

Warszawa, dnia 6 grudnia 2022 r.

Poz. 2505

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾**

z dnia 29 listopada 2022 r.

w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną²⁾

Na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243 i 2370) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz sposób rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym:

- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) podział podmiotów przyłączanych na grupy przyłączeniowe;
- 3) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci, w tym sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
- 4) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
- 5) sposób uwzględniania w taryfach:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia,
 - b) rekompensat, o których mowa w przepisach rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, z późn. zm.³⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”,
 - c) kosztów wskazanych w art. 45 ust. 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”,
 - d) kosztów związanych z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców energii na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy,
 - e) kosztów wskazanych w art. 11d ust. 5 ustawy,

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywę 2012/27/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1, Dz. Urz. UE L 113 z 25.04.2013, str. 24, Dz. Urz. UE L 141 z 28.05.2013, str. 28, Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 75, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 210, Dz. Urz. UE L 851 z 27.03.2019, str. 66, Dz. Urz. UE L 137 z 23.05.2019, str. 3 oraz Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125).

³⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45.

- f) kosztów wynikających ze stosowania przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy,
 - g) kosztów działań, o których mowa w art. 11c ust. 2 ustawy, poniesionych w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy;
- 6) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności, instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu i zmiany warunków wykonywanej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - 7) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w zakresie określonym w art. 45 ust. 1a ustawy;
 - 8) sposób prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną pobieraną z sieci i wprowadzaną do sieci przez magazyn energii elektrycznej, w tym sposób obliczania współczynnika, o którym mowa w art. 45 ust. 10 ustawy;
 - 9) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
 - 10) sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy;
 - 11) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej;
 - 12) zakres usług wykonywanych na dodatkowe zlecenie odbiorcy i sposób ustalania opłat za te usługi.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) grupa przyłączeniowa – grupę podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:
 - a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
 - b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV,
 - d) grupę IV stanowią 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,
 - e) grupę V stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,
 - f) grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci przez 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, jednak nie dłuższy niż rok;
- 2) grupa taryfowa – grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowej, w odniesieniu do których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków stosowania tych cen lub stawek opłat;
- 3) miejsce dostarczania energii elektrycznej – punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem odbioru tej energii;
- 4) miejsce przyłączenia – punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią;
- 5) moc przyłączeniowa – moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczoną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach piętnastominutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 6) moc umowna – moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci określoną:
 - a) w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie piętnastu minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
 - b) w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodziennej pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

- c) w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- 7) okres rozliczania niezbilansowania – okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.⁴⁾);
- 8) okres regulacji – okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 21;
- 9) przyłącze – odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, które świadczy na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 10) rezerwa mocy – rezerwę mocy czynnej w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 16 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1, z późn. zm.⁵⁾);
- 11) sieciowe miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z którego jest zasilana sieć dystrybucyjna 110 kV pracująca trwale lub okresowo w układach pierścieniowych;
- 12) układ pomiarowo-rozliczeniowy – liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w tym liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 13) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Rozdział 2

Sposób kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy;
- 2) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. 1. Taryfa w zależności od zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej określa:

- 1) grupy taryfowe i szczegółowe kryteria podziału odbiorców na te grupy;
- 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 oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) opłat za:
 - przyłączenie do sieci,
 - usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - nielegalny pobór energii elektrycznej,
 - ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
 - wznowienie dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie tego dostarczania nastąpiło z przyczyn, o których mowa w art. 6b ust. 1, 2 i 4 ustawy.

⁴⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz w Dz. Urz. UE z 147 z 30.05.2022, str. 27

⁵⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

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 o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej.

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

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

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

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

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

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

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

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

§ 6. 1. Podziału odbiorców na grupy taryfowe dokonuje się w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne na dostarczanie energii elektrycznej do tych odbiorców na podstawie następujących kryteriów:

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

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

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

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej tworzy odrębną grupę taryfową dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych, tak aby stymulować tych odbiorców do zużywania większej ilości energii elektrycznej w godzinach od 22.00 do 6.00.

5. W grupie taryfowej, o której mowa w ust. 4, obowiązują stawki opłat w wysokości jak w grupie taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za usługi dystrybucji energii elektrycznej, z tym że:

- 1) w godzinach od 22.00 do 6.00 przedsiębiorstwo energetyczne w pierwszym roku od dnia, w którym zaliczono odbiorcę do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4, stosuje składnik zmienny stawki sieciowej w wysokości do 30% składnika zmiennego stawki sieciowej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za usługi dystrybucji energii elektrycznej; obniżony składnik zmienny stawki sieciowej obowiązuje w odniesieniu do ilości energii elektrycznej przekraczającej ilość energii elektrycznej zużytej w analogicznym okresie rozliczeniowym poprzedzającego roku;
- 2) w odniesieniu do nowego miejsca dostarczania energii elektrycznej dla odbiorcy z grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4, któremu przedsiębiorstwo energetyczne nie świadczyło usługi dystrybucji energii elektrycznej dłużej niż rok, przyjmuje się, że zużycie energii elektrycznej, o którym mowa w pkt 1, wynosiło 0 kWh;
- 3) w kolejnych latach od dnia, w którym zaliczono odbiorcę do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4, do rozliczenia opłaty sieciowej zmiennej w poszczególnych okresach przyjmuje się ilość zużycia energii elektrycznej taką jak w analogicznym okresie rozliczeniowym roku poprzedzającego pierwszy rok, w którym zaliczono odbiorcę do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4;
- 4) w odniesieniu do odbiorców, o których mowa w pkt 2 i 3, w godzinach od 22.00 do 6.00 przedsiębiorstwo energetyczne stosuje składnik zmienny stawki sieciowej w wysokości do 30% składnika zmiennego stawki sieciowej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za energię elektryczną; obniżony składnik zmienny stawki sieciowej obowiązuje w odniesieniu do ilości energii elektrycznej przekraczającej ilość energii elektrycznej zużytej w analogicznym okresie roku poprzedzającego pierwszy rok, w którym zaliczono odbiorcę do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4;
- 5) w grupie taryfowej, o której mowa w ust. 4, składnik stały stawki sieciowej ustala się w wysokości dwukrotności składnika stałego stawki sieciowej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej może utworzyć odrębną grupę taryfową dla odbiorców, którzy zużywają energię elektryczną na potrzeby drogowego elektrycznego transportu publicznego i rozwoju tego transportu.

7. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej tworzy grupę taryfową dla odbiorców przyłączonych do sieci, którzy wykorzystują energię elektryczną wyłącznie na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania, w tym świadczenia usług ładowania, zgodnie z ustawą z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083 i 1260), z uwzględnieniem kryteriów określonych w ust. 1 pkt 1–4.

8. Odbiorca, który wybrał do rozliczeń z przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej grupę taryfową, o której mowa w ust. 7, jest rozliczany na podstawie tej taryfy przez cały okres obowiązywania umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej zawartych między tym odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym.

9. W odniesieniu do odbiorców, o których mowa w ust. 7, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej w rozliczeniach za usługi dystrybucji energii elektrycznej stosuje stawki opłat obowiązujące w grupie taryfowej z rozliczeniem jednostrefowym dla danego poziomu napięcia oraz danej mocy umownej, przy czym w przypadku gdy stopień wykorzystania mocy umownej S_m jest:

- 1) równy 0,100 lub niższy, z uwzględnieniem współczynnika korygującego w wysokości:
 - a) 25% dla kalkulacji opłat wynikających ze składnika stałego stawki sieciowej oraz
 - b) 200% dla kalkulacji opłaty z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej;
- 2) wyższy niż 0,100, z uwzględnieniem pełnej wartości składnika stałego stawki sieciowej oraz współczynnika korygującego w wysokości 150% dla kalkulacji opłaty z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej.

10. Stopień wykorzystania mocy umownej S_m , o którym mowa w ust. 9, oblicza się według wzoru:

$$S_m = E_o / (P \times l_o \times 24)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_o – łączną ilość energii elektrycznej pobranej w miejscu dostarczania energii elektrycznej przez odbiorcę na potrzeby, o których mowa w ust. 7, w okresie roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu, wyrażoną w MWh lub kWh,
- P – moc umowną dla danego odbiorcy wyznaczoną jako średnia moc umowna w okresie roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu, wyrażoną w MW lub w kW,
- l_o – liczbę dni w okresie roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu.

11. W odniesieniu do nowego miejsca dostarczania energii elektrycznej dla odbiorcy z grupy taryfowej, o której mowa w ust. 7, lub w przypadku odbiorcy z grupy taryfowej, o której mowa w ust. 7, który zużywał energię elektryczną w okresie krótszym niż rok, do czasu zakończenia tego okresu stosuje się rozliczenia zgodnie z ust. 9 pkt 1.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej i przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność w zakresie obrotu energią elektryczną tworzą grupę taryfową dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, będących jednostkami ochrony przeciwpożarowej, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2021 r. o ochotniczych strażach pożarnych (Dz. U. poz. 2490 oraz z 2022 r. poz. 1301 i 1964).

§ 7. 1. Odbiorcę, który pobiera energię elektryczną:

- 1) z kilku miejsc dostarczania tej energii położonych w sieci o różnych poziomach napięć, zalicza się do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc,
 - 2) z kilku miejsc dostarczania energii elektrycznej położonych w sieci o jednakowych poziomach napięć, można zaliczyć do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc, chyba że energia elektryczna jest pobierana do zasilania jednego zespołu urządzeń z więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej na tym samym poziomie napięcia, wówczas odbiorca ten wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania energii elektrycznej
- zgodnie z kryteriami podziału odbiorców na grupy taryfowe przyjętymi w danym przedsiębiorstwie energetycznym.

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

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

Rozdział 3

Sposób kalkulacji cen i stawek opłat

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

§ 9. Uwzględniane w kalkulacji cen lub stawek opłat, o których mowa w § 8, koszty uzasadnione w odniesieniu do wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej – stanowią planowane na dany rok koszty uzasadnione przedsiębiorstwa energetycznego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu energią elektryczną – stanowią planowane na dany rok koszty uzasadnione, o których mowa w § 20 ust. 1.

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

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

2. Podstawę weryfikacji:

- 1) kosztów, o których mowa w § 9, stanowią porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok ustalania taryfy, określone na podstawie sprawozdań finansowych w odniesieniu do poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej zgodnie z art. 44 ust. 2 ustawy;
- 2) planowanej ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 2, stanowią ilości energii elektrycznej wynikające z poprzednich okresów, a także wielkości mocy umownej.

3. Podstawę weryfikacji kosztów, o których mowa w § 9, mogą stanowić porównywalne koszty wykonywania działalności gospodarczej w przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących tego samego rodzaju działalność gospodarczą w zbliżonych warunkach.

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

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

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

- 1) ceny energii elektrycznej – na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4, wyrażone w zł/MWh lub w zł/kWh;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy – na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3, wyrażone w zł/MW/h lub w 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 za usługi systemowe mogą być kalkulowane z podziałem na:

- 1) składnik stały – za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w zł/h lub w zł/miesiąc, lub w zł/MW/h, lub w zł/kW/h, lub w zł/MW/miesiąc, lub w zł/kW/miesiąc;
- 2) składnik zmienny – za świadczenie usług systemowych, wyrażony w zł/MWh lub w 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 na każdy rok okresu regulacji, wyrażone w zł, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4,
- P_{dwi} – moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wyrażoną w MW/h lub w kW/h, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży w każdym roku okresu regulacji,
- P_{dri} – moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek wyrażoną w MW/h lub w kW/h, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w każdym roku okresu regulacji,
- n – liczbę godzin planowaną w odniesieniu do mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem „ P_{dwi} ” albo do mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem „ P_{dri} ”, w każdym roku okresu regulacji.

4. Jednostkowe koszty zmienne, oznaczone symbolem „ k_{jz} ”, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{zp} – koszty paliwa, wyrażone w zł, łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w każdym roku okresu regulacji, dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek,
- K_{ze} – koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska oraz składowanie odpadów paleniskowych, wyrażone w zł, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji,

- K_{zw} – pozostałe koszty zmienne, wyrażone w zł, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji,
- E_{jw} – ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży, wyrażoną w MWh lub w kWh, wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w każdym roku okresu regulacji.

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

- 1) I, II, III oraz VI – 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, V oraz VI – przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci – na podstawie stawek opłat kalkulowanych zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 2 ustawy oraz w zależności od rodzaju tych stawek odpowiednio do wielkości mocy przyłączeniowej, długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka (napowietrzny lub kablowy).

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 2, w odniesieniu do 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 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 tej obudowie funkcjonalnie oddzielne szafki złączowe i pomiarowe lub szafki pomiarowe.

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

5. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgadnianie dokumentacji, uzyskanie pozwoleń na budowę, zakup materiałów do budowy odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci, z uwzględnieniem długości tych odcinków, roboty budowlano-montażowe wraz z nadzorem, wykonanie niezbędnych prób, koszty sporządzenia ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, a także koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcia terenu, niezbędne do budowy lub eksploatacji urządzeń.

6. Podmiot przyłączany do sieci może wybrać, czy będzie zastosowane przyłącze napowietrzne czy kablowe, jeżeli wykonanie danego rodzaju przyłącza jest możliwe ze względów technicznych.

7. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania opłatę za przyłączenie do sieci ustala się w sposób określony w ust. 1–5, z wyłączeniem opłaty za przyłączenie do sieci zasilania rezerwowego, którą ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów związanych z tym przyłączeniem.

8. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej dokonane na wniosek danego podmiotu zaliczonego do jednej z grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1:

- 1) pkt 1 – pobiera się opłatę ustaloną zgodnie z tym przepisem;
- 2) pkt 2 – pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej.

9. Za wymianę lub przebudowę przyłącza bez zwiększenia jego mocy przyłączeniowej dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu, opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów związanych z tą wymianą lub przebudową.

10. Za wymianę lub przebudowę przyłącza związaną ze zwiększeniem jego mocy przyłączeniowej dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu zaliczonego do jednej z grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1:

- 1) pkt 1 – pobiera się opłatę stanowiącą sumę rzeczywistych nakładów poniesionych na wymianę lub przebudowę tego przyłącza ustalonych w odniesieniu do dotychczasowej wielkości mocy przyłączeniowej i opłaty za przyrost mocy przyłączeniowej ustalonej zgodnie z tym przepisem;
- 2) pkt 2 – pobiera się opłatę obliczoną jako sumę rzeczywistych nakładów poniesionych na wymianę lub przebudowę tego przyłącza ustalonych w odniesieniu do dotychczasowej wielkości mocy przyłączeniowej i opłaty za przyrost mocy wynikającej z iloczynu stawki opłaty ustalonej w taryfie, w zależności od rodzaju przyłącza (napowietrzne lub kablowe) i przyrostu mocy przyłączeniowej.

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

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

2. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1:

- 1) pkt 2, zwane dalej „stawkami jakościowymi”,
- 2) pkt 3, zwane dalej „stawkami rynkowymi”

– kalkuluje się jako jednoskładnikowe.

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

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

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

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

6. Stawki abonamentowe różnicuje się w zależności od długości okresu rozliczeniowego.

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

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

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

9. W przypadku prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w art. 2 pkt 27a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383 i 2370), jako energię elektryczną pobraną w miejscu dostarczania tej energii, przyjmowaną do kalkulacji i prowadzenia rozliczeń w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, przyjmuje się energię sumarycznie zbilansowaną, o której mowa w art. 4 ust. 2b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, gdy wynik tego bilansowania jest większy od zera.

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

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

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

3. Stawki sieciowe kalkuluje się dla danej grupy taryfowej na podstawie kosztów uzasadnionych, w tym kosztów instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

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

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

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej, lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych lub sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 3) stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy.

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

- 2) energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyrażony w zł/miesiąc:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

n_G – liczbę układów pomiarowo-rozliczeniowych w gospodarstwach domowych.

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej, oznaczony symbolem „ S_{ZVn} ”, wyrażony w zł/MWh lub w 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, wyrażoną w MWh lub w kWh; ilość energii elektrycznej planowanej do pobrania z sieci przesyłowej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który ma co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, wyznacza się w tych miejscach dostarczania w sposób, o którym mowa w § 14 ust. 8.

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

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

7. Wartość mocy umownej dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego mającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i stosowaną w rozliczeniach zgodnie z § 25, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania energii elektrycznej, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodzennych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej w sposób określony w ust. 9.

8. Wartość mocy umownej przyjmowanej do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i stosowanej w rozliczeniach zgodnie z § 29 ust. 1 za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej między operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy ma co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodzennych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{SJ} – koszty utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej dla każdego roku okresu regulacji,

E_{SJ} – ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, wyrażoną w MWh lub w kWh.

2. Koszty utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej obejmują koszty:

- 1) planowanych do zakupu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędnych:
 - a) rezerw mocy i usług systemowych – w wysokości kosztów ich zakupu,
 - b) ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw tej energii – określone jako różnica między wysokością płatności za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii w ramach bilansowania systemu;
- 2) poniesione przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy:
 - a) związane z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy,
 - b) wskazane w art. 11d ust. 5 ustawy,
 - c) wynikające ze stosowania przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a oraz 7 ustawy,
 - d) działań, o których mowa w art. 11c ust. 2 ustawy.

§ 18. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji przez tego operatora, wynikających z rekompensat, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 2019/943, w części dotyczącej wymiany energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi tych państw, których operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych nie są objęci tymi rekompensatami.

2. Stawkę rynkową oznaczoną symbolem „ S_r ”, wyrażoną w zł/MWh lub w zł/kWh, kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

E_{zk} – ilość energii elektrycznej planowanej do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw, których operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych nie są objęci rekompensatami, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 2019/943.

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

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej;
- 2) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 5) przeniesienie licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne, uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone, miejsce w obrębie tego samego obiektu;
- 6) nadzór nad wykonawcami niezależnymi od tego przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującymi prace w pobliżu urządzeń elektroenergetycznych będących jego własnością lub na tych urządzeniach;
- 7) wyłączenie napięcia, przygotowanie miejsca pracy dla wykonawców, o których mowa w pkt 6, oraz likwidację tego miejsca i ponowne podłączenie urządzeń do sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 8) założenie plomb przedsiębiorstwa energetycznego na urządzeniach podlegających oplombowaniu, w tym po naprawie, remoncie lub konserwacji instalacji;
- 9) montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego, instalowanego w celu sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci.

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

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

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

- 1) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa:
 - a) w art. 52 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
 - b) w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166);
- 2) zakupu energii elektrycznej, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zgodnie z art. 41 ust. 1, art. 42 ust. 1 i art. 92 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- 3) uzyskania i umorzenia świadectw, o których mowa:
 - a) w art. 44 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
 - b) w art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

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

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

4. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną nie uwzględnia podatku akcyzowego w kalkulacji ceny energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1.

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Kw_n , Kw_{n-1} – uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od tego przedsiębiorstwa warunki wykonywania działalności gospodarczej, które na poszczególne lata okresu regulacji wyznacza się w szczególności przy zastosowaniu metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy; w pierwszym roku okresu regulacji koszty oznaczone symbolem „ Kw_{n-1} ” są równe kosztom z roku poprzedzającego rok, w którym taryfa jest przedkładana do zatwierdzenia,
- X_n – współczynniki korekcyjne, wyrażone w %, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, które są ustalane jednorazowo na poszczególne lata w roku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia albo na początku okresu regulacji; współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji uwzględnia się w zależności od działalności gospodarczej wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne odpowiednio w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach,
- RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, wyrażony w %, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sporządzenia taryfy, który jest określany w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

2. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen lub stawek opłat na dany rok okresu regulacji będących wynikiem zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego lub poprawy efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa, ustala się w odniesieniu do poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „Y”, tak aby był spełniony warunek wyrażony 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 wykonywanej działalności gospodarczej, które ustala się w sposób określony w ust. 3,
- Y_n – współczynnik korekcyjny, który jest ustalany corocznie i uwzględniany w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach, określający zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego warunków danego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztu zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych, wielkości i struktury sprzedaży energii elektrycznej oraz obciążeń podatkowych, lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa.

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

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

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

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4, ustalenia cen wskaźnikowych, o którym mowa w ust. 3, dokonuje się z uwzględnieniem wyłącznie cen lub stawek opłat określonych w taryfie.

§ 22. 1. Przychód pokrywający koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału, ustalany na każdy rok okresu regulacji, uwzględnia przychody uzyskane:

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

2. W przychodach, o których mowa w ust. 1 pkt 4 i 5, uwzględnia się stosunek wielkości uzyskanych przychodów do wielkości kosztów poniesionych na świadczenie czynności, o których mowa w tych przepisach.

3. W przychodzie pokrywającym koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału nie uwzględnia się bonifikat oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 2) z tytułu wykonywania czynności dotyczących wznowienia dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie dostarczania tej energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w art. 6b ust. 1, 2 i 4 ustawy.

4. Ustalenia przychodu pokrywającego koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego dokonuje się z uwzględnieniem salda konta regulacyjnego, o którym mowa w § 23.

§ 23. 1. Saldo konta regulacyjnego oblicza się według wzoru:

$$KR_n = (O_{dp\ n-2} - O_{dr\ n-2})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KR_n – saldo konta regulacyjnego dla taryfy na rok okresu regulacji „n” wyrażone w zł,

$O_{dp\ n-2}$ – sumę przyjętego w taryfie na rok okresu regulacji „n-2” planowanego przychodu, wyrażonego w zł, będącego podstawą kalkulacji na 12 kolejnych miesiący stawek opłat z tytułu poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz planowanych na ten okres przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2–5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z tytułu opłaty jakościowej,

$O_{dr\ n-2}$ – sumę rzeczywiście uzyskanego w roku okresu regulacji „n-2” przychodu, wyrażonego w zł, w okresie kolejnych 12 kolejnych miesięcy, z tytułu poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2–5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z tytułu opłaty jakościowej.

2. W przypadku gdy uwzględnienie salda konta regulacyjnego mogłoby spowodować zmianę jednostkowego planowanego przychodu, wyrażonego w zł/MWh, określonego na rok okresu regulacji „n” w sposób wskazany w § 22, z uwzględnieniem planowanego na ten okres wolumenu dostaw energii elektrycznej, więcej niż o 2% w roku okresu regulacji „n”, uwzględnia się część salda tego konta w wysokości odpowiadającej 2% przychodu określonego na rok okresu regulacji „n”, wyrażonego w zł, a pozostałą część salda konta regulacyjnego nieuwzględnionego w przychodzie określonym na rok okresu regulacji „n” w sposób wskazany w § 22 uwzględnia się w taryfie na kolejny rok okresu regulacji „n+1”.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 24. 1. Rozliczenia z odbiorcami i między przedsiębiorstwami energetycznymi z tytułu dostarczonej energii elektrycznej lub świadczonych usług 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.

§ 25. 1. Opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w odniesieniu do danego poziomu napięć znamionowych w okresie rozliczeniowym, oblicza się, z zastrzeżeniem § 27–29, według wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \times P_i + \sum_{m=1}^R S_{ZVnm} \times E_{oim} + k_{os} \times S_{oSJ} \times E_{os} + k_{ok} \times S_{oSJ} \times E_{ok} + S_r \times E_{wp} + O_{ab}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{poi} – opłatę, wyrażoną w zł, za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obliczoną dla danego odbiorcy, w tym:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej – w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej w celu innym niż jej magazynowanie;
- 4) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe,

S_{SVn} – składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy, wyrażony w zł/MW lub w zł/kW mocy umownej lub w zł/miesiąc, w odniesieniu do 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, wyrażoną w MW lub w kW lub w miesiącach dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym,

S_{ZVnm} – składnik zmienny stawki sieciowej dla danej rozliczeniowej strefy czasowej (strefa czasowa m), wyrażony w zł/MWh lub w zł/kWh,

R – liczbę rozliczeniowych stref czasowych,

E_{oim} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez danego odbiorcę w rozliczeniowej strefie czasowej m, w tym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorem oraz przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi kompleksowe, wyrażoną w MWh lub w kWh w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie,

k_{os} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 26 ust. 2 pkt 1,

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

E_{os} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 26 ust. 2 pkt 1, wyrażoną w MWh lub w kWh,

k_{ok} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalony w sposób określony w § 26 ust. 2 pkt 2,

E_{ok} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 26 ust. 2 pkt 2, wyrażoną w MWh lub w kWh,

S_r – stawkę rynkową wyrażoną w zł/MWh lub w zł/kWh,

E_{wp} – ilość energii elektrycznej, wyrażonej w MWh lub w kWh za okres rozliczeniowy, przeznaczonej do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw, o których mowa w § 18 ust. 1, określoną w umowach sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych właściwemu operatorowi,

O_{ab} – opłatę abonamentową, wyrażoną w zł, uwzględniającą długość okresu rozliczeniowego oraz stawkę abonamentową.

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

§ 26. 1. Ilości energii elektrycznej, oznaczone symbolami „ E_{os} ” i „ E_{ok} ”, o których mowa w § 25, zużyte przez odbiorców końcowych oblicza się dla:

- 1) wytwórcy energii elektrycznej przyłączonego do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem, przyłączonym do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, którzy są przyłączeni do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy i do sieci tego przedsiębiorstwa;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej przyłączonego do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem, przyłączonym do urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, którzy są przyłączeni do urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw;
- 3) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego niemającego miejsc dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędących operatorami przyłączonymi do sieci tego operatora, energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej obliczonej dla przedsiębiorstw, o których mowa w pkt 2, przyłączonych do sieci tego operatora, ilości energii elektrycznej obliczonej dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przyłączonych do sieci tego operatora, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 6;
- 4) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego miejsca dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędących operatorami przyłączonymi do sieci tego operatora, energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej obliczonej dla przedsiębiorstw, o których mowa w pkt 2, przyłączonych do sieci tego operatora, ilości energii elektrycznej obliczonej dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przyłączonych do sieci tego operatora, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 6;
- 5) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, energii elektrycznej obliczonej dla przedsiębiorstw, o których mowa w pkt 2, przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 6;
- 6) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe na rzecz odbiorców końcowych i przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej – jako sumę energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców końcowych i ilości energii elektrycznej obliczonej dla przedsiębiorstw energetycznych, dla których przedsiębiorstwo świadczy usługi kompleksowe.

2. Współczynniki oznaczone symbolami „ k_{os} ” i „ k_{ok} ”, o których mowa w § 25 ust. 1, ustala się dla odbiorców końcowych:

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

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

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

3. Wytwórca energii elektrycznej przyłączony do sieci operatora systemu elektroenergetycznego lub do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, sprzedający energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem przyłączonym do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy, lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej przyłączonemu do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy, pobiera od odbiorcy lub przedsiębiorstwa energetycznego opłatę wynikającą ze stawki jakościowej obliczoną według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{os} – opłatę wynikającą ze stawki jakościowej,

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

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

E_{os} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, zużyta przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 2 pkt 1,

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

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

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

5. Energii elektrycznej kupowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części, w jakiej ta energia jest zużywana przez to przedsiębiorstwo na potrzeby własne związane z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i na pokrywanie strat powstałych w sieciach podczas przesyłania lub dystrybucji tej energii do odbiorców, dla których to przedsiębiorstwo stosuje taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, nie uwzględnia się w ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której stosuje się stawkę jakościową.

6. Energię elektryczną kupowaną przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, zużywaną przez to przedsiębiorstwo na potrzeby inne niż określone w ust. 5, uwzględnia się w ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której stosuje się stawkę jakościową.

7. Energii elektrycznej kupowanej w celu jej magazynowania nie uwzględnia się w ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której stosuje się stawkę jakościową.

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

- E_{os} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, zużyta przez odbiorców końcowych, o których mowa w § 26 ust. 2 pkt 1,
- k_{ok} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalony w sposób określony w § 26 ust. 2 pkt 2,
- E_{okw} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, zużyta przez odbiorców końcowych przyłączonych do urządzeń, instalacji lub sieci wytwórcy energii elektrycznej przyłączonego do sieci operatora systemu elektroenergetycznego oraz do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w § 26 ust. 2 pkt 1.

2. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej, wyrażoną w zł za okres rozliczeniowy, oznaczoną symbolem „ O_{pn} ”, w odniesieniu do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się sprzedażą energią elektryczną lub obrotem tą energią oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_r – stawkę rynkową wyrażoną w zł/MWh lub w zł/kWh,
- E_{wp} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh za okres rozliczeniowy, przeznaczoną do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw niebędących członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do właściwego operatora.

§ 28. 1. Opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w celu jej magazynowania, wyrażoną w zł za okres rozliczeniowy, oznaczoną symbolem „ O_{mee} ”, w odniesieniu do magazynu energii elektrycznej, oblicza się według wzoru:

$$O_{mee} = S_{SVn} \cdot P_p \cdot K + \sum_{m=1}^R \left(S_{ZVnm} \cdot \frac{E_{pm}}{\sum_{m=1}^R E_{pm}} \cdot \max(E_p - E_w; 0) \right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{SVn} – składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy wyrażony w zł/MW lub w zł/kW mocy umownej,
- P_p – moc umowną określoną dla magazynu energii elektrycznej wyrażoną w MW lub w kW,
- K – współczynnik pomniejszający moc umowną obliczony według wzoru określonego w ust. 4,
- S_{ZVnm} – składnik zmienny stawki sieciowej dla rozliczeniowej strefy czasowej m wyrażony w zł/MWh lub w zł/kWh,
- R – liczbę rozliczeniowych stref czasowych,
- E_{pm} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej w rozliczeniowej strefie czasowej m w okresie rozliczeniowym,
- E_p – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym,
- E_w – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym.

2. Ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej będący częścią elektrowni szczytowo-pompowej z dopływem naturalnym oblicza się według wzoru:

$$E_w = E_{ESpd} \frac{V_p}{V_c}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{ESpd} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wprowadzonej do sieci przez elektrownię szczytowo-pompową z dopływem naturalnym w okresie rozliczeniowym,
- V_p – objętość wody, wyrażoną w m³, przepompowanej przez turbiny elektrowni wodnej w okresie rozliczeniowym ustaloną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody przepompowanej,
- V_c – objętość całkowitą wody, wyrażoną w m³, pobranej przez turbiny elektrowni wodnej w okresie rozliczeniowym ustaloną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody pobranej.

3. W przypadku gdy nie ma możliwości dokonania pomiarów objętości wody V_p i V_c w okresie przeprowadzania kalibrowania, serwisowania lub innych niezbędnych czynności eksploatacyjnych urządzeń służących do pomiaru strumienia objętości wody, ustalenia objętości wody przepompowanej i wody pobranej przez turbiny do celów, o których mowa w ust. 2, dokonuje się przy wykorzystaniu metod pośrednich zgodnie z charakterystyką energetyczną hydrozespołów. Okres ten nie może trwać dłużej niż 336 godzin w roku.

4. Współczynnik pomniejszający moc umowną oblicza się, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku, odrębnie dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej do magazynu energii elektrycznej, według wzoru:

$$K = 1 - \min\left(\frac{E_w}{E_p}; 1\right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_w – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym; dla magazynu energii elektrycznej będącego częścią elektrowni szczytowo-pompowej z dopływem naturalnym ilość energii wprowadzonej do sieci oblicza się według wzoru określonego w ust. 2 łącznie dla wszystkich rozliczeniowych stref czasowych,
- E_p – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh, pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym.

5. Ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej oraz ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez magazyn energii elektrycznej ustala się na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynu energii elektrycznej.

6. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana w miejscu dostarczania również na inne cele niż magazynowanie energii elektrycznej, ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, o których mowa w ust. 5, pomniejsza się o ilości energii elektrycznej pobieranej na cele inne niż magazynowanie energii elektrycznej, które ustala się na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

7. W przypadku magazynu energii elektrycznej będącego częścią jednostki wytwórczej, z wyłączeniem mikroinstalacji, ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w okresie rozliczeniowym ustala się jako sumę energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci, wyznaczonych dla każdego okresu rozliczenia niezbilansowania na podstawie:

- 1) ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 5 i 6,
- 2) wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych mierzących energię elektryczną:
 - a) pobraną i oddaną w miejscu przyłączenia do sieci,
 - b) wytwarzaną przez jednostkę wytwórczą

– z uwzględnieniem proporcjonalnego udziału energii elektrycznej pobranej przez magazyn energii elektrycznej z sieci w całości energii elektrycznej pobranej przez magazyn energii elektrycznej oraz odpowiednio proporcjonalnego udziału energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej w sumie energii elektrycznej wprowadzonej przez ten magazyn i wytworzonej w jednostce wytwórczej.

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{svn} – składnik stały stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej wyrażony w zł/MW lub w zł/kW,
- P_{vi} – moc umowną, wyrażoną w MW lub w kW, określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych,
- S_{zvn} – składnik zmienny stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej wyrażony w zł/MWh lub w zł/kWh,

- E_{pi} – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh lub w kWh za okres rozliczeniowy, pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią elektryczną pobraną i oddaną,
- m_p – liczbę połączeń sieciowych na tym samym poziomie napięć znamionowych między operatorami systemów dystrybucyjnych.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który nie ma co najmniej dwóch sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej połączonych siecią tego operatora, dokonuje rozliczenia opłaty za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej obliczonej w sposób określony w § 25 ust. 1 z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który ma co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, do którego sieci jest przyłączony.

3. W przypadku połączeń sieci dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których żaden nie ma co najmniej dwóch sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej połączonych siecią tego operatora, rozliczenia opłaty za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej dokonuje się w sposób określony w § 25 ust. 1, z tym że operatorem wnoszącym opłaty jest ten operator systemu dystrybucyjnego, w odniesieniu do którego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej drugiego operatora w roku kalendarzowym poprzedzającym rok stosowania taryfy była większa.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, różnicują ceny energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży ze względu na koszty obowiązkowego uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub koszty poniesionej opłaty zastępczej.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, różnicują ceny energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży ze względu na koszty obowiązkowego zakupu energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii.

§ 31. 1. Podstawę do zastosowania w rozliczeniach między przedsiębiorstwem energetycznym a sprzedawcą zróżnicowanych cen energii elektrycznej, o których mowa w § 30, stanowi informacja sporządzona za dany miesiąc i przekazana sprzedawcy do 10. dnia miesiąca następującego po miesiącu, za jaki ta informacja jest sporządzana.

2. W informacji, o której mowa w ust. 1, wskazuje się ilości energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne i energii elektrycznej odsprzedanej odbiorcom z podziałem na miejsca dostarczania tej energii.

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

4. Ilości energii elektrycznej wskazane w informacji, o której mowa w ust. 1, zużytej na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym okresie rozliczeniowym i energii elektrycznej odsprzedanej odbiorcom przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa nie mogą być większe od ilości energii elektrycznej wykazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, na podstawie którego są dokonywane rozliczenia między tym przedsiębiorstwem a sprzedawcą.

§ 32. 1. W rozliczeniu z odbiorcami przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową stosuje w zakresie:

- 1) obrotu energią elektryczną – cenę tej energii ustaloną zgodnie z § 20;
- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej – stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryf obowiązujących w przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego sieci jest przyłączony dany odbiorca.

2. Odbiorca zaliczony do grupy taryfowej, o której mowa w § 6 ust. 4, jest rozliczany za zużytą energię elektryczną według cennika sprzedawcy energii elektrycznej, z którym zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową.

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

§ 34. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych określonych w taryfie i uzgodnionych w zawartej umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

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

3. Okres rozliczeniowy dla odbiorców zaliczonych do grup przyłączeniowych I–IV nie może być dłuższy niż 2 miesiące, a dla odbiorców zaliczonych do V grupy przyłączeniowej – dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową są skorelowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do jego sieci.

4. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w tym okresie mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, ustalonego na podstawie zużycia wyznaczonego na podstawie rzeczywistych odczytów urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych dokonanych w analogicznym okresie poprzedniego roku kalendarzowego.

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

6. Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia odbiorcy końcowemu możliwość dostępu do informacji dotyczących rozliczeń dokonywanych w postaci elektronicznej oraz do faktur elektronicznych.

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

2. W przypadku prowadzenia rozliczeń w sposób, o którym mowa w ust. 1, te rozliczenia są po zakończeniu okresu rozliczeniowego korygowane zgodnie z postanowieniami taryfy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na podstawie danych rzeczywistych określonych w sposób, o którym mowa w § 26 ust. 1.

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

- 1) nadpłata jest zaliczana na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, chyba że odbiorca zażąda zwrotu tej nadpłaty;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury wystawionej odbiorcy za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 37. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, które świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe do faktury wystawionej odbiorcy dołącza rozliczenie, które zawiera co najmniej następujące informacje:

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

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, będące sprzedawcą z urzędu, ustalające taryfę dla energii elektrycznej, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, dołącza do faktury wystawianej odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o strukturze procentowej kosztów, z zaokrągleniem do pełnego procenta, zawierającą:

- 1) szacowany udział iloczynu ceny uprawnienia do emisji w rozumieniu art. 3 pkt 22 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1092, 1576 i 1967), zwanego dalej „uprawnieniami do emisji”, oraz liczby nabywanych uprawnień w cenie hurtowej energii elektrycznej w roku dostawy będącym rokiem, na który została zatwierdzona obowiązująca taryfa, obliczony według wzoru, o którym mowa w ust. 4;

- 2) udział łącznych kosztów, o których mowa w § 20 ust. 2 pkt 1 i 3, w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 3) udział kosztów, o których mowa w § 20 ust. 3, w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 4) udział marży w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 5) udział podatku akcyzowego w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 6) udział pozostałych kosztów w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy.

3. Do obliczenia struktury procentowej kosztów w zakresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 2–6, stosuje się poziom kosztów i marży wskazanych w tej wersji wniosku o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej, która stanowiła podstawę zatwierdzenia tej taryfy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

4. Szacowany udział iloczynu ceny uprawnień do emisji oraz liczby nabywanych uprawnień w cenie hurtowej energii elektrycznej w roku dostawy, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się według wzoru:

$$P_{EUA,y} = \frac{\frac{\sum_{d=ds}^{dk} RC_d^{CO_2} \times VE_d}{\sum_{d=ds}^{dk} VE_d} \times \frac{E_{y-3}^{CO_2}}{PE_{y-3}}}{\frac{\sum p \sum_{d=ds}^{dk} C_{p,d} \times VE_{p,d}}{\sum_{d=ds}^{dk} VE_d}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$P_{EUA,y}$ – szacowany udział iloczynu ceny uprawnień do emisji oraz liczby nabywanych uprawnień w cenie hurtowej energii elektrycznej w roku dostawy y wyrażony w %,

y – rok dostawy będący rokiem, na który została zatwierdzona obowiązująca taryfa,

d – dzień roboczy, w którym obrót produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) w odniesieniu do energii elektrycznej dla roku dostawy y na giełdzie towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 170, 1488 i 1933), zwanej dalej „giełdą towarową”, był większy od zera,

ds – pierwszy dzień roboczy roku $y - 1$, w którym obrót produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) w odniesieniu do energii elektrycznej dla roku dostawy y na giełdzie towarowej był większy od zera,

dk – ostatni dzień roboczy roku $y - 1$, w którym obrót produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) w odniesieniu do energii elektrycznej dla roku dostawy y na giełdzie towarowej był większy od zera,

$RC_d^{CO_2}$ – rozliczeniową cenę uprawnień do emisji CO_2 w dniu d , wyrażoną w zł/kg CO_2 , publikowaną przez operatora systemu przesyłowego,

VE_d – sumę wolumenu obrotu produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) w odniesieniu do energii elektrycznej dla roku dostawy y w dniu d na giełdzie towarowej wyrażoną w MWh,

$VE_{p,d}$ – wolumen obrotu produktem terminowym (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) w odniesieniu do energii elektrycznej p dla roku dostawy y w dniu d na giełdzie towarowej wyrażony w MWh,

$C_{p,d}$ – kurs zamknięcia produktu terminowego w odniesieniu do energii elektrycznej p dla roku dostawy y w dniu d na giełdzie towarowej wyrażony w zł/MWh,

$E_{y-3}^{CO_2}$ – sumę emisji elektrowni ciepłych konwencjonalnych (zawodowych, bez elektrociepłowni) w Rzeczypospolitej Polskiej, wyrażoną w t CO_2 , publikowaną przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami,

PE_{y-3} – sumę produkcji energii elektrycznej elektrowni ciepłych konwencjonalnych (zawodowych, bez elektrociepłowni) w Rzeczypospolitej Polskiej, wyrażoną w MWh, publikowaną przez Agencję Rynku Energii S.A.

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

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

3. Ilość energii elektrycznej przyjmowana do rozliczeń z odbiorcami, o których mowa w § 6 ust. 3, jest określona w zawartej umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej na podstawie wielkości mocy przyłączonych odbiorników energii elektrycznej i czasu trwania poboru tej energii.

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

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

3. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, chyba że odbiorca zażąda zwrotu tej nadpłaty.

§ 40. 1. Podstawę wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 39 ust. 1, stanowi wielkość błędu odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli ustalenie wielkości błędu, o którym mowa w ust. 1, jest niemożliwe, podstawę wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 39 ust. 1, stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczona na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy w poprzednim okresie rozliczeniowym pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta tych faktur.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawę wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 39 ust. 1, stanowi wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

4. W przypadkach, o których mowa w ust. 2 i 3, obliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 39 ust. 1, dokonuje się z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość poboru tej energii.

§ 41. 1. W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy, w wyniku którego zużycie energii elektrycznej było nieprawidłowo rejestrowane dłużej niż przez trzy miesiące, do rozliczeń przyjmuje się średniodobowe zużycie energii elektrycznej w porównywalnym okresie rozliczeniowym pomnożone przez liczbę dni, podczas których ten element układu był niesprawny, oraz stawki opłat z grupy taryfowej, do której był zaliczony odbiorca, chyba że umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa kompleksowa stanowią inaczej.

2. W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy, która uniemożliwia określenie ilości pobranej mocy maksymalnej, o której mowa w § 48, dłużej niż przez trzy miesiące, w rozliczeniach za zużycie tej mocy przyjmuje się wartości mocy przyłączeniowej, chyba że umowa sprzedaży lub umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa stanowią inaczej.

3. W przypadku trwającej dłużej niż jeden okres rozliczeniowy niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, będącego własnością odbiorcy, która uniemożliwia określenie ilości pobranej energii elektrycznej w strefach, do rozliczenia stosuje się stawki opłat z grupy taryfowej, według której jest możliwe dokonywanie rozliczeń na podstawie wskazań sprawnego urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego.

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ΔU – wartość odchylenia napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego wyrażoną w %,
 - A_T – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby wyrażoną w jednostkach energii,
 - C_T – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w okresie, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od dopuszczalnych poziomów odchyień napięcia od napięcia znamionowego, określonych w odrębnych przepisach, wyrażonych w zł za jednostkę energii;
- 2) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje w okresie doby bonifikata w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

2. W przypadku gdy w danym okresie nie były dotrzymane parametry jakościowe energii elektrycznej, a wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego uniemożliwiają 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 dostarczanej energii elektrycznej nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin dostarczania energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym.

§ 43. 1. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci:

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

2. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii tego samego dnia w poprzednim tygodniu, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej lub w odrębnych przepisach.

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

- 1) 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” – za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy;

- 2) 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- 3) 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii sieci;
- 4) 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za niepowiadomienie odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, w formie ogłoszeń prasowych lub internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób przyjęty na danym terenie;
- 5) 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za niepowiadomienie odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych lub telefonicznych lub za pomocą środka komunikacji elektronicznej;
- 6) 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za niepoinformowanie na piśmie 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, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem;
- 7) 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za niepoinformowanie na piśmie odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem;
- 8) 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za niepoinformowanie na piśmie 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, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem;
- 9) 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia czynności w sieci mających na celu umożliwienie bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac na obszarze oddziaływania tej sieci;
- 10) 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji o zasadach rozliczeń oraz o aktualnych taryfach;
- 11) 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za każdy dzień dłuższego niż czternaście dni terminu na rozpatrzenie wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń lub terminu na udzielenie odpowiedzi;
- 12) 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za każdy dzień dłuższego niż czternaście dni terminu na sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub terminu laboratoryjnego na sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 13) 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1 – za uniemożliwienie wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego układu pomiarowo-rozliczeniowego na wniosek odbiorcy złożony w terminie trzydziestu dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego.

§ 45. 1. Odbiorcom za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi tych odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela odbiorcom bonifikat, o których mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od:

- 1) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi tych odbiorców określonych w odrębnych przepisach;
- 2) dnia otrzymania wniosku tego odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 3) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub w zawartej umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 4) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub w zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV;

5) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt 4, w odniesieniu do innych odbiorców niż odbiorca, który złożył ten wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co odbiorca, który złożył ten wniosek, w odniesieniu do których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca zawarł umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowę kompleksową, zamieszcza na fakturze informację o dopuszczalnym czasie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca zawarł umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowę kompleksową, uwzględnia udzieloną bonifikatę w rozliczeniach za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 46. 1. Jeżeli podmiot pobiera energię elektryczną bez zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowy sprzedaży energii elektrycznej, albo umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub usługi kompleksowe może obciążyć ten podmiot opłatami w wysokości pięciokrotności stawek opłat określonych w taryfie dla jednostrefowej grupy taryfowej, do której ten podmiot byłby zaliczony, na podstawie kryteriów określonych w § 6 ust. 1, oraz w wysokości pięciokrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując taką ilość energii elektrycznej, która wynika z rzeczywistej możliwości pobrania energii elektrycznej przez ten podmiot wynikającej z mocy i rodzaju odbiorników energii elektrycznej zainstalowanych u tego podmiotu.

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

- 1) zostanie stwierdzone jak długo trwał okres nielegalnego pobierania energii elektrycznej – w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zaliczony ten odbiorca, oraz w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując taką wielkość mocy umownej i zużycia tej energii, jakie wystąpiłyby w analogicznym okresie przed rozpoczęciem stwierdzonego nielegalnego pobierania energii elektrycznej lub po ustaniu tego pobierania; opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej;
- 2) niemożliwe jest ustalenie ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej – w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zaliczony ten odbiorca, oraz w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując taką ilość energii elektrycznej, która wynika z rzeczywistej możliwości pobierania energii elektrycznej przez tego odbiorcę wynikającej z mocy i rodzaju odbiorników energii elektrycznej zainstalowanych u tego odbiorcy.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się dla okresu nieobjętego przedawnieniem, w którym zostało stwierdzone nielegalne pobieranie energii elektrycznej przez odbiorcę.

4. Ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 i ust. 2 pkt 2, nie mogą być większe od ryczałtowych ilości zużycia energii elektrycznej określonych w taryfach.

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

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego;
- 2) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie nowych plomb przedsiębiorstwa energetycznego na zabezpieczeniu głównym w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu w miejsce zerwanych przez tego odbiorcę plomb lub plomb przez niego uszkodzonych;
- 3) poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez tego odbiorcę plomb legalizacyjnych lub uszkodzenia tych plomb;
- 4) założenie na wskaźniku mocy piętnastominutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy plomby w miejsce plomby zerwanej lub uszkodzonej przez tego odbiorcę.

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

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

2. Rozliczeniami za pobór energii biernej są objęci odbiorcy zasilani z sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia. Takimi rozliczeniami mogą być objęci także odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

3. Opłacie podlega w okresie rozliczeniowym:

- 1) ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$, gdy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$,
- 2) ponadumowne wprowadzanie energii biernej określone jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi = 0$

– zmierzone w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru i wprowadzania tej energii, lub całodobowo – zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_b – opłatę za nadwyżkę energii biernej wyrażoną w zł,

k – ustaloną w taryfie krotność ceny C_{rk} ,

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,

$\text{tg}\varphi$ – współczynnik mocy wynikający z pobranej energii biernej,

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

A – energię czynną pobraną całodobowo lub w strefie czasowej, w której jest dokonywana kontrola poboru energii biernej, wyrażoną w MWh lub w kWh.

7. W uzasadnionych przypadkach, gdy występują szybkozmiennne obciążenia mocą bierną, rozliczenia ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ dokonuje się na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłata w okresie rozliczeniowym jest obliczana zgodnie z ust. 6, z uwzględnieniem współczynnika $\text{tg}\varphi$ obliczonego według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

A – energię czynną pobraną całodobowo lub w strefie czasowej, w której jest dokonywana kontrola poboru energii biernej, wyrażoną w MWh lub w kWh.

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

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

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

10. W przypadku gdy konfiguracja sieci oraz miejsce zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozpliwów mocy oraz energii biernej pobieranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego lub oddawanej do tej sieci, wielkość energii biernej podlegającej rozliczeniu ustala się na podstawie przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorcę lub niezależną jednostkę pomiarów właściwych w odniesieniu do miejsca dostarczania energii elektrycznej, w sposób przez nie uzgodniony, chyba że zawarta umowa stanowi inaczej.

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

2. Nadwyżki mocy czynnej wyznacza się w odniesieniu do każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach piętnastominutowych lub w odniesieniu do każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach godzinowych, jeżeli układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym, lub jako maksymalną wielkość tej nadwyżki mocy wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, jeżeli układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym i godzinowym.

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

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

4. Opłatę, o której mowa w ust. 3, ustala się i pobiera za każdy miesiąc, w którym nastąpiło przekroczenie mocy umownej, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, gdy opłatę ustala się i pobiera w okresie rozliczeniowym.

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

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

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

- 1) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który ma co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w odniesieniu do tych miejsc dostarczania tej energii;
- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy ma co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią danego operatora;
- 3) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a magazynem energii elektrycznej lub elektrownią szczytowo-pompową – gdy takie przekroczenie wynikało z polecenia operatora systemu wydanego z powodu innego niż swobodne bilansowanie.

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

§ 49. 1. W przypadku gdy jest zamawiana różna wielkość mocy umownej na poszczególne miesiące roku albo gdy moc umowna jest zmieniana w trakcie obowiązywania taryfy, szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa.

2. Jeżeli odbiorca za zgodą przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci są przyłączone jego urządzenia, instalacje lub sieci, dokonuje zmniejszenia mocy umownej, w rozliczeniach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej składnik stały stawki sieciowej powiększa się o 10% dla całego okresu objętego dokonaniem zmniejszeniem mocy umownej.

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

Rozdział 5

Przepis epizodyczny, przepisy przejściowe i przepis końcowy

§ 50. 1. W kosztach utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w § 17, stanowiących podstawę kalkulacji stawki jakościowej na 2023 r., a w przypadku, o którym mowa w ust. 4, również na 2024 r., uwzględnia się różnicę między kosztami poniesionymi w 2022 r., ustalonymi w sposób określony w ust. 3, a kosztami tego utrzymywania, których wysokość zależy od wysokości cen wymuszonej dostawy energii elektrycznej, cen wymuszonego odbioru energii elektrycznej oraz cen za uruchomienie w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy, w części wynikającej ze zmiany kosztów paliwa podstawowego, przyjmowanych zgodnie z zasadami określonymi w powyższych przepisach do ustalania tych cen, planowanymi do poniesienia, uwzględnionymi w kalkulacji stawki jakościowej na 2022 r.

2. Różnicę, o której mowa w ust. 1, uwzględnianą w kalkulacji stawki jakościowej na 2023 r., oblicza się według wzoru:

$$\text{RKSJ}_{2022} = (\text{KSJ}_{\text{pw}}_{2022} - \text{KSJ}_{\text{p}}_{2022})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

RKSJ_{2022} – różnicę kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej w 2022 r., wyrażoną w zł,

$\text{KSJ}_{\text{pw}}_{2022}$ – sumę kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w § 17 ust. 1, ustalonych w sposób określony w ust. 3, poniesionych w 2022 r., wyrażoną w zł,

$\text{KSJ}_{\text{p}}_{2022}$ – sumę kosztów planowanych, o których mowa w § 17 ust. 1, uwzględnionych w kalkulacji stawki jakościowej na 2022 r., wyrażoną w zł.

3. Kwotę kosztów oznaczonych symbolem $\text{KSJ}_{\text{pw}}_{2022}$ określa się jako sumę kosztów poniesionych w okresie od dnia 1 stycznia 2022 r. do końca ostatniego dnia miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym jest opracowywana prognoza wykonania kosztów w 2022 r., oraz kosztów prognozowanych na pozostały okres 2022 r., ustalonych na podstawie kosztów poniesionych w okresie do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym jest opracowywana ta prognoza, oraz prognozowanych cen i warunków pracy sieci.

4. W przypadku gdy uwzględnienie różnicy, o której mowa w ust. 1, mogłoby spowodować zmianę stawki opłaty jakościowej w stosunku do stawki obowiązującej w 2022 r. o więcej niż 50%, to w kalkulacji stawki jakościowej na:

- 1) 2023 r. uwzględnia się część tej różnicy w wysokości odpowiadającej 50% iloczynu stawki opłaty jakościowej obowiązującej w 2022 r. oraz ilości energii elektrycznej planowanej do zużycia przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o której mowa w § 17, przyjętej do kalkulacji stawki jakościowej na 2023 r.;
- 2) 2024 r. uwzględnia się pozostałą część różnicy, o której mowa w pkt 1, i oblicza się ją według wzoru:

$$\text{RKSJ}_{2022/2023} = (\text{KSJ}_{\text{w}}_{2022} - \text{KSJ}_{\text{p}}_{2022}) - \text{RKSJ}_{2022}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\text{RKSJ}_{2022/2023}$ – różnicę kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej w 2022 r., nieuwzględnioną w kalkulacji stawki jakościowej na 2023 r., wyrażoną w zł,

$\text{KSJ}_{\text{w}}_{2022}$ – sumę kosztów, o których mowa w § 17 ust. 1, poniesionych w 2022 r., wyrażoną w zł,

KSJ_p 2022 – sumę kosztów planowanych, o których mowa w § 17 ust. 1, uwzględnionych w kalkulacji stawki jakościowej na 2022 r., wyrażoną w zł,

RKSJ 2022 – różnicę kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej w 2022 r., uwzględnioną w kalkulacji stawki jakościowej na 2023 r., wyrażoną w zł.

§ 51. 1. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia stosuje się przepisy rozporządzenia.

2. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące w dniu wejścia w życie rozporządzenia lub zatwierdzone przed tym dniem obowiązują przez okres określony w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających te taryfy, nie dłużej jednak niż przez okres 6 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia.

§ 52. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.⁶⁾

Minister Klimatu i Środowiska: *A. Moskwa*

⁶⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 503, z 2020 r. poz. 2053 oraz z 2022 r. poz. 27), które zgodnie z art. 55 ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2021 r. o ochotniczych strażach pożarnych (Dz. U. poz. 2490 oraz z 2022 r. poz. 1301 i 1964) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.