleń na budowę, zakup lub budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci z uwzględnieniem długości tych odcinków, roboty budowlano-montażowe wraz z nadzorem, wykonanie niezbędnych prób, a także koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcia terenu, niezbędnych do budowy lub eksploatacji urządzeń.

6. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się także wydatki ponoszone na budowę odcinków sieci, od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie do sieci.

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

8. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania opłatę za przyłączenie ustala się w sposób określony w ust. 1—6, z wyjątkiem zasilania rezerwowego. W przypadku zasilania rezerwowego opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów.

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

- 1) I, II, III oraz VI grupy przyłączeniowej, gdy tymczasowe przyłącze będzie przebudowywane i dostosowywane zgodnie z warunkami przyłączenia — pobiera się opłatę w takiej wysokości, jak opłatę za przyłączenie do sieci, ustalaną stosownie do ust. 1;
- 2) IV, V i VI grupy przyłączeniowej, gdy przyłącze będzie wykorzystywane do docelowego zasilania — pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej.

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

§ 15. 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 dla zgłaszających umowy sprzedaży.

2. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zwane dalej „stawkami systemowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) jakościowy stawki systemowej;
- 2) wyrównawczy stawki systemowej.

3. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1 pkt 3, kalkuluje się z podziałem na stawkę:

- 1) rozliczeniową;
- 2) rynkową.

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

- 1) dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

5. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 4 pkt 2, kalkuluje się jako jednoskładnikowe, na podstawie kosztów zakupu usług przesyłania od ope-

ratora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w części dotyczącej korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

6. Stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 4 pkt 1, zwane dalej „stawkami sieciowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe na 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 dostarczania.

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

2. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w § 15 ust. 4 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięcie 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 określonej pozycji napięcia.

§ 17. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia stałych kosztów uzasadnionych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, o których mowa w art. 45 ust. 5 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 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 napięcia znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięcia znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięcia 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 § 15 ust. 6 pkt 1, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 1, oznaczony symbolem „ $S_{SVn}$ ” kalkuluje się według wzoru:

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

$P_{Vn}$  — wartość mocy umownej — określoną jako sumę mocy umownych planowanych 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, wyznaczaną zgodnie z ust. 4;

- 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 stałych kosztów, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej;

$n_G$  — liczbę układów pomiarowo-rozliczeniowych w gospodarstwach domowych.

4. Wartość mocy umownej dla odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji po-

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 pomiędzy poszczególnymi pomiarami.

5. Składnik stały stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje się z uwzględnieniem przychodów, o których mowa w art. 6 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 175), niewykorzystanych na cele, o których mowa w art. 6 pkt 6 lit. a i b tego rozporządzenia.

6. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 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].

§ 18. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 15 ust. 2 pkt 1, oznaczony symbolem „ $S_{osj}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{sj}$  — koszty utrzymania 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 utrzymania 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:

- 1) niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, w wysokości kosztów ich zakupu;
- 2) niezbędnych 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 mechanizmu bilansowania.

3. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 15 ust. 2 pkt 2, oznaczony symbolem „ $S_{osw}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{sw}$  — koszty usług dodatkowych polegających na utrzymywaniu wymaganego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, świadczonych przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26, na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego poprzez wykonanie postanowień umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej umożliwiających realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, zwanych dalej „umowami długoterminowymi”, kalkulowane w sposób określony w ust. 4, 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].

4. Koszty usług dodatkowych, oznaczone symbolem „ $K_{sw}$ ”, kalkuluje się jako roczne koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynika-

jącymi z umów długoterminowych a planowanymi przychodami ze sprzedaży mocy i energii elektrycznej, obliczane według wzoru:

$$K_{SW} = (C_{KD} - C_{TH}) \times E_{KD}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$C_{KD}$  — planowaną średnią cenę zakupu energii elektrycznej, na podstawie umów długoterminowych, przeznaczonych do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26, podwyższoną o jednostkowe koszty własne obrotu tą energią [w zł/MWh lub w zł/kWh]. W kalkulacji ceny zakupu energii elektrycznej nie uwzględnia się planowanych przychodów ze sprzedaży rezerw mocy i usług uzyskanych od jednostek wytwórczych objętych umowami długoterminowymi;

$C_{TH}$  — planowaną średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej określoną na podstawie cen ustalonych w taryfie zarządcy kontraktów, o którym mowa w § 26 [w zł/MWh lub w zł/kWh];

$E_{KD}$  — ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zbiór cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26 [w MWh lub kWh].

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 15 ust. 3 pkt 1, dla podmiotów zgłaszających grafiki handlowe, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji.

2. Stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 15 ust. 3 pkt 1, kalkuluje się jako iloraz kosztów uzasadnionych budowy i rozwoju systemów bilansowo-rozliczeniowych oraz ich eksploatacji, niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zgłaszanych w formie grafików handlowych, do planowanych ilości energii elektrycznej określonej w tych grafikach.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową, o której mowa w § 15 ust. 3 pkt 2, 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 nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, w części dotyczącej wymiany energii elektrycznej pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami krajów niebędących członkami Unii Europejskiej.

4. Stawkę rynkową, o której mowa w ust. 3, 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. 3;

$E_{zk}$  — ilość energii elektrycznej planowanej do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami państw niebędących członkami Unii Europejskiej.

§ 20. 1. Opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy zawarte w taryfie kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów realizacji tych usług.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się za:

- 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) nadzorowanie prac wykonywanych przez wykonawców wyłonionych przez sprzedawcę, na urządzeniach elektroenergetycznych będących własnością sprzedawcy lub w pobliżu tych urządzeń;
- 7) wyłączenie napięcia, przygotowanie miejsca pracy dla wykonujących te prace na zlecenie sprzedawcy oraz likwidację miejsca pracy wraz z ponownym załączeniem urządzeń do sieci sprzedawcy;
- 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.

§ 21. 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 i 8 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 § 12 ust. 1.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową kalkuluje w taryfie cenę energii elektrycznej stosownie do § 21.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, w rozliczeniach z odbiorcami stosuje stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zawarte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego instalacji dany odbiorca jest przyłączony.

§ 23. 1. Stawkę opłaty abonamentowej, o której mowa w § 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 pkt 3, kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych:

- 1) ponoszonych w związku z odczytywaniem wskaźników układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą;
- 2) handlowej obsługi odbiorców związanej z wystawianiem faktur i ich dostarczaniem.

2. Stawki opłaty abonamentowej, o których mowa w § 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 pkt 3, są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego.

§ 24. 1. W celu określenia stopnia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w okresie regulacji ustala się na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „X”, według wzoru:

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

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 zasto-

sowaniem metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy, na poszczególne lata okresu regulacji. W pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem „ $Kw_{n-1}$ ”, równe są kosztom z roku poprzedzającego rok wyznaczenia współczynników korekcyjnych, oznaczonych symbolem „X”;

$X_n$

— współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego ustalane dla poszczególnych lat 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 i stawek opłat na dany rok okresu regulacji, będących wynikiem poprawy efektywności gospodarowania w przedsiębiorstwie oraz zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa, ustala się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „Y”, w taki sposób, aby ceny wskaźnikowe oznaczone symbolem „ $Cw_n$ ”, spełniały 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, 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, ustalany corocznie i uwzględniany w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach.

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 tej energii 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.

§ 25. 1. Przychód pokrywający koszty uzasadnione, 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.

2. W przychodzie określonym 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 dostarczania spowodowane zostało z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 lub ust. 3a ustawy.

#### Rozdział 4

### Szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 26. Wytwórca będący stroną umowy długoterminowej dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, z przedsiębiorstwem energetycznym będącym stroną tej umowy, zwanym dalej „zarządcą kontraktów”, zgodnie z postanowieniami umowy długoterminowej.

§ 27. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów usług dodatkowych, oznaczonych symbolem „ $K_{SW}$ ”, o których mowa w § 18 ust. 3, z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, obliczając opłatę, oznaczoną symbolem „ $O_{SW}$ ” [w zł za okres rozliczeniowy], według wzoru:

$$O_{SW} = S_{oSW} \times E_s$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{oSW}$  — składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł/MWh lub zł/kWh];
- $E_s$  — ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

§ 28. 1. Rozliczenia między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energią 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.

§ 29. 1. Opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danego poziomu napięć znamionowych, w okresie rozliczeniowym, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $O_{poi}$  — opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji 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 ilość miesięcy dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym;

- $S_{ZVn}$  — składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh lub zł/kWh];
- $E_{pi}$  — ilość energii elektrycznej pobraną 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 ust. 3 pkt 1,
- $k_{ok}$  — współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 2,
- $S_{os}$  — stawkę systemową, określoną jako sumę składników, o których mowa w § 15 ust. 2 [w zł/MWh lub w zł/kWh],
- $E_{os}$  — ilość energii elektrycznej zużytą przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 3 pkt 1 [w MWh],
- $E_{ok}$  — ilość energii elektrycznej zużytą przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 3 pkt 2 [w MWh],
- $S_r$  — stawkę rynkową [w zł/MWh];
- $E_{wp}$  — ilość energii elektrycznej przeznaczoną do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a państwami niebędącymi członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

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

- 1) operatora systemu elektroenergetycznego — jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora i energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, przyłączonego do sieci tego operatora;
- 2) 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;

3) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe — jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, którym to przedsiębiorstwo świadczy usługi kompleksowe.

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

- 1) którzy w poprzednim roku kalendarzowym zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50 % mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej obliczony przy zastosowaniu współczynnika „ $k_{os}$ ” = 1 stanowi nie mniej niż 20 % kosztów 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 poszczególne symbole oznaczają:

$E_{os}$ ,  $E_{ok}$  — ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia w każdym roku okresu regulacji przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, lub odbiorców, o których mowa w pkt 2 [w MWh lub kWh].

4. Wytwórca przyłączony do sieci operatora systemu elektroenergetycznego sprzedający energię elektryczną odbiorcy końcowemu w imieniu i na rzecz tego operatora nalicza odbiorcy opłatę systemową, z zastrzeżeniem ust. 5, w wysokości:

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

gdzie poszczególne składniki oznaczają:

- $k_{ok}$  — współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 2;
- $k_{os}$  — współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 1;
- $S_{os}$  — stawkę systemową określoną w taryfie operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca [w zł/MWh lub zł/kWh];
- $E_{os}$  — ilość energii elektrycznej zużytą przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 [w MWh lub kWh];
- $E_{ok}$  — ilość energii elektrycznej zużytą przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 2 [w MWh lub kWh].

5. W przypadku gdy wytwórca jest przyłączony jednocześnie do sieci operatora systemu przesyłowe-

go i sieci operatora systemu dystrybucyjnego, opłata systemowa pobierana jest w imieniu i na rzecz operatora systemu przesyłowego.

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

$$O_{pw} = S_{pr} \times E_z$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$S_{pr}$  — stawkę rozliczeniową [w zł/MWh lub zł/kWh];

$E_z$  — ilość energii elektrycznej określonej w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

7. 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:

$$O_{pn} = 0,5 \times S_{pr} \times (E_{sn} + E_{zn}) + S_r \times E_{wp}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$S_{pr}$  — stawkę rozliczeniową [w zł/MWh lub w zł/kWh];

$E_{sn}$  — ilość energii elektrycznej określonej w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych, odbieraną w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy];

$E_{zn}$  — ilość energii elektrycznej określonej w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych, dostarczaną w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy];

$S_r$  — stawkę rynkową [w zł/MWh lub w zł/kWh];

$E_{wp}$  — ilość energii elektrycznej przeznaczoną do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a państwami niebędącymi członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do właściwego operatora [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

8. Opłatę za usługi dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ $O_{povi}$ ”, świadczone pomiędzy operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na tym samym poziomie napięć znamionowych [w zł za okres rozliczeniowy] 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].

§ 30. 1. Podstawą do zastosowania w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a sprzedawcą zróżnicowanych cen energii elektrycznej, o których mowa w § 5 ust. 6 i 7, jest informacja sporządzona 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 ich miejsca dostarczania.

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, 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 podstawie którego są dokonywane rozliczenia pomiędzy tym przedsiębiorstwem a sprzedawcą.

§ 31. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych, ustalonych w taryfie.

2. Okres rozliczeniowy 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 powinny być skoordynowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców.

3. 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, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i trendu poboru energii przez odbiorcę, w okresie ostatnich dwóch lat.

4. 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.

§ 32. 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.

§ 33. 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.

§ 34. 1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, 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 nieprawidłowości lub błędy.

§ 35. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 34 ust. 1, jest wielkość błędu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawą 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. W wylicza-

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

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.

§ 36. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 34 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 37. 1. Za niedotrzymanie, określonych w odrębnych przepisach, dopuszczalnych poziomów odchyień 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:

$\Delta U$  — wartość odchylenia napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień 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, za okres doby, w której 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:

$$W_{UT} = A_T \times C_T + b_{r,T} \times t_T$$

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, za okres doby, w której 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 odchyłek 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 odchyłek napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w godzinach].

2. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy 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; 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.

3. 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.

§ 38. 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 nie stanowi 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 ogłaszanym 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 elektrycz-

nej, w formie ogłoszeń prasowych, 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 telekomunikacji, 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.

§ 39. 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 złożenia.

§ 40. 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 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 pięciokrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując ryczałtowe ilości zużycia energii elektrycznej określone w taryfie i wielkość mocy wynikającą z sumy 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 zafalszowanie 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 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 dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, na podstawie mocy umownej oraz ryczałtowych ilości energii elektrycznej w wysokości określonej w taryfie.

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

4. Ryczałtowe ilości energii, o których mowa w ust. 1 i ust. 2 pkt 2, są określane w taryfach jako ilości maksymalne i przedsiębiorstwo przy ustalaniu opłat może zastosować ilości mniejsze, uwzględniając rzeczywiste możliwości pobierania energii elektrycznej przez danego odbiorcę wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czyn-

ności 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.

§ 41. 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 objęci są odbiorcy zasilani z sieci średniego i wysokiego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci, w uzasadnionych przypadkach, także odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w technicznych warunkach przyłączenia, w umowie o świadczenie usług dystrybucji 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 albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej. Wartość współczynnika mocy przyjmuje się w wysokości  $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$ , chyba że indywidualna ekspertyza uzasadnia wprowadzenie niższej wartości, jednak w żadnym przypadku 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, w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej do rozliczeń przyjmuje się również wartość  $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$ .

5. 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, wyrażoną 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, wyrażoną 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, określony zgodnie z ust. 6,
- $A$  — energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której prowadzona jest kontrola poboru energii biernej, wyrażoną w MWh lub kWh,

6. W uzasadnionych przypadkach, przy występowaniu szybkozmiennych obciążeń mocą bierną, rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika  $\text{tg}\varphi_0$  przeprowadzane jest na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłata w okresie rozliczeniowym naliczana jest zgodnie z ust. 5, z uwzględnieniem współczynnika  $\text{tg}\varphi$ , ustalonego według następującego wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $\Delta E_b$  — nadwyżkę energii biernej wykazaną przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym, wyrażoną 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, wyrażoną w MWh lub kWh.

7. Odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, 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.

§ 42. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne monitoruje przekroczenia mocy umownej określonej w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo w umowie o świadczenie usług kompleksowych, jako maksymalne wielkości nadwyżek mocy czynnej pobranej lub wprowadzonej do sieci ponad moc umow-

oną przez podmiot przyłączyony, określonej jako wartość maksymalną, wyznaczoną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach piętnastominutowych lub maksymalną wielkość tej mocy wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację w cyklu godzinowym, zwaną dalej „mocą pobraną”.

2. Za przekroczenie, w okresie rozliczeniowym, 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, lub
- 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.

3. 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. Za niezależne nie można uznać miejsc dostarczania, 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.

4. Opłaty za przekroczenia mocy umownej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w odniesieniu do miejsc dostarczania energii elektrycznej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej.

## Rozdział 5

### Przepisy przejściowe i końcowe

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

§ 44. Do spraw wszczętych a niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia stosuje się przepisy niniejszego rozporządzenia.

§ 45. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 105, poz. 1114).

§ 46. Przepis § 21 ust. 2 pkt 1 lit. b stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r.

§ 47. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Minister Gospodarki: *P. G. Woźniak*