

§ 25. 1. Po zakończeniu dostarczania paliw gazowych, a także w razie wymiany układu pomiarowego w trakcie dostarczania paliw gazowych, przedsiębiorstwo gazownicze wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stany wskazań liczydeł w chwili zakończenia dostarczania tych paliw lub demontażu układu pomiarowego.

2. Odbiorca może uczestniczyć przy odczycie wskazań urządzenia pomiarowego przed jego demontażem.

§ 26. 1. Na żądanie odbiorcy zaliczanego do I grupy przyłączeniowej przedsiębiorstwo gazownicze dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania gazomierza nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania gazomierza. Badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 30 dni od dnia poinformowania odbiorcy o wyniku sprawdzenia, o którym mowa w ust. 1.

3. Odbiorca pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania gazomierza oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy w wyniku badania laboratoryjnego nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu gazomierza.

4. W każdym przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu gazomierza przedsiębiorstwo gazownicze dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur, na zasadach i w terminach określonych w taryfach.

§ 27. W stosunku do odbiorców zaliczanych do II grupy przyłączeniowej szczegółowe wymagania i obowiązki stron dotyczące układu pomiarowego określa umowa sprzedaży paliw gazowych lub umowa o świadczenie usługi przesyłowej.

## Rozdział 7

### Przepis przejściowy i końcowy

§ 28. Warunki przyłączenia określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony, o ile nie są sprzeczne z przepisami niniejszego rozporządzenia.

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

Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej:  
w z. *J. Piechota*

# 1114

## ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI, PRACY I POLITYKI SPOŁECZNEJ<sup>1)</sup>

z dnia 23 kwietnia 2004 r.

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

Na podstawie art. 46 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875 i Nr 96, poz. 959) zarządza się, co następuje:

#### Rozdział 1

#### Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu energią elektryczną;

- 2) kalkulacji cen i stawek opłat;
- 3) rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie — należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne;
- 2) operatorze — należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 3) grupie przyłączeniowej — należy przez to rozumieć grupę podmiotów przyłączanych do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
  - a) grupa I — podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
  - b) grupa II — podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV,

<sup>1)</sup> Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej kieruje działem administracji rządowej — gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 7 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej (Dz. U. Nr 1, poz. 5).

- c) grupa III — podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- d) grupa IV — podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, 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 przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, 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 przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłączenie, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpić przyłączeniem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok;
- 4) miejscu dostarczania — należy przez to rozumieć punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie przesyłowej albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej;
- 5) układzie pomiarowo-rozliczeniowym — należy przez to rozumieć liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 6) jednostce wytwórczej — należy przez to rozumieć opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wprowadzania mocy;
- 7) mocy przyłączeniowej — należy przez to rozumieć moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 8) mocy umownej — należy przez to rozumieć moc czynną, pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
- a) umowie przesyłowej oraz umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut,
- b) umowie przesyłowej, zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, lub
- c) umowie sprzedaży, zawieranej pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej, zwanym dalej „wytwórcą”, a przedsiębiorstwem energetycznym niebędącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa dostępu do sieci, w okresie godziny;
- 9) rezerwie mocy — należy przez to rozumieć niewykorzystaną w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci;
- 10) usługach systemowych — należy przez to rozumieć usługi świadczone na rzecz operatorów, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jakości tej energii;
- 11) subsydiowaniu skrośnym — należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców;
- 12) grupie taryfowej — należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających energię elektryczną lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w tę energię, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
- 13) rynku bilansującym — należy przez to rozumieć działający na zasadach rynkowych mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym;
- 14) grafiku obciążeń — należy przez to rozumieć zbiór danych określających planowane wielkości, wprowadzenia do sieci energii elektrycznej lub jej poboru przez jednostkę grafikową, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych rynku bilansującego;
- 15) okresie regulacji — należy przez to rozumieć okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 15 ust. 1 lub w § 26 ust. 2.

## Rozdział 2

### Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych, w zakresie określonym w art. 45 ustawy;
- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen;
- 3) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną, rodzaju odbiorców i charakteru ich zapotrzebowania na energię elektryczną.

§ 5. 1. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określać:

- 1) grupy taryfowe;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania;
- 3) bonifikaty i upusty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dostaw energii elektrycznej;
- 4) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Określone w taryfie ceny i stawki opłat różnicuje się dla poszczególnych grup taryfowych, odpowiednio do kosztów uzasadnionych.

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 lub umowie przesyłowej.

§ 6. 1. Taryfę ustala się na okres 12 miesięcy kalendarzowych, zwany dalej „rokiem obowiązywania taryfy”. Dla operatorów rok obowiązywania taryfy rozpoczyna się od dnia 1 stycznia każdego roku.

2. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej lub podjęcia przez przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej, taryfa może być ustalona na inny okres niż określony w ust. 1, nie dłuższy niż 24 miesiące.

§ 7. 1. Wytwórca ustala w taryfie w szczególności:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy;
- 3) stawki opłat za usługi systemowe;
- 4) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej ustala w taryfie w szczególności:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci;
- 2) stawki opłat za usługi przesyłowe, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
- 3) stawki opłat abonamentowych;
- 4) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną ustala w taryfie w szczególności:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat abonamentowych;
- 3) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 8. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczaną energię elektryczną do tych odbiorców, według następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci, z której jest dostarczana energia elektryczna do odbiorców;
- 2) wartości mocy umownej lub zużycia energii elektrycznej;
- 3) parametrów dostarczanej energii elektrycznej innych niż standardowe;
- 4) charakterystyk poboru energii elektrycznej przyłączonych urządzeń, instalacji lub sieci należących do odbiorcy;
- 5) systemu rozliczeń;
- 6) miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 7) poziomu niezawodności i ciągłości dostaw;
- 8) wytwarzania energii elektrycznej we własnych źródłach odbiorcy.

2. Ceny i stawki opłat, o których mowa w § 7, 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. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub nie korzystają z tego prawa, zwanych dalej „odbiorcami taryfowymi”, kupujących rocznie więcej niż 10 MWh energii elektrycznej, mogą być kalkulowane co najmniej dla dwóch okresów doby, a dla kupujących rocznie więcej niż 10 GWh energii elektrycznej — kalkuluje się co najmniej dla trzech okresów doby i dwóch okresów roku.

4. Podział odbiorców, o którym mowa w ust. 1, może uwzględniać wyodrębnioną grupę odbiorców taryfowych zużywających rocznie mniej niż 1 000 kWh energii elektrycznej, dla których mogą być kalkulowane jednoskładnikowe stawki opłat za dostarczaną energię elektryczną.

§ 9. 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) do zasilania jednego zespołu urządzeń pobiera energię elektryczną z więcej niż jednego miejsca dostarczania na tym samym poziomie napięcia,

wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczenia;

- 3) ze względu na przyjęty, w przedsiębiorstwie energetycznym, podział odbiorców na grupy taryfowe dokonany na podstawie kryteriów wymienionych w § 8 ust. 1, może być, dla danego miejsca dostarczenia energii elektrycznej, zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, ma prawo wyboru jednej spośród tych grup.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, 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.

### Rozdział 3

#### Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 10. 1. Koszty uzasadnione prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu tą energią określa się na podstawie:

- 1) planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań;
- 2) planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych.

2. Sposób zaliczania kosztów, o których mowa w ust. 1, do poszczególnych grup taryfowych nie może ulegać zmianie w okresie regulacji. Dokonanie takich zmian może nastąpić wyłącznie w celu eliminowania subsydiowania skrośnego.

§ 11. 1. Koszty, o których mowa w § 10 ust. 1 pkt 1, ustala się zgodnie z art. 44 i 45 ustawy w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

2. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są planowane wielkości, o których mowa w ust. 3, i koszty poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok okresu regulacji, określone na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości.

3. Koszty, o których mowa w ust. 1, określa się, przyjmując ustalone dla pierwszego roku okresu regulacji planowane wielkości, w tym ilość sprzedanej energii elektrycznej i wielkość mocy umownej.

§ 12. 1. Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowi-

ska, o których mowa w § 10 ust. 1 pkt 2, ustala się jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji.

2. Koszty, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ustala na podstawie obowiązującego dla przedsiębiorstwa planu inwestycji oraz określonego w tym planie sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej — planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska, dla źródeł energii elektrycznej;
- 2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej — planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

3. Koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w ust. 1 i 2, obejmują w szczególności:

- 1) odpisy amortyzacyjne, obliczone zgodnie z obowiązującymi przepisami dla środków trwałych przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska;
- 2) odsetki od kredytów zaciągniętych na realizację tych inwestycji oraz koszty finansowe związane z obsługą tych kredytów;
- 3) koszty kalkulacyjne, związane z eksploatacją nowych urządzeń i instalacji w zakresie kosztów robocizny, zużycia materiałów, paliw, energii, wody, usuwania odpadów, transportu, remontów i innych kosztów, wynikających z rodzaju urządzeń i instalacji oraz warunków ich pracy.

§ 13. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym koszty modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów i zachowaniem należytej staranności w sposobie zaliczania tych kosztów do poszczególnych grup taryfowych.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, w okresie regulacji, nie może dokonać zmiany metody podziału kosztów wspólnych i zmiany podziału odbiorców na grupy taryfowe. Dokonanie zmiany metody podziału kosztów wspólnych może nastąpić wyłącznie w celu eliminowania subsydiowania skrośnego.

3. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować

koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

§ 14. 1. Wytwórca kalkuluje, z zastrzeżeniem § 15, ustalone w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej — na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i jednostkowych kosztów zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4, wyrażone w złotych za MWh;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy — na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3, wyrażone w złotych za MW za godzinę;
- 3) stawki opłat za usługi systemowe — na podstawie kosztów uzasadnionych stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty produkcji 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 złotych za godzinę, lub miesiąc lub w złotych za MW za godzinę, lub złotych za MW za miesiąc;
- 2) składnik zmienny — za świadczenie usług systemowych, wyrażony w złotych za MWh.

3. Jednostkowe koszty stałe oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $k_{js}$  — jednostkowe koszty stałe [w zł/MWh];
- $K_{sp}$  — koszty stałe planowane na rok obowiązywania taryfy, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, dla których są kalkulowane ceny i stawki opłat, ustalone na podstawie kosztów uzasadnionych eksploatacji tych jednostek oraz kosztów uzasadnionych wynikających z nakładów na rozwój i modernizację tych jednostek, z wyłączeniem kosztów wymienionych 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 sprzedawanej w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh];
- $P_{dri}$  — moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh];

$n$  — liczbę godzin, planowaną odpowiednio do mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem „ $P_{dwi}$ ” albo mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem „ $P_{dri}$ ”, w danym roku obowiązywania taryfy.

4. Jednostkowe koszty zmienne oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $k_{jz}$  — jednostkowe koszty zmienne [w zł/MWh];
- $K_{zp}$  — koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w danym roku obowiązywania taryfy dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł];
- $K_{ze}$  — koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska przyrodniczego oraz składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł];
- $K_{zw}$  — pozostałe koszty zmienne planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł];
- $E_{jw}$  — ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży, a wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh].

§ 15. 1. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez skojarzone źródło energii oblicza się według wzoru:

$$C_s = C_k \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $C_s$  — cenę energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną na dany rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh];
- $C_k$  — średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh];
- $RPI_{n-1}$  — średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %];
- $X_n$  — współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy [w %]. Współczynnik korek-

cyjny na pierwszy rok okresu regulacji uwzględnia się w cenie energii elektrycznej.

2. Przez skojarzone źródło energii, o którym mowa w ust. 1, rozumie się jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną i ciepło ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 70 %, obliczoną jako średnioroczna w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w tej jednostce. W przypadku nowo budowanych jednostek wytwórczych sprawność przemiany, dla pierwszego roku obowiązywania taryfy dla tych jednostek, oblicza się na podstawie wielkości planowanych.

3. Średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych  $C_k$ , o której mowa w ust. 1, oblicza się jako iloraz przychodów ze sprzedaży tej energii oraz ilości sprzedanej energii elektrycznej; do obliczeń tych stosuje się dane statystyczne publikowane przez Główny Urząd Statystyczny lub inną upoważnioną jednostkę.

4. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło mniejszą niż 70 %, obliczoną jako średnioroczną w danym roku obowiązywania taryfy, ustala się w taryfie w sposób określony w § 14.

5. Taryfy dla energii elektrycznej i ciepła dla źródeł, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, ustala się dla tego samego okresu.

§ 16. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, dla okresu regulacji, oddzielnie dla każdej grupy przyłączeniowej w przeliczeniu na:

- 1) jednostkę mocy przyłączeniowej lub
- 2) jednostkę długości odcinka sieci od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie.

2. W nakładach inwestycyjnych, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwoleń na budowę, zakup lub budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów z uwzględnieniem długości tych odcinków, wykonanie robót budowlano-montażowych wraz z nadzorem oraz wykonanie niezbędnych prób, a także uwzględnia się opłaty za zajęcie terenu.

3. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 1, różnicuje się w zależności od rodzaju

elementów stosowanych do budowy odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów oraz standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej.

§ 17. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki:

- 1) sieciowe;
- 2) systemowe;
- 3) rozliczeniowe.

2. Stawkę systemową, o której mowa w ust. 1 pkt 2, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na składniki:

- 1) jakościowy;
- 2) rekompensujący;
- 3) wyrównawczy.

§ 18. 1. Stawki sieciowe, o których mowa w § 17 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na następujące poziomy napięć znamionowych:

- 1) niskie — obejmujące napięcia znamionowe nie wyższe niż 1 kV;
- 2) średnie — obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV;
- 3) wysokie — obejmujące napięcie znamionowe 110 kV;
- 4) najwyższe — obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 110 kV.

2. Stawki sieciowe kalkuluje się dla sieci poszczególnych poziomów napięć znamionowych, wymienionych w ust. 1, jako stawki dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) stały stawki sieciowej — obliczany na jednostkę mocy umownej;
- 2) zmienny stawki sieciowej — obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu jej dostarczenia.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych świadczenia usług przesyłowych oraz kosztów zakupionych usług przesyłowych od innych operatorów.

§ 19. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie kosztów uzasadnionych:

- 1) eksploatacji sieci danego poziomu napięć znamionowych;
- 2) wynikających z nakładów na odtworzenie, modernizację i rozwój sieci, służących do realizacji usługi przesyłowej;
- 3) stałych przesyłania energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów;

- 4) zakupu rezerw w zdolnościach przesyłowych w sieciach należących do innych operatorów;
- 5) wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci danego poziomu napięć znamionowych, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 6 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie 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 i przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów;
- 3) stałych za przesyłanie energii elektrycznej, w części nieuwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w ust. 1, zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 1, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{SVn}$  — składnik stały stawki sieciowej [w zł za MW];  
 $K_{SVn}$  — sumę kosztów stałych, o których mowa w ust. 1;  
 $P_{Vn}$  — sumę mocy umownych pobieranych przez odbiorców, w tym innych operatorów z sieci o poziomie napięcia znamionowego  $V_n$ .

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{ZVn}$  — składnik zmienny stawki sieciowej [w zł za MWh];  
 $K_{ZVn}$  — sumę kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2;  
 $E_{Vn}$  — sumę energii elektrycznej pobranej z sieci o poziomie napięcia znamionowego  $V_n$  przez odbiorców przyłączonych na tym poziomie napięć znamionowych, w tym operatorów, oraz przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych.

§ 20. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSJ} = \frac{K_{SJ}}{E_S}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{oSJ}$  — składnik jakościowy stawki systemowej [w zł za MWh];  
 $K_{SJ}$  — koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej;  
 $E_S$  — ilość energii elektrycznej pobieraną przez odbiorców z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh].

2. Koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty:

- 1) zakupionych, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, na podstawie cen ustalonych w taryfach lub w warunkach konkurencji, o których mowa w art. 49 ustawy, albo cen negocjowanych;
- 2) zakupionej, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw tej energii, określonych jako różnica między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii na rynku bilansującym.

3. Składnik rekompensujący stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSs} = \frac{K_{SS}}{E_S}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{oSs}$  — składnik rekompensujący stawki systemowej [w zł za MWh];  
 $K_{SS}$  — koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, planowaną do zakupu w ilości wynikającej z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 4 ustawy, kalkulowane w sposób określony w ust. 4 [w zł];  
 $E_S$  — ilość energii elektrycznej pobieraną przez odbiorców z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh].

4. Koszty oznaczone symbolem „ $K_{SS}$ ”, o których mowa w ust. 3, kalkuluje się według wzoru:

$$K_{SS} = \sum_{i=1}^n O_{Rei}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{SS}$  — koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła [w zł];

$O_{Rei}$  — roczną, planowaną kwotę opłat rekompensujących, o których mowa w § 31 ust. 1, płaconych, przez operatora systemu przesyłowego, danemu operatorowi systemu dystrybucyjnego za zakupioną energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 1 [w zł];

$n$  — ilość operatorów systemów dystrybucyjnych kupujących energię wytwarzaną w skojarzeniu.

5. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 3, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSW} = \frac{K_{SW}}{E_S}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$S_{oSW}$  — składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh];

$K_{SW}$  — koszty usług dodatkowych polegających na utrzymaniu wymaganego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, świadczonych przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 29, na rzecz operatora systemu przesyłowego 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. 6;

$E_S$  — ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców [w MWh].

6. Koszty usług dodatkowych, o których mowa w ust. 5, 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 wynikającymi 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:

$K_{SW}$  — koszty usług dodatkowych, o których mowa w ust. 5;

$C_{KD}$  — planowaną średnią cenę zakupu energii elektrycznej, na podstawie umów długotermino-

wych, przeznaczonej do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 29, podwyższoną o jednostkowe koszty własne obrotu tą energią i koszty ryzyka handlowego zarządcy kontraktów [w zł za MWh]; 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 § 29 [w zł za MWh];

$E_{KD}$  — ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 29 [w MWh].

§ 21. 1. Operator systemu przesyłowego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 17 ust. 1 pkt 3, dla podmiotów zgłaszających grafiki obciążeń, na podstawie kosztów uzasadnionych.

2. Stawkę rozliczeniową kalkuluje się jako iloraz kosztów uzasadnionych budowy i rozwoju systemów bilansowo-rozliczeniowych oraz ich eksploatacji, niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonych w formie grafik obciążeń, do ilości energii elektrycznej określonej w tych grafikach.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może kalkulować stawkę rozliczeniową na podstawie kosztów zakupu usług przesyłowych, w części przypadającej na opłatę rozliczeniową oraz własnych kosztów, o których mowa w ust. 2, nieuwzględnionych do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej, wymienionego w § 18 ust. 2 pkt 1.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej może ustalić w taryfie stawki opłat i sposób obliczania opłat pobieranych za usługi lub czynności wykonywane na dodatkowe zlecenie przyłączonego podmiotu.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych realizacji usług lub czynności, w sposób eliminujący subsydiowanie skrośne.

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

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej;
- 2) sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 3) usługi pogotowia technicznego.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii



elektrycznej na podstawie kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz własnych kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności 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 kosztów zakupionych usług przesyłowych, jeżeli tak stanowi umowa sprzedaży energii elektrycznej.

3. Własne koszty uzasadnione ustala się na podstawie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, w tym kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną, z wyłączeniem kosztów przyjętych do kalkulacji stawki opłaty abonamentowej;
- 2) finansowych.

4. Jednoskładnikową stawkę opłaty za dostarczaną odbiorcy energią elektryczną, o której mowa w § 8 ust. 4, kalkuluje się na podstawie łącznych kosztów zakupu tej energii i świadczenia usługi przesyłowej, w przeliczeniu na jednostkę dostarczonej odbiorcy energii elektrycznej.

§ 24. Stawkę opłaty abonamentowej, o której mowa w § 7 ust. 2 pkt 3 i ust. 3 pkt 2, kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych:

- 1) ponoszonych w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą;
- 2) handlowej obsługi odbiorców, polegającej na wystawianiu faktur i ich dostarczaniu.

§ 25. Przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat, o których mowa w § 7, obliczonych w sposób określony w § 14 i 15 oraz § 19—24, dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach, o których mowa w § 12 ust. 2, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

§ 26. 1. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen i stawek opłat na dany rok okresu regulacji przedsiębiorstwo energetyczne ustala ceny wskaźnikowe dla poszczególnych rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej.

2. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, muszą spełniać warunek określony wzorem:

$$Cw_n \leq Cw_{n-1} \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Cw_n$  — cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku okresu regulacji;

$Cw_{n-1}$  — cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok okresu regulacji;

$RPI_{n-1}$  — średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %];

$X_n$  — współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej [w %]. Współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji uwzględnia się w cenach i stawkach opłat zawartych w taryfach.

3. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, ustala się w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej oraz obrotu tą energią, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych według cen i stawek opłat planowanych na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży przyjętych do kalkulacji taryfy na pierwszy rok okresu regulacji, zwany dalej „okresem bazowym”, do ilości sprzedaży tej energii przyjętej do kalkulacji taryfy na okres bazowy;
- 2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych na podstawie stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży tych usług w okresie bazowym, do ilości dostaw energii elektrycznej przyjętej do kalkulacji taryfy na okres bazowy.

4. W przychodach, określonych w ust. 3 pkt 1, nie uwzględnia się bonifikat i upustów oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 2) za niedotrzymanie warunków umów.

5. W przychodach, określonych w ust. 3 pkt 2, nie uwzględnia się bonifikat i upustów oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za przyłączenie do sieci;
- 2) za usługi lub czynności wymienione w § 22 ust. 1;
- 3) za nielegalny pobór energii elektrycznej.

§ 27. 1. Jeżeli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić ceny i stawki opłat dla subsydiowanych grup taryfowych, których poziom nie może być wyższy, w stosunku do

ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, o więcej niż 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Jeżeli wzrost cen i stawek opłat, dla subsydiowanych grup taryfowych, jest skutkiem eliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną w sposób, który powoduje, że dla określonej grupy taryfowej wraz ze wzrostem składnika zmiennego poszczególnych cen i stawek opłat następuje spadek składnika zmiennego innych cen i stawek opłat, wzrost sumy tych składników w taryfie, która będzie stosowana, w stosunku do sumy odpowiednich składników w poprzedniej taryfie nie może być wyższy o więcej niż 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych określony w komunikacie, o którym mowa w ust. 1.

§ 28. 1. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, taryfę oraz cenę wskaźnikową ustala się na podstawie planowanych wielkości kosztów, przychodów i sprzedaży, a także na podstawie analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku łączenia z innymi podmiotami lub podziału przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa, które uległo podziałowi albo zostało połączone z innymi podmiotami, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jednak nie dłużej niż przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności, na którą uzyskało koncesję.

3. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 2, oblicza ceny wskaźnikowe w sposób określony w § 26.

#### Rozdział 4

### Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną

§ 29. 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.

§ 30. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w § 20 ust. 5, z operatorem systemu przesyłowego, obliczając opłatę według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{SW}$  — opłatę za usługi dodatkowe, o których mowa w § 20 ust. 5 [w zł za okres rozliczeniowy];

$S_{oSW}$  — składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh];

$E_s$  — ilość energii elektrycznej pobieraną przez odbiorców z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 31. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne będące jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego kupując energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła po cenach ustalonych w sposób określony w § 15 ust. 1, rozlicza się z operatorem systemu przesyłowego, obliczając opłatę rekompensującą według wzoru:

$$O_{Re} = (C_s - C_{or}) \times E_{ws}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{Re}$  — opłatę rekompensującą [w zł za miesiąc];

$C_s$  — cenę zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, obliczoną w sposób określony w § 15 ust. 1 [w zł za MWh];

$C_{or}$  — roczną cenę energii elektrycznej, ustaloną jako iloraz sumy przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w jednostkach wytwórczych nieobjętych umowami długoterminowymi do ilości energii sprzedanej, a wytworzonej w tych jednostkach, w poprzednim roku kalendarzowym;

$E_{ws}$  — ilość energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, zakupionej w danym okresie rozliczeniowym po cenie oznaczonej symbolem „Cs” [w MWh].

2. Jeżeli energia elektryczna wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła jest sprzedawana na rynku bilansującym, roczną cenę, o której mowa w ust. 1, przyjmuje się w wysokości ceny uzyskanej ze sprzedaży tej energii w danym okresie rozliczeniowym na tym rynku.

§ 32. 1. Rozliczenia, między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłowe, są prowadzone na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

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

3. Dopuszcza się stosowanie w rozliczeniach wstępnych danych rozliczeniowych lub wielkości zastępczych, obliczonych w sposób określony w taryfie.

§ 33. 1. Opłatę przesyłową dla danego poziomu napięć znamionowych oblicza się według wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \times P_i + S_{ZVn} \times E_{pi} + k_{oi} \times S_{oS} \times E_{oi} + S_{pr} \times E_{zi}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{poi}$  — opłatę przesyłową obliczoną dla danego odbiorcy [w zł za okres rozliczeniowy];

$S_{SVn}$  — składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW mocy umownej];

$P_i$  — moc umowną określoną dla danego odbiorcy [w MW];

$S_{ZVn}$  — składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh];

$E_{pi}$  — ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez danego odbiorcę [w MWh za okres rozliczeniowy];

$k_{oi}$  — współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalonych dla danego odbiorcy w sposób określony w ust. 2;

$S_{oS}$  — stawkę systemową, określoną jako suma składników wymienionych w § 17 ust. 2 [w zł/MWh];

$E_{oi}$  — ilość energii elektrycznej pobraną z sieci przez odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 2, lub ustaloną dla operatorów systemów dystrybucyjnych jako ilość energii oznaczoną symbolem „ $E_{or}$ ”, o której mowa w ust. 2 pkt 3 [w MWh za okres rozliczeniowy];

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

$E_{zi}$  — ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy]; dla odbiorców niezgłaszających umów sprzedaży energii elektrycznej  $E_{zi} = 0$ .

2. Współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustala się dla:

1) odbiorców, 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 stanowi nie mniej niż 20 % kosztów produkcji jako  $k_{oi} = k_{os} = 0,1$ ;

2) odbiorców w krajowym systemie elektroenergetycznym, innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby jako  $k_{oi} = k_{ok}$ ; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$E_{oS}, E_{ok}$  — ilość energii elektrycznej pobraną w poprzednim roku kalendarzowym z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, odpowiednio przez tych odbiorców oraz odbiorców, o których mowa w pkt 1 [w MWh];

3) odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych, prowadzących rozliczenia za świadczone usługi przesyłowe z operatorem systemu przesyłowego jako  $k_{oi} = k_{or}$ ; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{oi} = k_{or} = (k_{oS} \times E_{oSr} + k_{ok} \times E_{okr}) / E_{or}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$k_{or}, k_{oS}, k_{ok}$  — współczynniki udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalone w sposób określony w pkt 1 i 2;

$E_{oSr}, E_{okr}$  — ilość energii elektrycznej pobranej z sieci należących do operatora systemu dystrybucyjnego w poprzednim roku kalendarzowym przez odbiorców, o których mowa w pkt 1 i 2, przyłączanych do sieci tego operatora [w MWh];

$E_{or}$  — ilość energii elektrycznej równą sumie  $E_{oSr}, E_{okr}$  [w MWh].

3. Opłatę przesyłową dla wytwórców energii elektrycznej lub dostawców tej energii przesyłanej z zagranicy oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{pw}$  — opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy];

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

$E_Z$  — ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

4. Opłatę przesyłową dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną nieprzyłączonych do sieci należących do operatora, do którego zgłaszają grafiki obciążeń, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{pn}$  — opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy];

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

$E_{sn}$  — ilość energii elektrycznej odbieranej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy];

$E_{zn}$  — ilość energii elektrycznej dostarczanej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

5. Opłatę za usługi przesyłowe świadczone między operatorami systemu dystrybucyjnego, na tym samym poziomie napięć znamionowych, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $O_{povi}$  — opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy];
- $S_{svn}$  — składnik stały stawki sieciowej [w zł/MW];
- $P_{vi}$  — moc umowną, określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW];
- $S_{zvn}$  — składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh];
- $E_{pi}$  — ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh za okres rozliczeniowy];
- $S_{pr}$  — stawkę rozliczeniową [w zł/MWh];
- $E_{zi}$  — ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 34. Operator systemu dystrybucyjnego w odrębnej umowie zawartej z innym operatorem może ustalić inny niż określony w § 33 sposób rozliczenia opłaty za świadczone usługi przesyłowe na połączeniach sieci, pod warunkiem równego traktowania podmiotów korzystających z tych sieci.

§ 35. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe 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.

3. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia energii elektrycznej w tym okresie.

4. Jeżeli w wyniku wnoszenia opłat na podstawie prognozowanego zużycia tej energii, o którym mowa w ust. 3, powstanie nadpłata za pobraną energię elektryczną lub niedopłata:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszego rachunku, ustalonego dla najbliższego okresu rozliczeniowego.

§ 36. Rozliczenia za dostarczaną energię elektryczną są dokonywane na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dla miejsc dostarczania tej energii, określonych w umowie sprzedaży i umowie przesyłowej. Dopuszcza się możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej.

§ 37. 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 rachunków.

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

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

2. Jeżeli określenie 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 rachunku; w wyliczaniu 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, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

§ 39. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 37 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 40. 1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w odrębnych przepisach, odbiorcom, na ich wniosek, przysługują bonifikaty i upusty, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

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

§ 41. 1. Wysokość bonifikaty i upustu za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby, zależnie od wartości odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych, oblicza się:

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $W_{UT}$  — wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł];
- $U$  — wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych, określonych w odrębnych przepisach, wartości granicznych [w %];
- $A_T$  — ilość energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii];

$C_T$  — cenę energii elektrycznej określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

2) jeżeli wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10 %, odbiorcy przysługuje upust uwzględniający bonifikatę, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$W_{UT}$  — wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł];

$A_T$  — ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii];

$C_T$  — cenę energii elektrycznej określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

$b_{rT}$  — ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w zł za godzinę];

$t_T$  — łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w godzinach].

2. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej 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.

3. W okresie, w którym nie były dotrzymane standardy jakościowe obsługi odbiorców, 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 standardy jakościowe obsługi odbiorców nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 42. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłowych nie stanowi inaczej, odbiorcom przysługują opłaty w następującej wysokości:

1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy — opłata w wysokości 15,81 zł;

2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowa-

nych nieprawidłową pracą sieci — opłata w wysokości 75,91 zł;

3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanej z powodu awarii sieci — opłata w wysokości 7,59 zł;

4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, 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 — opłata w wysokości 15,18 zł;

5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zaawizowań 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 — opłata w wysokości 151,83 zł;

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 — opłata w wysokości 75,91 zł;

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 — opłata w wysokości 75,91 zł;

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 — opłata w wysokości 151,83 zł;

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 — opłata w wysokości 75,91 zł;

10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf — opłata w wysokości 7,59 zł;

11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki — opłata w wysokości 2,28 zł.

§ 43. 1. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy o świadczeniu usług przesyłowych, przed-

siębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot nielegalnie pobierający energię opłatami w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której podmiot byłby zakwalifikowany, przyjmując ryczałtowe ilości zużycia energii określone w taryfie i wielkość mocy wynikającą z sumy zainstalowanych odbiorników.

2. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana niezgodnie z warunkami określonymi w umowie, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami:

1) w przypadku udowodnionego okresu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, przyjmując wielkości pobieranej mocy 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 pobranie energii elektrycznej niezgodnie z umową;

2) w przypadku, gdy nie można ustalić ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, przyjmując ryczałtowe wielkości zużycia tej energii, określone w taryfie i wielkość mocy określoną w zawartej z odbiorcą umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłowych.

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 czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej:

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego albo zniszczenie tego licznika lub urządzenia;
- 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, w miejsce zerwanej przez odbiorcę plomb na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy, lub naruszenie tej plombki.

## Rozdział 5

### Przepisy przejściowe i końcowe

§ 44. 1. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują do dnia określonego w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających taryfy, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Taryfy operatorów obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują do dnia 31 grudnia 2004 r.

3. Do spraw wszczętych, a niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, dotyczących taryf, stosuje się przepisy niniejszego rozporządzenia.

§ 45. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 3 dni od dnia ogłoszenia.<sup>2)</sup>

Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej:

*J. Hausner*

<sup>2)</sup> Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7), które na podstawie art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144) utraciło moc z dniem 1 stycznia 2004 r.

Dziennik Ustaw i Monitor Polski (spis treści) dostępne są w Internecie pod adresem [www.cokprm.gov.pl](http://www.cokprm.gov.pl)

**Wydawca:** Kancelaria Prezesa Rady Ministrów  
**Redakcja:** Rządowe Centrum Legislacji — Redakcja Dziennika Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej  
oraz Dziennika Urzędowego Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”,  
Al. Ujazdowskie 1/3, 00-583 Warszawa, tel. 622-66-56

**Skład, druk i kolportaż:** Zakład Wydawnictw i Poligrafii Centrum Obsługi Kancelarii Prezesa Rady Ministrów  
ul. Powsińska 69/71, 02-903 Warszawa, tel.: 694-67-50, 694-67-52; faks 694-62-06

Bezpłatna infolinia: 0-800-287-581

[www.cokprm.gov.pl](http://www.cokprm.gov.pl)

e-mail: [dziust@cokprm.gov.pl](mailto:dziust@cokprm.gov.pl)

DU 0105 2004 wyd.00



5 900248412243 >

Tłoczono z polecenia Prezesa Rady Ministrów w Zakładzie Wydawnictw i Poligrafii Centrum Obsługi Kancelarii Prezesa Rady Ministrów,  
ul. Powsińska 69/71, 02-903 Warszawa