



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
IV kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM 10-107-04

Druk nr 3135
Warszawa, 22 lipca 2004 r.

Pan
Józef Oleksy
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku,

Na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

**- o zmianie ustawy - Prawo energetyczne
wraz z projektami podstawowych aktów
wykonawczych.**

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

W załączeniu przedstawiam także opinię dotyczącą zgodności proponowanych regulacji z prawem Unii Europejskiej.

Jednocześnie uprzejmie informuję, że do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Gospodarki i Pracy.

Z szacunkiem

(-) Marek Belka

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne¹⁾

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875 i Nr 96, poz. 959), wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 1:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.”,

b) w ust. 3 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) wydobywania kopalin ze złóż oraz bezzbiornikowego magazynowania paliw w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. Nr 27, poz. 96, z późn. zm.²⁾);”;

2) w art. 3:

a) po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) paliwa gazowe – gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, niezależnie od ich przeznaczenia;”,

b) pkt 4 i 5 otrzymują brzmienie:

„4) przesyłanie – transport:

- a) paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych,
- b) paliw ciekłych siecią rurociągów,
- c) ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci
 - z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii;

5) dystrybucja:

- a) transport paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczenia odbiorcom,
- b) rozdział paliw ciekłych do odbiorców przyłączonych do sieci rurociągów,
- c) rozdział ciepła do odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej
 - z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii;”

c) po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu:

„6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem;”

d) po pkt 10 dodaje się pkt 10a i 10b w brzmieniu:

„10a) instalacja magazynowa – instalację używaną do magazynowania paliw gazowych, w tym bezzbiornikowy magazyn gazu ziemnego, będące własnością przedsiębiorstwa energetycznego lub eksploatowane przez to przedsiębiorstwo, włącznie z częścią instalacji skroplonego gazu ziemnego używaną do jego magazynowania, z wyłączeniem tej części instalacji, która jest wykorzystywana do działalności

produkcyjnej oraz instalacji służącej wyłącznie do realizacji zadań operatorów systemu przesyłowego gazowego;

- 10b) instalacja skroplonego gazu ziemnego – terminal przeznaczony do skraplania gazu ziemnego lub jego sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji, z wyłączeniem części instalacji służącej do magazynowania skroplonego gazu ziemnego i jego transportu w celu dostarczania tego gazu;”,
- e) pkt 11 otrzymuje brzmienie:
 - „11) sieci – instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstwa energetycznego;”,
- f) po pkt 11 dodaje się pkt 11a-11g w brzmieniu:
 - „11a) sieć przesyłowa – sieć gazową wysokich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich albo sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego;
 - 11b) sieć dystrybucyjna – sieć gazową wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich albo sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego;
 - 11c) sieć gazociągów kopalnianych (złożowych, kolektorowych i ekspedycyjnych) – gazociąg lub sieć gazociągów wykorzystywanych do transportu gazu ziemnego z jednego miejsca jego wydobycia lub większej liczby tych miejsc do zakładu oczyszczania i obróbki, do terminalu albo wykorzystywanych

do transportu gazu ziemnego do końcowego przeładunkowego terminalu przybrzeżnego;

- 11d) gazociąg międzysystemowy – gazociąg przesyłowy przebiegający przez granicę państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wyłącznie w celu połączenia krajowych systemów przesyłowych tych państw;
 - 11e) gazociąg bezpośredni – gazociąg, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego;
 - 11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych;
 - 11g) koordynowana sieć 110 kV – część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej;”;
- g) po pkt 12 dodaje się pkt 12a i 12b w brzmieniu:
- „12a) przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo – przedsiębiorstwo energetyczne lub grupa przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 3 rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz.Urz. WE L 024 z 29.01.2004), gdy przedsiębiorstwo to lub grupa tych przedsiębiorstw zajmuje się przynajmniej jedną z następujących działalności:
 - a) w zakresie paliw gazowych:

- przesyłaniem lub
- dystrybucją, lub
- magazynowaniem, lub
- skraplaniem
- a zarazem wytwarzaniem paliw gazowych lub ich sprzedażą, albo
- b) w zakresie energii elektrycznej:
 - przesyłaniem lub
 - dystrybucją
 - a zarazem wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej sprzedażą;
- 12b) użytkownik systemu – podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu albo podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu;”,
- h) po pkt 13 dodaje się pkt 13a i 13b w brzmieniu:
 - „13a) odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek;
 - 13b) odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych lub energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym;”,
- i) pkt 18 otrzymuje brzmienie:
 - „18) nielegalne pobieranie paliw lub energii – pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy;”,

j) po pkt 23 dodaje się pkt 23a i 23b w brzmieniu:

„23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą prowadzoną przez operatora systemu przesyłowego, w ramach świadczonych przez niego usług przesyłania, polegającą na równoważeniu bieżącego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii;

23b) zarządzanie ograniczeniami systemowymi – działalność gospodarczą prowadzoną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych przez niego usług przesyłania lub dystrybucji, w celu zapewnienia bezpiecznej pracy systemu gazowego albo bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 1-4, wymaganych parametrów technicznych paliw gazowych lub energii elektrycznej w przypadku wystąpienia

ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów;”

k) pkt 24-27 otrzymują brzmienie:

„24) operator systemu przesyłowego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację i remonty sieci przesyłowej oraz jej niezbędną rozbudowę, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi;

25) operator systemu dystrybucyjnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie

dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej oraz jej niezbędną rozbudowę, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi;

- 26) operator systemu magazynowania – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych, odpowiedzialne za eksploatację instalacji magazynowej;
- 27) operator systemu skraplania gazu ziemnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego, sprowadzaniem, wyładunkiem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego, odpowiedzialne za eksploatację instalacji tego gazu;”;

l) dodaje się pkt 28-32 w brzmieniu:

- „28) operator systemu połączonego – przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające systemami połączonymi gazowymi albo systemami połączonymi elektroenergetycznymi, w tym systemem przesyłowym i dystrybucyjnym albo systemem przesyłowym, dystrybucyjnym, magazynowania lub skraplania gazu ziemnego;
- 29) sprzedawca z urzędu – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, zobowiązane do świadczenia usług kompleksowych odbiorcom końcowym niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy;
- 30) usługa kompleksowa – usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi

przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych;

- 31) normalny układ pracy sieci – układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości dostarczanej energii elektrycznej użytkownikom tej sieci;
- 32) subsydiowanie skrośne – pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.”;

3) art. 4 otrzymuje brzmienie:

„Art. 4. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii, magazynowaniem paliw gazowych, w tym skroplonego gazu ziemnego, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego są obowiązane utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w te paliwa lub energię, w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom, o których mowa w art. 4h, oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub

energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.”;

4) art. 4a i 4b otrzymuje brzmienie:

„Art. 4a. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych jest obowiązane zapewniać odbiorcom, o których mowa w art. 4h ust. 1 pkt 2 i ust. 2, oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług magazynowania paliw gazowych polegających na magazynowaniu tych paliw w instalacjach magazynowych, w tym z wykorzystaniem pojemności magazynowych gazociągów, z wyłączeniem tej części pojemności gazociągów, która jest przeznaczona do realizacji zadań operatorów systemu przesyłowego; świadczenie usług magazynowania paliw gazowych odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

Art. 4b. 1. Przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego jest obowiązane, przestrzegając zasad bezpieczeństwa, warunków eksploatacji podłączonych źródeł, realizacji zawartych umów w zakresie sprzedaży wydobywanych kopalin, przy uwzględnieniu dostępnej albo możliwej do uzyskania przepustowości sieci gazociągów kopalnianych oraz ochrony środowiska, zapewniać odbiorcom, o których mowa w art. 4h ust. 1 pkt 2, i ust. 2, oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług transportu gazu ziemnego siecią gazociągów kopalnianych do miejsca ich dostarczenia wybranego przez odbiorcę lub przez przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą paliw gazowych; świadczenie usług

transportu gazu ziemnego odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

2. Przepisów ust. 1 nie stosuje się do tych części sieci gazociągów kopalnianych i instalacji, które są używane do lokalnej działalności wydobywczej na obszarze złoża, gdzie jest wydobywany gaz ziemny.
3. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem wydobytego gazu ziemnego może odmówić świadczenia usług, o których mowa w ust. 1, jeżeli:
 - 1) występuje brak zgodności parametrów technicznych gazociągów i instalacji lub parametrów jakościowych gazu ziemnego, których usunięcie nie jest technicznie lub ekonomicznie uzasadnione, albo
 - 2) świadczenie usług transportu gazu ziemnego:
 - a) mogłoby spowodować obniżenie obecnej lub planowanej wydajności produkcji gazu ziemnego lub ropy naftowej, lub
 - b) naruszałoby uzasadnione potrzeby właściciela sieci gazociągów kopalnianych lub przedsiębiorstwa zajmującego się transportem wydobytego gazu ziemnego w zakresie jego transportu lub uzdatniania, lub
 - c) naruszałoby uzasadnione potrzeby w tym zakresie użytkowników tych sieci.”;

5) po art. 4b dodaje się art. 4c-4h w brzmieniu:

„Art. 4c. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego przy użyciu instalacji skroplonego gazu ziemnego jest obowiązane, jeżeli jest to konieczne ze względów technicznych lub ekonomicznych, zapewniać odbiorcom,

o których mowa w art. 4h ust. 1 pkt 2 i ust. 2, oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego; świadczenie tych usług odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego.

2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do terminali skroplonego gazu ziemnego przeznaczonych do magazynowania tego gazu.

Art. 4d. 1. Świadczenie usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1 oraz art. 4c ust. 1, nie może obniżać niezawodności dostarczania i jakości paliw gazowych lub energii poniżej poziomu określonego w odrębnych przepisach oraz powodować niekorzystnej zmiany cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię i zakresu ich dostarczania odbiorcom przyłączonym do sieci, a także uniemożliwiać wywiązywanie się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.

2. Przepisów art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1 oraz art. 4c ust. 1 nie stosuje się do świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, magazynowania tych paliw i skraplania gazu ziemnego odbiorcom, o których mowa w art. 4h ust. 1 pkt 2 i ust. 2, jeżeli paliwa te lub energia dostarczane byłyby z systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego innego państwa, które nie nałożyło obowiązku świadczenia tych usług na działające w tym państwie przedsiębiorstwa lub gdy odbiorca, do którego paliwa gazowe lub energia elektryczna miałyby być dostarczane, nie jest uznany za

odbiorcę uprawnionego do korzystania z tych usług w tym państwie.

3. W przypadku odmowy świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1 oraz art. 4c ust. 1, z powodu nieuznania odbiorcy za uprawnionego do wyboru sprzedawcy w jednym z dwóch państw członkowskich Unii Europejskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – będącym stroną umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, na uzasadniony wniosek odbiorcy lub sprzedawcy, zwrócić się, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, do Komisji Europejskiej o zobowiązanie państwa, w którym odmówiono świadczenia tych usług, do realizacji żądanej usługi przesyłania lub dystrybucji.

Art. 4e. 1. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne lub przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego za pomocą sieci gazociągów kopalnianych odmówi zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, jest ono obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz zainteresowany podmiot, podając uzasadnienie odmowy.

2. W przypadku odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej operator systemu elektroenergetycznego, na żądanie podmiotu występującego o jej zawarcie, przedstawia temu podmiotowi

istotne informacje o działaniach jakie należy podjąć, aby wzmocnić sieć w celu umożliwienia zawarcia tej umowy; za opracowanie informacji może być pobrana opłata odzwierciedlająca koszty jej przygotowania.

- Art. 4f. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może odmówić świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji lub transportu gazu ziemnego, usługi magazynowania lub usługi skraplania gazu ziemnego, jeżeli świadczenie tych usług może spowodować dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo trudności finansowe lub ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów przewidujących obowiązek zapłaty za określoną ilość gazu ziemnego, niezależnie od ilości pobranego gazu, lub gdy realizacja tych usług uniemożliwia wywiązanie się przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo z obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, które odmówiło świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji lub transportu gazu ziemnego, usługi magazynowania paliw gazowych lub usługi skraplania gazu ziemnego, z powodów określonych w ust. 1, powinno niezwłocznie wystąpić z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o czasowe wyłączenie lub ograniczenie obowiązków określonych w art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1 oraz art. 4c ust. 1, podając uzasadnienie odmowy.
 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na podstawie uzasadnionego wniosku, o którym mowa w ust. 2, może, w drodze decyzji, czasowo wyłączyć lub ograniczyć nałożone

na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub transportem gazu ziemnego, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego obowiązki, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1 oraz art. 4c ust. 1.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, podejmując decyzję, o której mowa w ust. 3, bierze pod uwagę:
 - 1) ogólną sytuację finansową przedsiębiorstwa, o którym mowa w ust. 1;
 - 2) daty zawarcia umów i warunki, na jakich umowy zostały zawarte;
 - 3) wpływ postanowień umów na sytuację finansową przedsiębiorstwa oraz odbiorców;
 - 4) stopień rozwoju konkurencji na rynku paliw gazowych;
 - 5) realizację obowiązków wynikających z niniejszej ustawy;
 - 6) podjęte działania mające na celu umożliwienie świadczenia usług, o których mowa w ust. 1;
 - 7) wpływ tej decyzji na prawidłowe funkcjonowanie i rozwój rynku paliw gazowych;
 - 8) stopień połączeń systemów gazowych i ich współdziałanie.
5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po uwzględnieniu wniosku przedsiębiorstwa energetycznego niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zajęтым stanowisku do wniosku, o którym mowa w ust. 2; wraz z powiadomieniem przekazuje informacje dotyczące zajętego stanowiska.
6. W przypadku zgłoszenia przez Komisję Europejską poprawek do stanowiska, o którym mowa w ust. 5, lub wniosku o jego zmianę, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

zajmuje stanowisko do poprawek lub wniosku Komisji Europejskiej w terminie 28 dni od dnia otrzymania poprawek lub wniosku.

7. Uzgodnione z Komisją Europejską stanowisko do wniosku przedsiębiorstwa energetycznego stanowi podstawę do wydania, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, decyzji, o której mowa w ust. 3.
8. Decyzję, o której mowa w ust. 3, wraz z uzasadnieniem Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza niezwłocznie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

- Art. 4g. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może, w drodze decyzji, zwolnić przedsiębiorstwo z obowiązku świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1, art. 4c ust. 1, oraz przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust. 1, gdy świadczenie tych usług odbywać się będzie z wykorzystaniem elementów systemu gazowego lub instalacji gazowych, których budowa została ukończona po dniu 4 sierpnia 2003 r., zwanych dalej „nową infrastrukturą”, w tym gazociągów międzysystemowych, instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli spełnione będą łącznie następujące warunki:
- 1) nowa infrastruktura ma wpływ na zwiększenie konkurencyjności w zakresie dostarczania paliw gazowych oraz bezpieczeństwa ich dostarczenia;
 - 2) ze względu na ryzyko związane z budową nowej infrastruktury, bez udzielenia zwolnienia budowa nowej infrastruktury nie byłaby podjęta;
 - 3) nowa infrastruktura jest własnością podmiotu niezależnego, przynajmniej w swej formie prawnej, od

- operatora systemu gazowego, w którym to systemie nowa infrastruktura zostanie zbudowana;
- 4) na użytkowników nowej infrastruktury nałożone są opłaty za korzystanie z tej infrastruktury;
 - 5) zwolnienie z obowiązku świadczenia usług nie spowoduje pogorszenia warunków konkurencji i efektywności funkcjonowania rynku paliw gazowych lub systemu gazowego, w którym to systemie nowa infrastruktura została zbudowana lub będzie zbudowana.
2. Przepisy ust. 1 stosuje się także do infrastruktury, jeżeli dokonane zostaną w niej zmiany umożliwiające znaczny wzrost zdolności przesyłowej tej infrastruktury lub rozwój nowych źródeł zaopatrzenia w paliwa gazowe.
 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, rozpatrując wniosek, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę niedyskryminacyjny dostęp do gazociągów międzysystemowych, okres na jaki zawarto umowy dotyczące budowy nowej infrastruktury lub dokonania zmian w istniejącej infrastrukturze, zwiększenie zdolności przesyłowej, okres planowanej eksploatacji nowej infrastruktury lub infrastruktury, w której dokonane zostaną zmiany, oraz uwarunkowania krajowe w tym zakresie; w decyzji określa się zakres zwolnienia z obowiązków określonych w ust. 1 oraz okres na jaki udzielono zwolnienia.
 4. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy gazociągów międzysystemowych, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do tego wniosku, po konsultacji z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej.
 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po uwzględnieniu wniosku, o którym mowa w ust. 1, niezwłocznie powiadamia

Komisję Europejską o zajęтым stanowisku; do powiadomienia dołącza informacje dotyczące:

- 1) powodów, w wyniku których zostało przyznane zwolnienie z obowiązków określonych w ust. 1, łącznie z danymi finansowymi uzasadniającymi jego przyznanie;
 - 2) analizy wpływu zwolnienia z obowiązków określonych w ust. 1, na konkurencyjność i sprawne funkcjonowanie rynku paliw gazowych;
 - 3) okresu na jaki przyznano zwolnienie z obowiązków określonych w ust. 1;
 - 4) wielkości udziału zdolności przesyłowej infrastruktury gazowej, dla której udzielono zwolnienia z obowiązków określonych w ust. 1, w odniesieniu do całkowitej zdolności przesyłowej tej infrastruktury;
 - 5) przebiegu konsultacji z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej i wyników tych konsultacji;
 - 6) wpływu nowej infrastruktury lub zmian w istniejącej infrastrukturze na dywersyfikację dostaw gazu.
6. W przypadku zgłoszenia przez Komisję Europejską poprawek do stanowiska, o którym mowa w ust. 4, lub wniosku o jego zmianę, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do poprawek lub wniosku Komisji Europejskiej w terminie 28 dni od dnia otrzymania poprawek lub wniosku.
7. Uzgodnione z Komisją Europejską stanowisko do wniosku przedsiębiorstwa energetycznego stanowi podstawę do wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji, o której mowa w ust. 1.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, odrębnie dla każdego projektu budowy nowej infrastruktury lub dokonania w niej zmian.
9. Decyzję, o której mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza niezwłocznie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 4h. 1. Odbiorcami, którzy mają prawo zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła od wybranego przez siebie sprzedawcy są odpowiednio odbiorcy:

- 1) ciepła;
 - 2) paliw gazowych lub energii elektrycznej niebędący odbiorcami tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym.
2. Odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej będący odbiorcami tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym uzyskują prawo, o którym mowa w ust. 1, od dnia 1 lipca 2007 r.”;

6) art. 5 otrzymuje brzmienie:

„Art. 5. 1. Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej:
 - 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc

umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowaną w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;

- 2) umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii – postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych lub energii w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych lub energii do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania; w przypadku umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawieranych między operatorami, umowy te powinny określać także sposób prowadzenia rozliczeń z tytułu współpracy między nimi;
- 3) umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych – postanowienia określające: ilość paliw

gazowych, miejsce, okres i sposób ich przechowywania, stawkę opłat lub grupę taryfową stosowaną w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej stawki i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;

- 4) umowa o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego – postanowienia określające: ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
3. Dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii, zwanej dalej „umową kompleksową”; umowa kompleksowa w zakresie dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono kupowane od innych przedsiębiorstw energetycznych, umowa ta powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach.
 4. Umowę kompleksową stanowić mogą także, zawarte przez sprzedawcę paliw gazowych lub energii, umowy: sprzedaży tych paliw lub energii z odbiorcą końcowym i umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii lub umowa o świadczenie usług

magazynowania tych paliw gazowych zawarta na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych lub energii lub magazynowaniem tych paliw.

5. Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy.
6. Sprzedawca paliw gazowych lub energii powinien powiadomić swoich odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach, nie później niż w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki.
7. Umowy, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, powinny zawierać także postanowienia o sposobie postępowania w razie utraty przez odbiorcę możliwości wywiązywania się z obowiązku zapłaty za dostarczone paliwa gazowe lub energię lub usługi związane z ich dostarczaniem.”;

7) po art. 5 dodaje się art. 5a w brzmieniu:

- „Art. 5a. 1. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcami końcowymi, o których mowa w art. 9i ust. 10, na zasadach równoprawnego traktowania.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej określone w zmienionej koncesji, o której mowa w art. 9i ust. 10, jest obowiązane do zawarcia umów o świadczenie

usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej ze sprzedawcami z urzędu, w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcom końcowym, którym sprzedawca z urzędu jest obowiązany świadczyć usługi kompleksowe.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy.
4. Odbiorca końcowy może zrezygnować z usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu. Odbiorca końcowy, który zrezygnuje z usługi kompleksowej, zachowując przewidziany w umowie okres jej wypowiedzenia, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu.”;

8) w art. 6 ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

- „1. Upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii wykonują kontrole układów pomiarowych, dotrzymania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń.
2. Przedstawicielom, o których mowa w ust. 1, po okazaniu legitymacji i pisemnego upoważnienia wydanego przez właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, przysługuje prawo:
 - 1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie jest przeprowadzana kontrola, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej;
 - 2) przeprowadzania, w ramach kontroli, niezbędnych przeglądów urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, a

także prac związanych z ich eksploatacją lub naprawą oraz dokonywania badań i pomiarów;

- 3) zbierania i zabezpieczania dowodów naruszania przez odbiorcę warunków używania układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.”;

9) art. 7 otrzymuje brzmienie:

„Art. 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o świadczenie usługi przyłączenia do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o świadczenie usługi przyłączenia do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

2. Umowa o świadczenie usługi przyłączenia do sieci zawiera co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia

umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonych w umowie oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

3. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o świadczenie usługi przyłączenia do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane.
4. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane do spełniania technicznych warunków dostarczania paliw gazowych lub energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-6 oraz odrębnych przepisach i koncesji.
5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-6 i art. 46 oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 i 20.
6. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, biorąc pod uwagę parametry sieci, standardy jakościowe paliw gazowych lub energii oraz rodzaj i wielkość przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci.
7. Za przyłączenie do sieci pobiera się opłatę ustaloną na podstawie następujących zasad:
 - 1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenerge-

tycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, opłatę za przyłączenie kalkuluje się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;

- 2) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej innej niż wymieniona w pkt 1, sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz sieci ciepłowniczej, opłatę za przyłączenie ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do wielkości mocy przyłączeniowej, jednostki długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;
 - 3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej nie wyższej niż 5 MW oraz źródeł energii wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła o mocy elektrycznej nie wyższej niż 5 MW i projektowanej średniorocznej sprawności przemiany ogółem nie niższej niż 70%, za przyłączenie których pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.
8. Koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w zakresie, w jakim zostały pokryte opłatami za przyłączenie do sieci,

o których mowa w ust. 7, nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych lub energii.

9. W umowie o świadczenie usługi przyłączenia do sieci ciepłowniczej mogą być ustalone niższe stawki opłat za przyłączenie do sieci, niż określone na podstawie zasad zawartych w ust. 7.
10. Przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w ust. 1, w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci, w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia, oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do sieci.
11. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane powiadomić przyłączany podmiot o planowanych terminach prac wymienionych w ust. 10, z wyprzedzeniem umożliwiającym przyłączanemu podmiotowi przygotowanie nieruchomości lub pomieszczeń do przeprowadzenia i odbioru tych prac.
12. Przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek wydać, na wniosek zainteresowanego, oświadczenie, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego, o zapewnieniu dostaw paliw gazowych lub energii oraz warunkach przyłączenia obiektu budowlanego do sieci.”;

10) po art. 7 dodaje się art. 7a w brzmieniu:

„Art. 7a. 1. Przyłączane do sieci urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, o których mowa w art. 7 ust. 1, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- 1) bezpieczeństwo pracy systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo bezpieczeństwo pracy sieci ciepłowniczej oraz współpracujących z tą siecią urządzeń lub instalacji służących do wytwarzania lub odbioru ciepła, zwanego dalej „systemem ciepłowniczym”;
 - 2) zabezpieczenie systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci;
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed ich uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu paliw gazowych lub energii;
 - 4) dotrzymanie, w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci, parametrów jakościowych paliw gazowych i energii;
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach;
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci i rozliczeń za pobrane paliwa lub energię.
2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w ust. 1, muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności: przepisach Prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania paliw gazowych lub energii i rodzaju stosowanego paliwa.
 3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii pośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów Prawa budowlanego, uzyskania

zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, udzielając zgody, o której mowa w ust. 3, uwzględnia:

- 1) wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej lub sieci elektroenergetycznej;
- 2) odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej istniejącą siecią gazową lub siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.”;

11) w art. 8 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi przyłączenia do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych oraz umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony.”;

12) art. 9 otrzymuje brzmienie:

„Art. 9. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu gazowego, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci określone w odrębnych przepisach.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności:
 - 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
 - 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci instalacji skroplonego gazu ziemnego, instalacji magazynowych, sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz gazociągów bezpośrednich;
 - 3) sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi, w tym w zakresie koniecznym do bilansowania systemu oraz pokrywania potrzeb własnych operatora systemu na te paliwa;
 - 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu gazowego i połączeń międzysystemowych;
 - 5) zakres, warunki i sposób prowadzenia rozliczeń w systemie gazowym z tytułu niezbilansowania użytkowników tego systemu;
 - 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym;
 - 7) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
 - 8) parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
 - 9) sposób załatwiania reklamacji.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu elektroenergetycznego, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci określone w odrębnych przepisach.
4. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności:
 - 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
 - 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
 - 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną, w tym wytwarzaną w odnawialnych źródłach energii oraz wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
 - 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
 - 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego, w tym prowadzenia rozliczeń w systemie elektroenergetycznym z tytułu niezbilansowania użytkowników tego systemu;
 - 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi;

- 7) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;
 - 8) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
 - 9) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
 - 10) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej, zakupionej przez sprzedawcę w poprzednim roku, oraz dostępu do informacji o wpływie wytwarzania tej energii na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla;
 - 11) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
 - 12) sposób załatwiania reklamacji.
5. Zakres, warunki i sposób bilansowania, o którym mowa w ust. 4 pkt 5, dla źródeł wykorzystujących energię wiatru, znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, określa się odmiennie niż dla pozostałych źródeł energii; odmienny zakres, warunki i sposób bilansowania dla źródeł wykorzystujących energię wiatru stosuje się do dnia 31 grudnia 2010 r.
6. Koszty wynikające ze stosowania dla źródeł wykorzystujących energię wiatru odmiennego bilansowania, o którym mowa w ust. 5, uwzględnia się w kosztach stanowiących podstawę do

kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych.

7. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemów ciepłowniczych, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tych systemów, równoprawne traktowanie odbiorców ciepła, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci określone w odrębnych przepisach.
8. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 7, powinno określać w szczególności:
 - 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
 - 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych i instalacji odbiorców;
 - 3) sposób prowadzenia obrotu ciepłem, w tym wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii;
 - 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji ciepła, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci;
 - 5) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
 - 6) parametry jakościowe nośnika ciepła i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
 - 7) sposób załatwiania reklamacji.
9. Minister właściwy do spraw gospodarki, w odniesieniu do paliw gazowych i energii elektrycznej, powiadamia Komisję Europejską, co dwa lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, o wszelkich zmianach w działaniach mających na celu realizację obowiązków w zakresie ochrony interesów

odbiorców i ochrony środowiska oraz o wpływie tych zmian na konkurencję krajową i międzynarodową.”;

13) w art. 9a ust. 6 i 7 otrzymują brzmienie:

„6. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 3, w tym:

- 1) rodzaje odnawialnych źródeł energii,
- 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii,
- 3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20, oraz inne paliwa,
- 4) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, do której zakupu lub wytworzenia przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, w sprzedaży energii elektrycznej, w okresie kolejnych 10 lat,
- 5) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła ustalonych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 1 i 3, kosztów zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej i ciepła, do których zakupu lub wytworzenia przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych.

7. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązku, o którym mowa w ust. 2, w tym:

- 1) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,

- 2) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w tym we własnych źródłach, do której zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, w sprzedaży energii elektrycznej,
- 3) sposób uwzględniania, w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalonych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 2, kosztów zakupu energii elektrycznej, do której zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane – biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych.";

14) art. 9c otrzymuje brzmienie:

„Art. 9c. 1. Operator systemu: przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub operator systemu połączonego gazowego, odpowiednio do zakresu działania, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów, przy należytych poszanowaniu środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób wzajemnie skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego;

- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, dystrybucji tych paliw i ich magazynowania lub skraplania gazu ziemnego, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam, gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi;
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- 6) dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 7) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi;
- 8) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego;
- 9) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym, w tym prowadzenie rozliczeń z użytkownikami tego systemu wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu;
- 10) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, usług magazynowania paliw gazowych lub usług skraplania gazu ziemnego, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi;

- 11) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7.
2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów, przy należyтым poszanowaniu środowiska, jest odpowiedzialny za:
 - 1) bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
 - 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV;
 - 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami elektroenergetycznymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
 - 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam, gdzie ma to

zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi;

- 5) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- 6) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, uwzględniając umowy z użytkownikami systemu przesyłowego oraz techniczne ograniczenia w tym systemie;
- 7) zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi;
- 8) zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- 9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenie rozliczeń z użytkownikami tego systemu wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 10) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z

uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie;

- 11) zakup energii elektrycznej, w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas jej przesyłania tą siecią, stosując przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy zakupie tej energii;
- 12) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, w tym dotyczących realizacji obrotu transgranicznego oraz zarządzania siecią i bilansowania energii elektrycznej, niezbędnych dla uzyskania dostępu do sieci przesyłowej i korzystania z tej sieci;
- 13) opracowywanie planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;
- 14) realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7;
- 15) opracowywanie normalnego układu pracy sieci przesyłowej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.

3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybu-

cyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów, przy należytych poszanowaniu środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz, we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV;
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam, gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania;
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi dla zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;
- 6) prowadzenie rozliczeń z użytkownikami systemu dystrybucyjnego wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;

- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV;
- 8) zakup energii elektrycznej, w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas jej przesyłania tą siecią, stosując przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy zakupie tej energii;
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych dla uzyskiwania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;
- 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów, o których mowa w ust. 2 pkt 13;
- 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej;
- 12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;
- 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego

elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy koordynowanej sieci 110 kV.

4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1-3, prowadząc działalność gospodarczą są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
5. Jeżeli do realizacji zadań, o których mowa w ust. 1-3, jest niezbędne korzystanie przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego z sieci, instalacji lub urządzeń należących do innych operatorów systemów lub przedsiębiorstw energetycznych, udostępnienie tych sieci, instalacji lub urządzeń następuje na zasadach określonych w ustawie oraz na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej.
6. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.
7. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.
8. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego za korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego pobiera opłaty na warunkach określonych w przepisach

wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4, a także może żądać od odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego informacji o ilości zużywanej energii elektrycznej przez tych odbiorców, służącej do obliczenia tej opłaty.

9. Operator systemu przesyłowego, odpowiednio do zakresu działania, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, do dnia 31 marca każdego roku, informacje za poprzedni rok kalendarzowy o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, w szczególności dotyczące:
 - 1) zdolności przesyłowych sieci oraz mocy źródeł przyłączonych do tej sieci;
 - 2) jakości i poziomu utrzymania sieci;
 - 3) podejmowanych działań mających na celu pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną, w tym, w przypadku wystąpienia przerw w dostarczaniu tych paliw lub energii do sieci;
 - 4) sporządzanych planów w zakresie określonym w pkt 1-3.
10. Operatorzy systemów przesyłowych współdziałają z Komisją Europejską w sprawach dotyczących rozwoju trans-europejskich sieci przesyłowych.
11. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje o ilości energii elektrycznej importowanej w danym kwartale z państw niebędących członkami Unii Europejskiej w terminie do 15 dnia miesiąca następującego po zakończeniu kwartału.
12. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do przedstawiania

Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o ilościach energii elektrycznej, wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do jego sieci i wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego, z podziałem na poszczególne rodzaje źródeł, w terminie do dnia:

- 1) 31 lipca – za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca danego roku;
- 2) 31 stycznia – za okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia roku poprzedniego.”;

15) art. 9d otrzymuje brzmienie:

„Art. 9d. 1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu połączonego, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinni pozostawać niezależni: w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowaniu decyzji, od innych działań niezwiązanych odpowiednio z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego, albo
 - 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.
2. W celu zapewnienia niezależności operatorów, o których mowa w ust. 1, muszą być spełnione łącznie następujące kryteria:
- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się także działalnością gospodarczą niezwiązaną z paliwami gazowymi lub energią elektryczną, ani być odpowiedzialne – bezpośrednio lub pośrednio – za bieżącą działalność w zakresie

innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej niż wynikającej z zadań odpowiednio: operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego albo operatora systemu połączonego;

- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie systemem gazowym lub systemem elektroenergetycznym powinny mieć zapewnioną zdolność niezależnego działania;
 - 3) operatorzy powinni mieć zapewnione prawo podejmowania niezależnych decyzji w zakresie eksploatacji, konserwacji, remontów lub rozbudowy zarządzanego majątku, koniecznego do ich działania;
 - 4) kierownictwo przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo nie powinno wydawać operatorom poleceń dotyczących ich bieżącego funkcjonowania lub podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia lub decyzje dotyczyłyby działań podejmowanych przez operatorów, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub równoważny mu dokument.
3. Działania mające na celu zapewnienie niezależności operatorów powinny umożliwiać funkcjonowanie właściwych mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządkiem i prowadzoną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych przez nich aktywów, w szczególności dotyczących sposobu zarządzania zyskiem z udziałów kapitałowych, zatwierdzania rocznego planu finansowego lub innego równoważnego dokumentu i ustalania ograniczeń w zakresie poziomu całkowitego zadłużenia ich przedsiębiorstwa.

4. Operatorzy opracowują programy, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu oraz szczegółowe wymagania dla pracowników; operatorzy są odpowiedzialni za realizację tych programów.
5. Operatorzy przedstawiają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, do dnia 31 marca każdego roku, sprawozdania zawierające opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programu, o którym mowa w ust. 4.
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatorów, sprawozdania, o których mowa w ust. 5.
7. Przepisów ust. 1 i ust. 4 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż sto tysięcy lub obsługującego system elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych.”;

16) po art. 9f dodaje się art. 9g-9j w brzmieniu:

„Art. 9g. 1. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, zwanych dalej „instrukcjami”.

2. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie

do projektu instrukcji lub jej zmian oraz możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

3. Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu, warunki i sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji tych sieci oraz planowania ich rozwoju, w szczególności dotyczące:
 - 1) przyłączenia sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich;
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa działania systemu gazowego;
 - 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych;
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
 - 6) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.
4. Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące:
 - 1) przyłączenia urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;

- 3) kryteriów bezpieczeństwa działania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 13;
 - 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym dla koordynowanej sieci 110 kV;
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
 - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.
5. Operator systemu dystrybucyjnego uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wymagania określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej opracowanej przez operatora systemu przesyłowego.
6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego powinna zawierać, poza zakresem określonym w ust. 3 lub ust. 4, wyodrębnioną część, dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą:
- 1) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
 - 2) procedury:
 - a) zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej,
 - b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego gazowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub energii elektrycznej,

- c) bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania,
 - d) zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń,
 - e) awaryjne;
- 3) sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe lub energię elektryczną;
 - 4) procedury i zakres wymiany informacji niezbędnej do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
 - 5) kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz zarządzania połączeniami systemów gazowych albo połączeniami systemów elektroenergetycznych.
7. Operator systemu przesyłowego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, tę część instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.
 8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatora systemu przesyłowego, zatwierdzoną część instrukcji, o której mowa w ust. 7.
 9. Operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 30 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej części instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia tę część instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, która dotyczy bilansowania systemu

dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

10. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego zamieszczają na swoich stronach internetowych obowiązujące instrukcje oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach.

Art. 9h. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji, operatorów: systemów przesyłowych, systemów dystrybucyjnych, systemów magazynowania paliw gazowych, systemów skraplania gazu ziemnego lub operatorów systemu połączonego oraz określa obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatorów zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę efektywność ekonomiczną i skuteczność zarządzania systemami gazowymi albo systemami elektroenergetycznymi.

Art. 9i. 1. Sprzedawców z urzędu wyłania Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w drodze przetargu. W przetargu mogą uczestniczyć przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie lub obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg.
3. W ogłoszeniu o przetargu określa się:
 - 1) zakres usług kompleksowych będących przedmiotem przetargu;

- 2) nazwę i siedzibę operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego oraz obszar Rzeczypospolitej Polskiej, dla którego będzie wyłoniony sprzedawca z urzędu;
- 3) miejsce i termin udostępnienia dokumentacji przetargowej.
4. Ogłoszenie o przetargu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.
5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa w dokumentacji przetargowej warunki, jakie powinno spełniać przedsiębiorstwo energetyczne uczestniczące w przetargu, oraz wymagania, jakim powinna odpowiadać oferta, a także kryteria oceny ofert; dokumentacja przetargowa może określać warunki prowadzenia działalności w zakresie świadczenia usług kompleksowych przez sprzedawcę z urzędu.
6. Określając w dokumentacji przetargowej kryteria oceny ofert oraz dokonując wyboru oferty na sprzedawcę z urzędu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki kieruje się:
 - 1) doświadczeniem i efektywnością ekonomiczną prowadzonej działalności gospodarczej przez oferenta;
 - 2) warunkami technicznymi oraz wysokością środków finansowych, jakie posiada oferent, niezbędnymi do realizacji zadań sprzedawcy z urzędu.
7. Dokumentacja przetargowa jest udostępniana za opłatą, która nie może przekroczyć kosztów wykonania dokumentacji; opłata jest pobierana przez Urząd Regulacji Energetyki.
8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, unieważnia przetarg, jeżeli zostały rażąco naruszone przepisy prawa.
9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uznaje, w drodze decyzji, przetarg za nierozstrzygnięty, jeżeli:

- 1) żaden z uczestników nie spełnił warunków uczestnictwa w przetargu;
 - 2) w terminie wskazanym w dokumentacji przetargowej do przetargu nie przystąpiło żadne przedsiębiorstwo energetyczne.
10. Po wyłonieniu, w drodze przetargu, sprzedawcy z urzędu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje zmian w koncesji udzielonej przedsiębiorstwu energetycznemu wybranemu na tego sprzedawcę, określając w niej warunki prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie świadczenia usług kompleksowych oraz przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, będące operatorem systemu, do którego są przyłączeni odbiorcy końcowi niemający prawa wyboru sprzedawcy tych paliw lub energii, lub niekorzystający z tego prawa; odbiorcami niekorzystającymi z prawa wyboru sprzedawcy są również odbiorcy, których umowy sprzedaży zawarte z wybranym sprzedawcą wygasły.
 11. W przypadku niewyłonienia, w drodze przetargu, sprzedawcy z urzędu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na okres 12 miesięcy, wyznacza z urzędu, w drodze decyzji, tego sprzedawcę.
 12. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, tryb ogłaszania przetargu zapewniający właściwe poinformowanie podmiotów zainteresowanych przetargiem, a także szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej, warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, kierując się potrzebą zapewnienia przejrzystych warunków i kryteriów przetargu oraz równoprawnego traktowania jego uczestników.

- Art. 9j. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane utrzymywać zapasy tego gazu w ilości 3% planowanej przez to przedsiębiorstwo rocznej wielkości importu gazu ziemnego.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane zapewnić dostępność zapasów gazu ziemnego, o których mowa w ust. 1, w przypadku nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego z importu, awarii w sieciach innych operatorów systemu gazowego lub zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania tego systemu.
 3. W celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłączone do sieci elektroenergetycznej należącej do tego systemu jest obowiązane do wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania, jeżeli jest to konieczne dla zapewnienia jakości, ciągłości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej do odbiorców lub uniknięcia zagrożenia bezpieczeństwa osób lub strat materialnych.
 4. W przypadku wystąpienia gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji, sieci lub obiektów budowlanych powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającej bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego podejmuje niezbędne działania we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, mające na celu przywrócenie prawidłowego funkcjonowania systemu, zgodnie z procedurami określonymi w art. 9g ust. 6.
 5. Działania, o których mowa w ust. 4, dotyczą:

- 1) dostarczania paliwa gazowego do systemu lub pozostawania w gotowości do jego dostarczenia;
 - 2) wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania;
 - 3) uruchomienia dodatkowych:
 - a) dostaw paliw gazowych, w tym stanowiących zapasy, o których mowa w ust. 1,
 - b) jednostek wytwórczych energii elektrycznej;
 - 4) ograniczenia lub wstrzymania poboru paliw gazowych lub energii elektrycznej przez odbiorców tych paliw lub energii, na określonym obszarze Rzeczypospolitej Polskiej;
 - 5) wykorzystania sieci łączności oraz informatyki, służącej do dysponowania urządzeniami i instalacjami systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego.
6. O wystąpieniu zdarzeń, o których mowa w ust. 4, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezwłocznie informuje ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
7. Koszty ponoszone przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w ust. 1, są zaliczane do kosztów działalności wymienionych w art. 45 ust. 1.”;
- 17) w art. 12 w ust. 2:
- a) pkt 1otrzymuje brzmienie:
 - „1) przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji;”,
 - b) uchyla się pkt 6;
- 18) art. 13-15 otrzymują brzmienie:

„Art. 13. Celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska.

Art. 14. Polityka energetyczna państwa określa w szczególności:

- 1) bilans paliwowo-energetyczny kraju;
- 2) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii;
- 3) zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne;
- 4) efektywność energetyczną gospodarki;
- 5) działania w zakresie ochrony środowiska;
- 6) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- 7) wielkości i rodzaje zapasów paliw;
- 8) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego;
- 9) kierunki prac naukowo-badawczych;
- 10) współpracę międzynarodową.

Art. 15. 1. Polityka energetyczna państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera:

- 1) ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres;
- 2) część prognostyczną obejmującą horyzont czasowy nie krótszy niż 20 lat;
- 3) program działań wykonawczych na okres czterech lat zawierający instrumenty jego realizacji.

2. Politykę energetyczną państwa opracowuje się co cztery lata.”;

19) po art. 15 dodaje się art. 15a-15 c w brzmieniu:

- „Art. 15a. 1. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, przyjmuje politykę energetyczną państwa.
2. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej

Polskiej „Monitor Polski”, przyjętą przez Radę Ministrów politykę energetyczną państwa.

- Art. 15b. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia odpowiednio w gaz ziemny i energię elektryczną.
2. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1, zawierają ocenę rzeczywistych wielkości w porównaniu do wielkości zawartych w polityce energetycznej państwa oraz przyczyny i skutki powstałych różnic, a także przewidywane zapotrzebowanie i nowe zdolności źródeł zaopatrzenia oraz wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną, w tym:
- 1) popyt i podaż gazu ziemnego i energii elektrycznej;
 - 2) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny i energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
 - 3) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego i elektroenergetycznego;
 - 4) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny i energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw;
 - 5) oddziaływanie sektora gazowego i elektroenergetycznego na środowisko;
 - 6) poziom zapasów:
 - a) gazu ziemnego,
 - b) paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej;

- 7) kondycję ekonomiczną przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenową gazu ziemnego i energii elektrycznej;
 - 8) skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną.
3. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, sprawozdania, o których mowa w ust. 1, do dnia 31 lipca danego roku.
 4. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1, minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej do dnia 31 sierpnia:
 - 1) co roku – dotyczące gazu ziemnego;
 - 2) co dwa lata – dotyczące energii elektrycznej.

- Art. 15c. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z ministrem właściwym do spraw Skarbu Państwa oraz Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów opracowuje sprawozdanie w zakresie nadużywania przez przedsiębiorstwa energetyczne pozycji dominującej i ich zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz przekazuje je, do dnia 31 lipca każdego roku, Komisji Europejskiej.
2. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, zawiera informacje o zmianie struktury właścicielskiej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku energii elektrycznej oraz podjętych działaniach mających na celu zapewnienie wystarczającej różnorodności uczestników rynku i zwiększenia konkurencji, a także połączeń z systemami innych państw.”;

20) w art. 16:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.”,

b) w ust. 3 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:

„2a) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo z systemami elektroenergetycznymi innych państw;”,

c) ust. 5 i 6 otrzymują brzmienie:

„5. W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, przy sporządzaniu planów, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane współpracować z przyłączonymi podmiotami oraz gminami, na których obszarze przedsiębiorstwa te prowadzą działalność gospodarczą; współpraca powinna polegać w szczególności na:

- 1) przekazywaniu przyłączonym podmiotom informacji o planowanych przedsięwzięciach w takim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy paliw gazowych lub energii;
- 2) zapewnieniu spójności między planami przedsiębiorstw energetycznych a założeniami i planami, o których mowa w art. 19 i 20.

6. Projekty planów, o których mowa w ust. 1, podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji:
 - 1) paliw gazowych, dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw;
 - 2) energii elektrycznej, dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii;
 - 3) ciepła.”;

- 21) po art. 16 dodaje się art. 16a w brzmieniu:
 - „Art. 16a. 1. W przypadku możliwości wystąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na energię elektryczną, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej, lub realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.
 2. W ogłoszeniu o przetargu określa się przedmiot przetargu, jego zakres, warunki uczestnictwa, rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych określone w odrębnych przepisach, umożliwiających budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających

zapotrzebowanie na energię elektryczną na warunkach preferencyjnych, oraz miejsce i termin udostępnienia dokumentacji przetargowej.

3. Do przetargu stosuje się odpowiednio przepisy art. 9i ust. 4 i 5 oraz ust. 7-9.
4. Przed skierowaniem ogłoszenia o przetargu do Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgadnia, z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych i z innymi właściwymi organami administracji państwowej, rodzaje instrumentów, o których mowa w ust. 2.
5. Określając w dokumentacji przetargowej kryteria oceny ofert oraz dokonując wyboru oferty na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej, lub realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki kieruje się:
 - 1) polityką energetyczną państwa;
 - 2) bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego;
 - 3) wymaganiami dotyczącymi ochrony zdrowia i środowiska oraz bezpieczeństwa publicznego;
 - 4) efektywnością energetyczną i ekonomiczną przedsięwzięcia;
 - 5) lokalizacją budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
 - 6) rodzajem paliw przeznaczonych do wykorzystania w nowych mocach wytwórczych energii elektrycznej.
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje warunki przetargu Komisji Europejskiej w celu ich opublikowania w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, co najmniej na 6 miesięcy przed dniem zamknięcia składania ofert o przystąpieniu do przetargu.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zawiera z uczestnikiem przetargu, którego oferta została wybrana, umowę, w której określa się w szczególności jego obowiązki, rodzaje instrumentów, o których mowa w ust. 2, oraz zasady rozliczania wsparcia finansowego wynikającego z tych instrumentów.
8. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, tryb ogłaszania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną zapewniający właściwe poinformowanie podmiotów zainteresowanych przetargiem, a także szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej, warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, kierując się potrzebą zapewnienia przejrzystych warunków i kryteriów przetargu oraz równoprawnego traktowania jego uczestników.”;

22) w art. 18:

a) w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy.”,

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Gmina realizuje zadania, o których mowa w ust. 1, zgodnie z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.”;

23) w art. 19 ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz przez wojewodę w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.”;

24) art. 21a otrzymuje brzmienie:

„Art. 21a. Organami właściwymi w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią dla jednostek organizacyjnych podległych lub nadzorowanych przez Ministra Obrony Narodowej, jednostek organizacyjnych Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej, Biura Ochrony Rządu, Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Agencji Wywiadu oraz jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości są inspekcje gospodarki energetycznej, powoływane przez właściwych ministrów, a w stosunku do jednostek organizacyjnych wymienionych Agencji – Szefów tych Agencji, w uzgodnieniu z Prezesem URE.”;

25) art. 23 otrzymuje brzmienie:

„Art. 23. 1. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

2. Do zakresu działania Prezesa URE należy:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji;
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44 i 45 oraz art. 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez

przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach;

- 3) ustalanie:
 - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,
 - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych, o których mowa w lit. a,
 - c) wysokości zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia,
 - d) maksymalnego udziału opłat stałych za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w łącznych opłatach za te usługi dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
- 4) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16;
- 5) wyznaczanie operatorów systemów, o których mowa w art. 9h ust.1;
- 6) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4a, art. 4b ust. 1 i art. 4c ust. 1;
- 7) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 8) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:

- a) wyłaniania sprzedawców z urzędu,
 - b) nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- 9) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz na wniosek odbiorcy kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej;
 - 10) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej;
 - 11) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1;
 - 12) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie;
 - 13) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję;
 - 14) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych;
 - 15) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf;
 - 16) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii;
 - 17) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, za poprzedni rok kalendarzowy, średniej ceny sprzedaży przez wytwarzającego energii elektrycznej, wytworzonej

- w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- 18) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, w terminie do dnia 15 kwietnia każdego roku, oraz przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji, o których mowa w art. 9c ust. 11;
 - 19) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
 - a) zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronami umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym,
 - b) mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym,
 - c) warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonania napraw tej sieci,
 - d) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem

- konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych,
- e) warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne,
 - f) bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań,
 - h) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44;
- 20) wydawanie oraz umarzanie świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1;
- 21) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.
3. W sprawach, o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 4, z wyjątkiem spraw wymienionych w art. 32 ust. 1 pkt 4, niezbędna jest opinia właściwego miejscowo zarządu województwa.
4. Nieprzedstawienie przez zarząd województwa opinii w sprawach wymienionych w ust. 2 pkt 1 i 4, w terminie 14 dni od dnia wpłynięcia sprawy do zaopiniowania, jest równoznaczne z wydaniem pozytywnej opinii.”;
- 26) w art. 24 ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie do końca pierwszego kwartału, sprawozdanie ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, stosownie do zakresu działania określonego

w art. 23 ust. 2, oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności.”;

27) art. 28 otrzymuje brzmienie:

„Art. 28. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym o projektach inwestycyjnych przedsiębiorstwa energetycznego, przestrzegając w szczególności przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.”;

28) w art. 32:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW;
- 2) magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowania paliw ciekłych z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz magazynowania paliw ciekłych w obrocie detalicznym;
- 3) przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej

1 MJ/s oraz przesyłania lub dystrybucji ciepła, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;

- 4) obrotu paliwami lub energią, z wyłączeniem: obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 euro, oraz obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099, z 2002 r. Nr 200, poz. 1686, z 2003 r. Nr 50, poz. 424, Nr 84, poz. 774 i Nr 223, poz. 2216 oraz z 2004 r. Nr 64, poz. 594), jak również obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.”,

b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Uzyskania koncesji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW.”;

29) w art. 33 uchyla się ust. 4;

30) w art. 41 w ust. 2 dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) w przypadku zmiany, w zakresie określonym w ustawie, warunków prowadzonej działalności gospodarczej objętej koncesją.”;

31) art. 44 otrzymuje brzmienie:

„Art. 44. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) dostarczania paliw gazowych lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi lub energią, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie, w tym dotyczących sprzedaży paliw gazowych lub energii dla odbiorców, o których mowa w art. 4h, i odbiorców, którzy nie mają prawa wyboru sprzedawcy;
 - 2) niezwiązanym z działalnością wymienioną w pkt 1.
2. Przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do sporządzania i przechowywania sprawozdań finansowych dotyczących poszczególnych rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie dostarczania paliw gazowych lub energii, zawierających bilans oraz rachunek zysków i strat dla okresów sprawozdawczych, na zasadach i w trybie określonym w przepisach o rachunkowości.
3. Przedsiębiorstwa energetyczne, które nie są obowiązane na podstawie odrębnych przepisów do publikowania sprawozdań finansowych, udostępniają te sprawozdania do publicznego wglądu w swojej siedzibie.”;

32) w art. 45:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej zgodnie z art. 32 ust. 1; taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, skraplania i regazyfikacji, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
- 2) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań;
- 3) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.”,

b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. d.”;

33) w art. 45a:

a) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wyposaża ten budynek w układ pomiarowo-rozliczeniowy, służący do obliczania należności za ciepło dostarczane do budynku.”,

b) dodaje się ust. 8-13 w brzmieniu:

- „8. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego dokonuje wyboru metody rozliczania całkowitych kosztów zakupu ciepła na poszczególne lokale mieszkalne i użytkowe w tym budynku tak, aby wybrana metoda, uwzględniając współczynniki wyrównawcze zużycia ciepła na ogrzewanie, wynikające z położenia lokalu w bryle budynku, stymulowała energooszczędne zachowania oraz zapewniała ponoszenie opłat, o których mowa w ust. 4, w sposób odpowiadający zużyciu ciepła na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej.
9. Koszty zakupu ciepła, o których mowa w ust. 2, rozlicza się w części dotyczącej:
- 1) ogrzewania, stosując metody wykorzystujące:
 - a) dla lokali mieszkalnych i użytkowych:
 - wskazania ciepłomierzy,
 - wskazania urządzeń wskaźnikowych, niebędących przyrządami pomiarowymi w rozumieniu przepisów metrologicznych, wprowadzonych do obrotu na zasadach i w trybie określonym w przepisach o systemie oceny zgodności,
 - wielkość powierzchni lub kubaturę tych lokali,
 - b) dla wspólnych części budynku wielolokalowego, użytkowanych przez osoby, o których mowa w ust. 2, wielkość powierzchni lub kubaturę tych części odpowiednio w proporcji do wielkości powierzchni lub kubatury zajmowanych lokali;
 - 2) przygotowania ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie przez instalację w budynku wielolokalowym, stosując metody wykorzystujące:
 - a) wskazania wodomierzy ciepłej wody w lokalach,
 - b) liczbę osób zamieszkałych stale w lokalu.

10. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wprowadza wybraną metodę, o której mowa w ust. 8, w formie wewnętrznego regulaminu rozliczeń ciepła przeznaczonego na ogrzewanie tych budynków i przygotowanie ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie poprzez instalację w budynku, zwanego dalej „regulaminem rozliczeń”; regulamin rozliczeń podaje się do wiadomości osobom, o których mowa w ust. 2, w terminie 14 dni od dnia jego wprowadzenia do stosowania.
11. W przypadku gdy właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wprowadził metodę, o której mowa w ust. 8, wykorzystującą ciepłomierze i urządzenia wymienione w ust. 9 pkt 1 lit. a tiret 2 oraz pkt 2 lit. a, osoba, o której mowa w ust. 2, udostępnia swoje pomieszczenia w celu zainstalowania lub wymiany tych ciepłomierzy i urządzeń oraz umożliwia dokonywanie ich kontroli i odczytu wskazań w celu rozliczania kosztów zużytego ciepła w tym budynku.
12. W przypadku stosowania w budynku wielolokalowym metody, o której mowa w ust. 8, wykorzystującej wskazania urządzeń wymienionych w ust. 9 pkt 1 lit. a tiret 2, regulamin rozliczeń powinien dopuszczać możliwość zamiennego rozliczania opłat za ciepło dla lokali mieszkalnych lub użytkowych na podstawie ich powierzchni lub kubatury, gdy w okresie rozliczeniowym opłata wyliczona według stosowanej metody rozliczeń za dostarczone ciepło na ogrzewanie poszczególnych lokali mieszkalnych lub użytkowych, po przeliczeniu na jednostkę powierzchni lub kubatury poszczególnych lokali mieszkalnych i użytkowych, przekracza uśrednioną wielkość opłaty za jednostkę powierzchni lub kubatury dla wszystkich lokali rozliczanego budynku, o przyjętą w regulaminie rozliczeń wartość.
13. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego może zlecić, podmiotowi posiadającemu odpowiednie przygotowanie

techniczne i organizacyjne, prowadzenie rozliczeń, o których mowa w ust. 6 i 12; właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego musi być powiadomiony przez ten podmiot o przeprowadzeniu rozliczenia, o którym mowa w ust. 12.”;

34) uchyla się art. 45b;

35) art. 46 otrzymuje brzmienie:

„Art. 46. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci i sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
- 3) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
- 4) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwa energetyczne;

- 5) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi;
 - 6) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
 - 7) sposób ustalania opłat za przekroczenia mocy;
 - 8) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór paliw gazowych;
 - 9) zakres usług wykonywanych na dodatkowe zlecenie odbiorcy i sposób ustalania opłat za te usługi.
3. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.
4. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności:
- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
 - 2) podział podmiotów przyłączanych na grupy przyłączeniowe;
 - 3) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci i 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 kosztów zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2, oraz kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1a, oraz rekompensat, o których mowa w przepisach wymienionych w art. 23 ust. 2 pkt 10;
 - 6) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - 7) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym, w zakresie określonym w art. 45 ust. 1a;
 - 8) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
 - 9) sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy;
 - 10) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej;
 - 11) zakres usług wykonywanych na dodatkowe zlecenie odbiorcy i sposób ustalania opłat za te usługi.
5. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia,

szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju,

ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania ciepła, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrósnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

6. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci i sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
- 3) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
- 4) sposób uproszczonej kalkulacji taryf dla ciepła wytwarzanego w źródle, którego zainstalowana moc cieplna nie przekracza 5 MW;
- 5) sposób uwzględniania w taryfach kosztów zakupu ciepła, o którym mowa w art. 9a ust. 3;
- 6) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- 7) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi;
- 8) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 9) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór ciepła.”;

36) w art. 47:

a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii oraz proponują okres ich

obowiązywania, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.

2. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46.”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. W przypadku upływu okresu, na jaki ustalona została taryfa, stosuje się taryfę dotychczasową do dnia wejścia w życie nowej taryfy, jeżeli:

- 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana bądź
- 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.”;

37) art. 50 otrzymuje brzmienie:

„Art. 50. W sprawach nieuregulowanych przepisami niniejszej ustawy w zakresie działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych, w tym przeprowadzania przez Prezesa URE kontroli zgodności wykonywanej działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych z udzieloną koncesją, stosuje się przepisy ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178, z późn. zm.³⁾).”;

38) w art. 54:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych powtarza się co pięć lat.

1b. W razie stwierdzenia, że eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci jest prowadzona niezgodnie z przepisami dotyczącymi eksploatacji tych urządzeń, instalacji i sieci, na wniosek

pracodawcy, inspektora pracy, Prezesa URE lub innego organu właściwego w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o którym mowa w art. 21a, sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych należy powtórzyć przed upływem pięciu lat.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez:

- 1) Prezesa URE;
- 2) właściwych ministrów i Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a – w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji gazowych, elektrycznych i cieplnych w jednostkach organizacyjnych podległych lub nadzorowanych przez tych ministrów lub Szefów Agencji;
- 3) ministra właściwego do spraw transportu – w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych stosowanych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego.”,

c) po ust. 3a dodaje się ust. 3b w brzmieniu:

„3b. Organ uprawniony do powoływania komisji kwalifikacyjnych, o których mowa w ust. 3, może odwołać komisję kwalifikacyjną na wniosek jednostki organizacyjnej, przy której ją powołano, w przypadku:

- 1) rezygnacji jednostki organizacyjnej, przy której powołano komisję kwalifikacyjną, z dalszego prowadzenia tej komisji;
- 2) odwołania części członków komisji kwalifikacyjnej, uniemożliwiającego dalsze wykonywanie zadań przez tę komisję.”;

39) w art. 56:

a) w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b-1d w brzmieniu:

„1b) nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia części instrukcji, o których mowa w art. 9g;

1c) nie przedstawia informacji, o których mowa w art. 9j ust. 6;

- 1d) nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 10;”,
- b) w ust. 1 po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu:
„5a) nie przedstawia do zatwierdzenia taryfy, wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1;”,
- c) w ust. 1 po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu:
„7a) świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie informacji przedstawianych na jego żądanie, o których mowa w art. 28;”,
- d) w ust. 1 pkt 15 otrzymuje brzmienie:
„15) z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem odpowiednio Prezesa URE, Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz zainteresowanych podmiotów o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4e ust. 1 i art. 7 ust. 1, lub przedstawienia wniosków, o których mowa w art. 4f ust. 2.”,
- e) ust. 4 otrzymuje brzmienie:
„4. Kara pieniężna jest płacona na konto właściwego urzędu skarbowego z zastrzeżeniem ust. 2b.”,
- f) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:
„8. Prezes URE niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o wszelkich zmianach przepisów w zakresie kar pieniężnych i podejmowanych działaniach w przypadku naruszeń przepisów, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 10.”.

Art. 2. Do dnia 31 grudnia 2010 r. opłatę za przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 7 ustawy wymienionej w art. 1, w odniesieniu do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, pobiera się w wysokości jednej drugiej obliczonej opłaty.

Art. 3. 1. Do dnia 31 grudnia 2005 r. przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%.

2. Taryfy ustalone na zasadach określonych w ust. 1 zachowują ważność do czasu wprowadzenia nowych taryf, jako obowiązujących dla określonych w nich odbiorców.

Art. 4. W terminie trzech miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, minister właściwy do spraw gospodarki, w odniesieniu do paliw gazowych i energii elektrycznej, powiadomi Komisję Europejską o podjętych działaniach w celu realizacji obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska oraz ich możliwym wpływie na konkurencję krajową i międzynarodową, a także o podjętych działaniach w celu realizacji świadczenia usług transportu gazu ziemnego przy użyciu gazociągów kopalnianych.

Art. 5. 1. Pierwsze ogłoszenie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie pięciu miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Pierwsze przekazanie Komisji Europejskiej sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie sześciu miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 6. W terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, Prezes URE powiadomi Komisję Europejską o obowiązujących przepisach w zakresie kar i innych działaniach podjętych dla zapewnienia przestrzegania przepisów rozporządzenia nr 1228/2003/WE w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Art. 7. Do czasu wyznaczenia przez Prezesa URE operatorów, o których mowa w art. 9h ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2006 r., przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zadania operatorów systemów stają się operatorami systemów w takim zakresie, w jakim pełniły funkcje tych operatorów.

Art. 8. 1. W terminie sześciu miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy operatorzy systemów przesyłowych przedłożą Prezesowi URE do zatwierdzenia części instrukcji, o których mowa w art. 9g ust. 7 ustawy wymienionej w art. 1.

2. Do czasu zatwierdzenia przez Prezesa URE części instrukcji, o których mowa w art. 9g ust. 7 i 9 ustawy wymienionej w art. 1, operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych prowadzą ruch i eksploatację sieci na zasadach obowiązujących przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 9. Do czasu wyłonienia w drodze przetargu sprzedawców z urzędu lub wyznaczenia ich przez Prezesa URE, zgodnie z art. 9i ustawy wymienionej

w art. 1, zadania takich sprzedawców wykonują przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie lub obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, które:

- 1) przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zajmowały się wytwarzaniem lub obrotem oraz sprzedażą paliw gazowych lub energii elektrycznej dla odbiorców końcowych niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy, lub
- 2) zostały utworzone w wyniku wydzielenia operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, na podstawie art. 9d ustawy wymienionej w art. 1, oraz zajmują się sprzedażą paliw gazowych lub energii elektrycznej dla odbiorców końcowych niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy.

Art. 10. 1. Dotychczasowe założenia polityki energetycznej państwa, o których mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, stają się polityką energetyczną państwa, o której mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. Do dnia 30 czerwca 2005 r. minister właściwy do spraw gospodarki przedłoży Radzie Ministrów projekt polityki energetycznej państwa, o której mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 11. Świadczenia kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ustawy wymienionej w art. 1, wydane bezterminowo na podstawie dotychczasowych przepisów, zachowują moc przez okres 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 12. Koncesje wydane na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw lub energii stają się z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy koncesjami na przesyłanie lub dystrybucję, stosownie do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.

Art. 13. Taryfy zatwierdzone lub obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zachowują ważność przez okres, na który zostały zatwierdzone.

Art. 14. Do spraw wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.

Art. 15. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 16. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

- 1) art. 9a ust. 6 i 7, art. 9c ust. 6, 7 i 12 oraz art. 9j ust. 1, 2 i 7 ustawy wymienionej w art. 1, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.;
- 2) art. 9d ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, w zakresie dotyczącym formy prawnej operatorów systemów dystrybucyjnych, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2007 r.

¹⁾ Przepisy niniejszej ustawy wykonują postanowienia:

- dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz. WE L 176, z 15.07.2003),
- dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz.Urz. WE L 176, z 15.07.2003),
- rozporządzenia nr 1228/2003/WE w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz.Urz. WE L 176, z 15.07.2003).

Dane dotyczące ogłoszenia aktów prawa Unii Europejskiej, zamieszczone w niniejszej ustawie, dotyczą ogłoszenia tych aktów w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej – wydanie specjalne.

²⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1996 r. Nr 106, poz. 496, z 1997 r. Nr 88, poz. 554, Nr 111, poz. 726 i Nr 133, poz. 885, z 1998 r. Nr 106, poz. 668, z 2000 r. Nr 109, poz. 1157 i Nr 120, poz. 1268, z 2001 r. Nr 110, poz. 1190, Nr 115, poz. 1229 i Nr 154, poz. 800, z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 117, poz. 1007, Nr 153, poz. 1271, Nr 166, poz. 1360 i Nr 240, poz. 2055, z 2003 r. Nr 233, poz. 2219 oraz z 2004 r. Nr 96, poz. 959.

³⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2000 r. Nr 86, poz. 958 i Nr 114, poz. 1193, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, Nr 67, poz. 679, Nr 102, poz. 1115 i Nr 147, poz. 1643, z 2002 r. Nr 1, poz. 2, Nr 115, poz. 995 i Nr 130, poz. 1112, z 2003 r. Nr 86, poz. 789, Nr 128, poz. 1176 i Nr 217, poz. 2125 oraz z 2004 r. Nr 54, poz. 953 i Nr 91, poz. 870.

UZASADNIENIE

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne (PE) ma głównie na celu dostosowanie jej przepisów do dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej:

- 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz. L 176 15.07.2003) (DE),
 - 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz.Urz. L 176 15.07.2003) (DG)
- (zwanych dalej „Dyrektywami”) oraz rozporządzenia nr 1228/2003/WE w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych przy transgranicznym obrocie energią elektryczną. Zawiera również propozycje niezbędnych zmian wynikających z dotychczasowych doświadczeń stosowania prawa energetycznego w warunkach rozwijającego się rynku konkurencyjnego gazu ziemnego i energii elektrycznej w Polsce.

W Dyrektywach uwzględniono dotychczasowe doświadczenia z działania rynku energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii Europejskiej, które dowodzą korzyści płynących z wprowadzania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, a mianowicie wzrostu wydajności, obniżenia cen i stawek opłat paliw i energii, wyższej jakości usług i wzrostu konkurencyjności w sektorze energetycznym. Przepisy Dyrektyw mają głównie na celu przyspieszenie procesu liberalizacji krajowych rynków gazu ziemnego i energii elektrycznej służącej poprawie konkurencyjności gospodarki krajów Unii Europejskiej.

Jednym z głównych celów nowych Dyrektyw jest poprawa warunków do rozwoju konkurencji w wyniku łatwiejszego dostępu do sieci gazowych i elektroenergetycznych, zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, dla podmiotów działających na rynkach konkurencyjnych gazu ziemnego i energii elektrycznej w poszczególnych krajach członkowskich UE oraz w skali europejskiej. Okresowe raporty Komisji Europejskiej

wskazują na trudności w uzyskiwaniu dostępu do sieci przez niezależnych sprzedawców w niektórych krajach Unii. Są one spowodowane przede wszystkim istniejącą w tych krajach strukturą przedsiębiorstw, w której dominują pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne, które preferują dostawy dla swoich odbiorców od własnych jednostek wytwórczych. W celu poprawy tej sytuacji Dyrektywy zobowiązują państwa członkowskie do prawnego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych (OSP) (art. 10 DE i art. 9 DG) i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) (art. 15 DE i art. 13 DG), obsługujących więcej niż 100 000 odbiorców, a także operatorów systemów połączonych elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych (art. 17 DE) oraz operatorów systemów połączonych przesyłowych, dystrybucji i magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego (art. 15 DG). Ww. przepisy Dyrektywy wymagają, aby działalność operatorska w pionowo zintegrowanych przedsiębiorstwach była „co najmniej niezależna prawnie i organizacyjnie, a także w zakresie podejmowania decyzji” od innych rodzajów działalności.

Prawne wydzielenie działalności sieciowej nie oznacza zgodnie z Dyrektywami konieczności rozdziału własności. Właścicielem majątku sieciowego wydzielonego prawnie operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego może pozostać dotychczasowy właściciel. Również wydzielone przedsiębiorstwo sieciowe może być właścicielem przedsiębiorstw lub przedsiębiorstwa o innym charakterze działalności. Operator systemu może działać w ramach pionowo zintegrowanych struktur grupy kapitałowej prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną lub paliwami gazowymi oraz inne rodzaje działalności nie związanej z paliwami i energią. Muszą być jednak spełnione określone warunki dla osób odpowiedzialnych za nadzorowanie operatorów oraz osób zatrudnianych przez operatora, zawarte w ww. artykułach Dyrektyw, aby zapewnić rzeczywistą niezależność operatorów.

Rozdzielenie prawne działalności sieciowej przedsiębiorstw od działalności w zakresie sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego (art. 4 DG) wprowadza specyficzne

wymagania, dotyczące organizacji sprzedaży dla odbiorców i zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania oraz zorganizowania prowadzenia przetargów na nowe moce wytwórcze energii elektrycznej lub przedsięwzięcia dla zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną (art. 6 i 7 DE), jeżeli rynek konkurencyjny nie zapewnia odpowiedniej podaży inwestycji w nowe źródła energii elektrycznej. Przetargów na nowe źródła energii nie mogą ogłaszać przedsiębiorstwa sieciowe wchodzące w skład przedsiębiorstw lub grupy przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych. W tym zakresie nowe Dyrektywy zalecają, aby państwa członkowskie wyznaczały do tego celu organy niezależne od przemysłu energetycznego (art. 7 ust. 5 DE). Regulacje te mają służyć zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw w perspektywie długofalowej. Procedurę przetargową będzie można w przyszłości powierzyć operatorowi systemu przesyłowego w przypadku, gdy przestanie pozostawać w strukturach zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa, co obecnie ma miejsce w Polsce.

Dyrektywa 2003/54/WE (art. 3 ust. 3) nakłada na państwa członkowskie Unii obowiązek zapewnienia usług powszechnych, tzw. dostawy kompleksowej (universal service) obejmującej zarówno sprzedaż energii elektrycznej, jak i świadczenie usługi przesyłowej, dla gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw (zatrudniających do 50 pracowników i obrocie rocznym nie przekraczającym 10 mln Euro), którzy nie uzyskali jeszcze uprawnienia do korzystania z usług przesyłowych i wyboru sprzedawcy (dostępu do sieci, ang. TPA) lub nie chcą z tego uprawnienia korzystać. W celu realizacji dostaw kompleksowych Dyrektywy pozwalają państwom członkowskim do wyznaczenia tzw. dostawców z urzędu (ang. last resort suppliers), którzy mają taką dostawę świadczyć. Dyrektywy nie zabraniają, aby dostawcy z urzędu świadczyli usługi uniwersalne wszystkim odbiorcom nie korzystającym z TPA, co przyjęto w przedstawianych propozycjach nowelizacyjnych w celu zapewnienia takich samych możliwości korzystania przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych z takich dostaw.

Dotychczasowa praktyka wdrażania rynków konkurencyjnych gazu ziemnego i energii elektrycznej w krajach Unii, polegająca na wyznaczaniu tylko minimalnych progów i dopuszczeniu indywidualnych harmonogramów otwarcia rynku konkurencyjnego przez

państwa członkowskie, powodowała występowanie różnic w uzyskiwaniu uprawnień do TPA przez poszczególne grupy odbiorców w różnych krajach członkowskich, co z kolei – przy uwzględnieniu obowiązującej generalnej zasady wzajemności świadczenia usług przez podmioty różnych krajów (reciprocity clause) – wywoływało trudności z zawieraniem przez odbiorców uprawnionych do TPA w danym kraju kontraktów z dostawcami zagranicznymi. Jest to jedna z przyczyn opóźnień w rozwoju jednolitego rynku energii w Europie. Nowe Dyrektywy wprowadziły dla krajów członkowskich jednolity obowiązek nadania uprawnień do TPA: najpóźniej od 1 lipca 2004 r. wszystkim odbiorcom nie będącym gospodarstwami domowymi, a od 1 lipca 2007 r. wszystkim odbiorcom (art. 21 ust. 1 DE i art. 23 ust. 1 DG).

Dyrektywy zobowiązują państwa członkowskie Unii do wyznaczenia jednego lub więcej organów regulacyjnych, niezależnych od przemysłu energetycznego, zapewniających efektywne i niedyskryminacyjne funkcjonowanie rynków konkurencyjnych energii elektrycznej i gazu (art. 23 DE ust. 1 i art. 25 ust. 1 DG). Podstawowym zadaniem narodowych organów regulacyjnych w warunkach funkcjonowania rynku konkurencyjnego jest stanowienie lub zatwierdzanie przed wejściem w życie (ex ante) metod obliczania albo ustalania warunków przyłączenia do sieci i usługi przesyłowej oraz zasad świadczenia usługi bilansowania systemu, a także prowadzenie i coroczna publikacja wyników monitorowania działania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Powoduje to konieczność nowelizacji polskiego prawa energetycznego w części dotyczącej obowiązków przedsiębiorstw oraz uprawnień i obowiązków organu regulacji, przede wszystkim w zakresie zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego, w tym zasad bilansowania systemu zawartego w regulaminie rynku bilansowego stanowiącego część tej instrukcji, gdyż obecnie Prezes URE nie ma ustawowego upoważnienia w tym zakresie.

Obydwe Dyrektywy, elektryczna i gazowa, charakteryzują się w zasadzie jednolitym podejściem do regulacji rynków energii elektrycznej i gazu z uwzględnieniem jednak charakterystycznych właściwości tych przemysłów. Przede wszystkim w elektroenergetyce sprzedawcami energii elektrycznej są z reguły krajowe przedsiębiorstwa wytwórcze, podczas gdy w gazownictwie sprzedawcy w ponad 60% sprzedają przede wszystkim gaz

importowany. W Polsce obecny sprzedawca gazu PGNiG sprzedaje zarówno gaz importowany, jak i wydobywany w kraju. Wydobycie gazu nie jest jednak objęte prawem energetycznym.

Istotnym wyróżnikiem gazu jako nośnika energii sieciowej jest możliwość jego magazynowania w systemach magazynowych (zbiornikach) i rurociągach oraz transportu w postaci gazu skroplonego i uzupełniania gazu przewodowego z instalacji rozprężania. Wprowadza to konieczność regulacji prawnej działalności w zakresie zarządzania systemami magazynowymi i instalacjami skroplonego gazu ziemnego stosownie do regulacji w dyrektywie 2003/55/WE (art. 18, 19 i 20 DG).

W Polsce występuje jeszcze jedna specyfika gazownictwa, mianowicie wykorzystywanie w niektórych miejscowościach jako gazu przewodowego zaazotowanego gazu ziemnego i rozprężonego gazu propan-butan. Z tego względu przepisy prawa energetycznego w Polsce odnoszą się do „paliw gazowych”, obejmujących zarówno gaz ziemny wysokometanowy, jak i gaz zaazotowany oraz rozprężony propan-butan. W przyszłości należy przewidzieć możliwość stosowania biogazu dostarczanego systemem gazowym (art. 1 ust. 2 DG).

Ważniejsze doświadczenia regulacyjne w stosowaniu obowiązującego prawa energetycznego, m.in. to:

- 1) brak przepisów pozwalających na uznanie w kosztach uzasadnionych przy kalkulacji taryf zwrotu z kapitału własnego w działalności regulowanej,
- 2) brak przepisów różnicujących zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci dla wytwórców i przedsiębiorstw sieciowych oraz pozostałych podmiotów,
- 3) brak przepisów pozwalających na zróżnicowanie zasad w zakresie przenoszenia struktury kosztów stałych i zmiennych na strukturę opłat za świadczenie usług przesyłowych paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła stymulujących obniżkę kosztów rozwoju sieci z uwzględnieniem ochrony odbiorców,
- 4) brak wymagań dla instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych i upoważnienia dla Prezesa URE do ich zatwierdzania.

Obecnie do kosztów uzasadnionych działalności regulowanej zalicza się oprocentowanie kapitału obcego (kredytów bankowych), natomiast brak jest wyraźnej podstawy prawnej, która umożliwiłaby uwzględnianie zwrotu (zysku) z kapitału własnego w kosztach uzasadnionych regulowanej działalności przedsiębiorstw energetycznych. Problem ten jest od wielu lat sygnalizowany, zwłaszcza przez inwestorów zagranicznych w procesie prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych. Inwestorzy angażujący własny kapitał w kupno majątku przedsiębiorstw lub nowe inwestycje energetyczne oczekują uznania w taryfach podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE, jako uzasadnionego zwrotu z kapitału na poziomie właściwym dla inwestycji infrastrukturalnych. Wymagają tego ogólne przepisy Unii Europejskiej dotyczące niedyskryminacji podmiotów na rynku (kapitał obcy i własny).

W elektroenergetyce instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, której obowiązek stosowania był wprowadzony tylko rozporządzeniem ministra gospodarki, jest opracowana i modyfikowana przez operatora systemu przesyłowego, a zawiera postanowienia wpływające na kondycję ekonomiczną uczestników rynku konkurencyjnego. Konsultacje z uczestnikami rynku nie zawsze mogły doprowadzić do jednolitych zapisów ze względu na różnice interesów dostawców i przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Powodowało to konflikty między uczestnikami rynku a operatorem systemu przesyłowego i opóźniało wdrożenie prawidłowo działającego rynku. Niezbędne jest umocowanie w ustawie obowiązku przedstawiania instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE w części, która ma wpływ na obowiązki uczestników rynku.

Uzasadnienie szczegółowe proponowanych zmian przepisów ustawy – Prawo energetyczne
Art. 1 i 3:

W art. 1 w ust. 2 w związku z analogiczną zmianą w art. 23 ust. 1 sformułowanie o minimalizacji kosztów przedsiębiorstw i odbiorców zamieniono na sformułowanie „równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców” mając na celu uniknięcia zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw w przypadku ograniczeń inwestycji w celu

minimalizacji kosztów, a w ust. 3 pkt 1 doprecyzowano zgodnie z art. 1 i 2 ustawy – Prawo geologiczne i górnicze.

Art. 3 pkt 3a uwzględnia art. 1 ust. 2 DG. Uzupełniono o definicje „paliwa gazowe”, uwzględniającą skroplony gaz ziemny regulowany dyrektywą. Wprowadzona definicja doprecyzowuje przepis budzący wątpliwości, że paliwa gazowe obejmują gaz palny używany jako surowiec do produkcji przemysłowej transportowany systemem paliw gazowych. Wprowadzenie powyższej definicji jest niezbędne z uwagi na fakt, że ustawowa definicja paliw dotyczy tylko paliw będących nośnikami energii chemicznej. Trzeba zauważyć, że dyrektywa 2003/55/WE dotyczy całego gazu ziemnego, a więc nie tylko gazu ziemnego będącego nośnikiem energii. Ponadto 65% paliw gazowych w Polsce jest używanych jako surowiec, a nie jako nośnik energii chemicznej.

Art. 3 pkt 4 i 5, art. 4, art. 32 ust. 1 pkt 3 PE dostosowują pojęcie „przesyłanie” i dystrybucja” do definicji zawartej w art. 2 pkt 3 i 5 DE i DG. Sprecyzowanie tych definicji zgodnie z terminologią dyrektyw, umożliwi wprowadzenie przejrzystego rozdziału działalności przesyłowej od dystrybucyjnej, a także od innych rodzajów działalności oraz wymaganego rozdziału księgowości dla tych rodzajów działalności oraz wyznaczenie „sprzedawcy z urzędu”.

Należy podkreślić, że przyjęte w ustawie PE pojęcia „przesyłania” i „dystrybucji”, w oparciu o które zostały wydane stosowne koncesje na działalność sieciową na przesyłanie i dystrybucję, odnoszą się do elementów procesu fizycznego, który charakteryzuje transport energii za pomocą sieci występujących zarówno w transporcie energii za pomocą sieci przesyłowej jak i sieci dystrybucyjnej. Niemniej działalność przesyłowa jest transportem w zasadzie hurtowym, natomiast działalność dystrybucyjna ma charakter rozdziału i dostarczania detalicznego. „Przesyłanie i dystrybucja” w PE jest dotychczas rozumiane jako występujące łącznie i równoznaczne z pojęciem „działalności sieciowej”. Natomiast wg Dyrektyw przesyłanie i dystrybucja występuje oddzielnie i różni się wielkością sieci transportowej, która jest wykorzystywana do transportu gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz ich podstawową funkcją jaką spełniają w systemie. Zmiana definicji „przesyłania” i „dystrybucji” jest konieczna w świetle wymagań Dyrektyw dla uporządkowania i zapewnienia zgodności z Dyrektywami. Problemem prawnym w zakresie

udzielonych już koncesji na „przesyłanie i dystrybucję” zarówno przy pomocy sieci przesyłowych, jak i dystrybucyjnych będzie ich dostosowanie do nowych podziałów działalności odrębnie dla przesyłania i dystrybucji. Uwzględniając, że Prezes URE stoi również przed problemem wydawania koncesji tylko na jeden z rodzajów działalności w sytuacji budowy gazociągów i linii bezpośrednich służących tylko do przesyłania uporządkowanie tego problemu wydaje się obecnie konieczne. W przepisach końcowych przyjęto rozwiązanie, że koncesje wydane na przesyłanie i dystrybucje stają się z dniem wejścia w życie ustawy koncesjami na przesyłanie lub dystrybucje, stosownie do zakresu prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne. Pozwoli to na naturalną zmianę koncesji po ich wygaśnięciu bez ponoszenia dodatkowych kosztów. Uzupełniono ten przepis zgodnie z uwagą UKIE o określenie, że działalność ta nie dotyczy sprzedaży.

W art. 3 w pkt 10a, 10b, 11c, 11d, 11e, 11f, 26, 27 i 28 – wprowadzono nowe definicje „instalacji magazynowej”, „instalacji skroplonego gazu ziemnego”, „operatora systemu skraplania gazu ziemnego”, „operatora systemu magazynowania”, „sieci gazociągów kopalnianych”, „gazociągu bezpośredniego” i „operatora systemu połączonego” oraz dostosowano inne definicje i przepisy (art. 4, art. 4a-art. 4f) do działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego. Ujęcie uregulowania działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego oraz wyznaczenia operatora systemu magazynowego i operatora systemu skraplania gazu ziemnego wymaga DG. W Polsce nie występuje obecnie działalność w zakresie skraplania gazu ziemnego, niemniej zgodnie z dyrektywą wprowadzenie takich regulacji jest wymagane.

W art. 3 pkt 11a i 11b proponuje się zmianę definicji „sieci przesyłowej” i „sieci dystrybucyjnej”. Zmiana ta wynika z potrzeby przystosowania prawa do Dyrektyw oraz z dotychczasowych doświadczeń regulacyjnych, które wykazały, że podział sieci na przesyłową i rozdzielczą w oparciu tylko o zwymiarowane kryteria techniczne, napięcie elektryczne lub ciśnienie gazu, powoduje trudności przyporządkowania fragmentów sieci, które nie odpowiadają kryteriom technicznym, a funkcjonalnie stanowią element systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Odpowiednio niezbędne okazało się dodanie definicji „systemu ciepłowniczego” w art. 7a dla odróżnienia go od systemu gazowego albo

elektroenergetycznego oraz w związku z używaniem tego określenia w dalszej części ustawy.

Modyfikacja art. 3 pkt 18 ustawy PE ma na celu dostosowanie proponowanego tam rozwiązania do rzeczywistego zakresu pojęcia „nielegalny pobór”, wynikającego z doświadczeń regulacyjnych URE, które to pojęcie powinno odnosić się do tych wszystkich sytuacji, w których mamy do czynienia z szeroko rozumianą kradzieżą energii lub paliw. Przepis ten w jego dotychczasowej konwencji przewiduje możliwość kwalifikowania jako nielegalny pobór również tych sytuacji, które wykaczały poza ten zakres, co powodowało, że i tak część definicji odnosząca się do pobierania energii lub paliw „niezgodnie z umową” była niewykorzystywana. Powstawały natomiast trudności z kwalifikowaniem tych wszystkich sytuacji, które faktycznie stanowiły nielegalny pobór paliw i energii. Dotychczas jako nielegalny pobór paliw i energii można było kwalifikować także sytuacje, które z tym nie miały nic wspólnego. Najczęściej podawanymi przykładowymi sytuacjami, które nigdy nie były traktowane jako nielegalny pobór, choć zgodnie z obowiązującą ustawą mogły być tak traktowane, było przekroczenie mocy umownej oraz ponad wielkość umowną pobór energii biernej. Proponowana zmiana ma na celu usunięcie powstających wątpliwości interpretacyjnych i jest ona zgodna z dotychczasową praktyką rozumienia i stosowania pojęcia „nielegalny pobór paliw lub energii”. Jest ona tym bardziej zasadna, że art. 3 pkt 18 stanowi tzw. definicję legalną tego pojęcia, a więc wyjaśnia jak należy rozumieć pojęcie „nielegalne pobieranie paliw lub energii”. Definicja ta powinna być zatem jednoznaczna i zrozumiała oraz stosowana i wykorzystywana zgodnie z jej pełnym brzmieniem.

W art. 3 pkt 24-25 modyfikacja definicji operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego wynika z wymagań Dyrektyw dotyczących rozszerzenia obowiązków operatorów o zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu nie tylko pod względem właściwego prowadzenia ruchu systemu, ale również w zakresie eksploatacji, konserwacji i remontów sieci oraz zapewnienia niezbędnych inwestycji sieciowych. W projekcie przyjęto jednakową definicję operatorów systemów gazowych i elektroenergetycznych, pomimo że w Dyrektywach występuje różnica pomiędzy pojęciami

operatorów systemów elektroenergetycznych a operatorami systemu. Z definicji tych pojęć na gruncie dyrektywy „gazowej” wynika, że operator powinien „zajmować się” przesyłem lub dystrybucją. Z definicji tych pojęć na gruncie dyrektywy „elektroenergetycznej” taki obowiązek nie powstaje. Niemniej uwzględniając założenia polityki energetycznej oraz przyjęte zasady rynku energii elektrycznej w Polsce również operatorzy systemu elektroenergetycznego powinni zajmować się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Wprowadzenie w art. 3 pkt 29-30 definicji sprzedawcy z urzędu i usługi kompleksowej związane jest z koniecznością zapewnienia dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcom nieposiadającym prawa swobodnego wyboru dostawcy bądź niekorzystającym z tego prawa na podstawie umowy zawierającej jednocześnie postanowienia umowy przyłączeniowej i umowy sprzedaży oraz dla paliw gazowych umowy sprzedaży, umowy przyłączeniowej lub umowy magazynowania.

Ze względu na występowanie w tekście ustawy przeniesiono z tzw. rozporządzenia taryfowego definicję subsydiowania skrośnego.

Wprowadzenie rozliczeń pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych dla realizacji ich zadań wprowadzonych zgodnie z wymaganiami dyrektywy związanych ze skutkami ekonomicznymi działań podejmowanych w celu zapewnienia bezpiecznej i efektywnej pracy systemu elektroenergetycznego, wymaga zdefiniowania „normalnego układu pracy sieci” (art. 3 pkt 31). Pojęcie to jest stosowane już od dawna do prowadzenia ruchu sieci w elektroenergetyce. Operatorzy uzgadniają okresowo normalny układ pracy sieci i pożądana jest stosowna regulacja ze względu na przełożenie na rozliczenia finansowe; układ pracy sieci powinien być uzgodniony między operatorami systemów w elektroenergetyce z uwzględnieniem potrzeb użytkowników systemu i występujących ograniczeń technicznych w systemie.

Art. 4:

Zmiana ust. 1 w art. 4 uwzględnia potrzebę rozszerzenia obowiązków w zakresie zapewnienia ciągłości i niezawodności zaopatrzenia w paliwa gazowe, energię elektryczną

i ciepło na wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne realizujące zaopatrzenie w sieciowe nośniki energii, w tym zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych i skraplaniem gazu ziemnego.

Modyfikacja ust. 2 w art. 4 ustawy PE wynika z przyjętego zgodnie z Dyrektywami rozdziału działalności przesyłowej od działalności dystrybucyjnej oraz zmian harmonogramu uzyskiwania prawa dostępu do sieci. Uwzględnia także przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą paliw gazowych.

Proponowana zmiana ust. 3 i przeniesienie jego treści do art. 4d wynika z konieczności rozszerzenia prawa odmowy na działalność magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego oraz przesyłania gazociągami kopalnianymi, a także uwzględnienia w przepisach możliwości odmowy świadczenia usług przesyłowych, jeżeli naruszają one nałożone prawem obowiązki na przedsiębiorstwa o charakterze publicznym, o czym jest mowa w Dyrektywach (DE art. 20 ust. 2 i DG art. 21 ust. 1).

Modyfikacja ust. 4 i przeniesienie jego treści do art. 4d ust. 2 i 3 ma na celu dostosowanie do przepisów zmienionych Dyrektyw w zakresie korzystania z wyboru dostawcy w obrocie transgranicznym, kiedy jeszcze będą występować różnice zakresów upoważnień do TPA w poszczególnych państwach członkowskich (do dnia 30 czerwca 2007 r.). Przepis ten przewiduje świadczenie usług przesyłowych na rzecz odbiorców zagranicznych, którzy posiadają prawo do usług przesyłowych i wyboru dostawcy również w swoim kraju. Rozwiązanie to wynika z zasady wzajemności w dostępie do systemów przesyłowych państw członkowskich. W przypadku odmowy świadczenia takiej usługi nieupoważnionemu odbiorcy zagranicznemu przez przedsiębiorstwo sieciowe Dyrektywy (art. 1 ust. 2 DE i art. 23 ust. 2 DG) przewidują możliwość odwołania się do Komisji Europejskiej, która może nakazać realizację takiej usługi mając na uwadze rozwój rynku konkurencyjnego w UE (art. 4d ust. 3).

W propozycji wcześniejszej nowelizacji ust. 5 zrezygnowano z ograniczenia obowiązku świadczenia usług przesyłowych tylko do paliw gazowych wydobywanych lub energii wytwarzanej w krajach Unii Europejskiej, gdyż może to wprowadzać element dyskryminacji podmiotów unijnych, które zajmują się obrotem gazem ziemnym wydobywanym lub energią elektryczną wytwarzaną poza granicami UE, czego zabraniają

przepisy o swobodzie wymiany towarowej w krajach Wspólnoty. Interes przedsiębiorstw krajowych jest wystarczająco chroniony przepisami art. 4d ust. 1 i 2.

Wykreślenie ust. 6 i przeniesienie przepisu do art. 4e uwzględnia wprowadzenie regulacji w art. 4a-4c w zakresie magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i przesyłania gazu ziemnego gazociągami kopalnianymi.

Art. 4a:

Stanowi dostosowanie PE do art. 19 DG w zakresie zapewnienia dostępu podmiotów do systemów magazynowania. W przypadku magazynowania wybrano regulowany dostęp do systemu magazynowania mając na uwadze ograniczone warunki w Polsce świadczenia usług magazynowania. Nałożono na operatorów systemów magazynowania obowiązek świadczenia dla odbiorców uprawnionych oraz przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą paliw gazowych usług magazynowania na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Zgodnie z art. 25 ust. 1 pkt g DG Prezes URE powinien być odpowiedzialny za monitorowanie warunków dostępu do magazynowania i do pojemności magazynowej gazociągów i do instalacji pomocniczych, dlatego proponuje się uzupełnienie art. 23 ust. 2 pkt 19.

Art. 4b:

Stanowi dostosowanie PE do art. 20 DG w zakresie zapewnienia dostępu podmiotów do sieci gazociągów kopalnianych. Analogicznie do świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa sieciowe sformułowano przepisy, które dopuszczają odmowę świadczenia takich usług oraz nakładają obowiązek informowania odbiorcy, Prezesa URE oraz Prezesa UOKiK o każdej takiej odmowie (art. 4e PE).

Art. 4c:

Stanowi dostosowanie PE do art. 8 i 18 DG w zakresie zapewnienia dostępu podmiotów do instalacji skroplonego gazu ziemnego. Zgodnie z art. 18 DG dostęp do instalacji skroplonego gazu ziemnego powinien odbywać się na podstawie zatwierdzonych przez Prezesa URE i opublikowanych taryf przed ich wejściem w życie.

Art. 4f:

Zmiana obecnie obowiązującego art. 4a PE wynika z konieczności rozszerzenia zakresu możliwych do akceptacji przez Prezesa URE przyczyn odmowy świadczenia usług przesyłowych przy rozpatrywaniu wniosku przedsiębiorstwa energetycznego, które odmawia zawarcia umowy przesyłowej na podstawie art. 27 DG oraz uściślenia obowiązującego przepisu w związku z wprowadzeniem obowiązku prawnego oddzielenia operatorów systemów sieciowych. Przepis art. 4e ust. 1 może dotyczyć tylko przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego (przedsiębiorstwa dystrybucyjne do dnia 1 lipca 2007 r.) lub grupy przedsiębiorstw powiązanych kapitałowo, zajmujących się działalnością sieciową oraz obrotem paliwami gazowymi, gdyż zastrzeżenie odnosi się do umów na zakup gazu w formule „bierz lub płć”. Wymóg Dyrektywy 98/30/WE i art. 27 ust. 2 nowej Dyrektywy 2003/55/WE dotyczący obowiązku notyfikacji KE o zwolnieniu z lub ograniczeniu przez Prezesa URE obowiązku świadczenia usługi przesyłowej, jeżeli ta usługa powoduje trudności finansowe przedsiębiorstwa związane z realizacją zakupów gazu w formule „bierz lub płć”. Proponowana zmiana umożliwi bezpośrednie przekazywanie informacji Komisji Europejskiej przez Prezesa URE, co usprawnia ten proces. Przepis uzupełniono zgodnie z uwagami UKIE o kryteria dla udzielania odstępstwa (ust. 4).

Art. 4g:

Stanowi dostosowanie do art. 22 DG dotyczącego dopuszczonego Dyrektywą zwolnienia nowej infrastruktury lub istniejącej infrastruktury w zakresie gazociągów międzysystemowych, instalacji magazynowej i instalacji skroplonego gazu ziemnego od stosowania wymogów art. 18, 19, 20 i 25 ust. 2, 3 i 4 DG, tj. dostępu do sieci, dostępu do instalacji magazynowania, dostępu do gazociągów kopalnianych oraz obowiązku zatwierdzania taryf i zmiany warunków dostępu.

Udzielenie odstępstwa następuje w drodze decyzji wydanej przez Prezesa URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego po spełnieniu łącznie warunków wymienionych w art. 4f ust. 1.

W przypadku gazociągów międzysystemowych każde zwolnienie powinno być konsultowane z odpowiednimi państwami członkowskimi. Oprócz tego dyrektywa nakłada wymóg zgłaszania do Komisji każdego udzielonego zwolnienia wraz z uzasadnieniem dotyczącego nowej infrastruktury. Komisja po analizie zwolnienia może zażądać od prezesa URE wprowadzenia poprawek lub zmianę stanowiska w przypadku gdy uzna, że zwolnienie zostało udzielone z naruszeniem postanowień art. 22 Dyrektywy. Prezes URE nie musi stosować się do żądań Komisji jednakże skutkować to będzie uruchomieniem procedury, o której mowa w art. 3, art. 7 i 8 decyzji 1999/468/WE. Warunek o opłatach, o którym mowa w art. 4f ust. 1 pkt 4 PE ma na celu niedopuszczenie do nieodpłatnego korzystania z nowej infrastruktury co mogłoby negatywnie wpłynąć na konkurencyjność i sprawne funkcjonowanie wewnętrznego rynku gazowego, w przypadku zwolnienia z obowiązków ze świadczenia usług i zatwierdzania taryf. Możliwe są również zmiany lub cofnięcie takiego zwolnienia w przypadku gdy zażąda tego Komisja lub gdy wystąpią zmiany warunków uzasadniających zwolnienie.

Art. 4h:

Stanowi dostosowanie do Dyrektyw w zakresie prawa odbiorców do wyboru sprzedawcy.

Art. 5:

Stanowi dostosowanie do art. 3 DG i art. 3 DE w zakresie środków ochrony odbiorców końcowych, w szczególności ochrony słabych ekonomicznie odbiorców, o których mowa w ust. 3 art. 3 Dyrektyw. Zmiana przepisów ust. 1 wynika z konieczności doprecyzowania struktury umów na dostarczanie paliw gazowych i energii elektrycznej zgodnie z nowymi Dyrektywami przy prawnym rozdzieleniu działalności sieciowej od dostaw. W tych warunkach generalnie wymagane są dwie umowy: umowa sprzedaży i umowa przesyłowa. Dostarczanie paliw może również wymagać zawarcia odrębnej umowy magazynowania lub umowy skraplania gazu ziemnego. W szczególnych warunkach dostarczanie paliw lub energii może się odbywać na podstawie jednej umowy kompleksowej. Wprowadzono uzupełnienie o zawartości umowy magazynowania i umowy skraplania gazu ziemnego. W art. 5 nowe ust. 5 i 6 zawierają szczególne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych oraz

prawa odbiorców będących gospodarstwami domowymi wynikającymi z załącznika A (DG i DE) mające na celu zapewnienie wysokiego stopnia ochrony tej grupy odbiorców.

Proponuje się także określenie zawartości umów kompleksowych na dostarczanie ciepła dające możliwość uwzględnienia szczególnych przypadków, gdy warunki dostarczania i odbioru ciepła są nietypowe (np. okresowy pobór w poszczególne dni lub miesiące, dostarczanie pary do celów technologicznych itd.). Wprowadzenie możliwości zawarcia umowy kompleksowej dla ciepła pozwoli też na uwzględnienie specyfiki pojedynczych umów „hurtowych” zawieranych między przedsiębiorstwami energetycznymi, które się zasadniczo różnią od „typowych” umów sprzedaży ciepła zawieranych z odbiorcami, przy czym również w odniesieniu do odbiorców występuje duża różnorodność potrzeb i warunków sprzedaży ciepła, co niekiedy uzasadnia potrzebę zawierania umów „specjalnych”.

Art. 5a i art. 9i:

Propozycje dotyczące art. 5a wynikają z dostosowania PE do Dyrektyw. Dyrektywa 2003/54/WE (art. 3 ust. 3) wymaga, aby odbiorcy bytowo-komunalni i drobni przemysłowi mieli zapewnione kompleksowe usługi (universal service) w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną przez przedsiębiorstwo, z którym odbiorca zawiera jedną umowę z postanowieniami umowy sprzedaży i umowy przesyłowej. Obydwie Dyrektywy (art. 3 ust. 3 DE i DG) przewidują możliwość powołania tzw. „dostawców z urzędu” (last resort suppliers), których obowiązkiem jest dostarczanie energii elektrycznej lub paliw gazowych odbiorcom komunalno-bytowym i małym odbiorcom przemysłowym. Wymogi obydwu Dyrektyw będą spełnione, jeżeli będą wyłonieni w drodze przetargu przez Prezesa URE sprzedawcy z urzędu, których obowiązkiem będzie świadczenie usług kompleksowych w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną lub paliwa gazowe wszystkim odbiorcom przyłączonym do sieci określonego przedsiębiorstwa, którzy nie są uprawnieni lub nie korzystają z wyboru dostawcy na rynku konkurencyjnym (tzw. odbiorcom taryfowym). Umowy na świadczenie usług kompleksowych będą zawierane z dostawcami z urzędu na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie. Warunkiem umożliwiającym działanie sprzedawców z urzędu jest prawne zobowiązanie przedsiębiorstw sieciowych do zawierania umów przesyłowych z dostawcami z urzędu (art. 5a ust. 2 PE), którzy w tym

zakresie działają w imieniu i na rzecz swoich odbiorców. Zgodnie z Dyrektywami (art. 3 ust. 3 DG i DE) odbiorcy taryfowi mogą zrezygnować z dostaw kompleksowych od dostawców z urzędu i nie mogą być obciążani dodatkowymi kosztami z tego tytułu (art. 5a ust. 4 PE). Przepisy te wynikają ze zmian związanych z obowiązkiem wydzielenia w formie prawnej działalności OSP lub OSD od innych rodzajów działalności. W związku z tym istnieje potrzeba stworzenia nowych zasad dla obowiązków zawierania umów związanych z dostarczeniem nośników sieciowych do odbiorców nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, co jest szczególnie ważne dla drobnych odbiorców. Niemniej dyrektywy nie zakazują wprowadzenia takich regulacji dla wszystkich odbiorców, również tych większych. W celu zapewnienia równoprawnego traktowania wszystkich odbiorców przepis art. 5a dotyczy wszystkich odbiorców niezależnie od ilości zużywanych paliw gazowych lub energii. Obowiązkiem zawierania umów kompleksowych objęto również przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła.

Art. 7:

Zmiana ust. 1 i uchylenie ust. 1a wynika z wymagań Dyrektyw dotyczących niezależności w formie prawnej operatorów (art. 10 ust. 1, art. 15 ust. 1 i art. 17 DE oraz art. 9 ust. 1, art. 13 ust. 1, art. 15 DG).

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją nie mogą zawierać umów sprzedaży, ponieważ zgodnie z wymogami dyrektywy „gazowej” i „elektrycznej” nie mogą prowadzić działalności wytwarzania na sprzedaż i obrotu. Wobec powyższego, niezależnie od uchylenia obowiązku zawierania umów sprzedaży w ust. 1, o którym mowa wyżej, należy również uchylić ust. 1a jako zbędny przy nowym brzmieniu ust. 1.

Zgodnie z dotychczasową praktyką oraz możliwością określania nakładów ustalone zostały następujące zasady kalkulowania stawek opłat za przyłączenie do sieci:

- 1) za przyłączenie do sieci wysokich i najwyższych napięć bądź ciśnień opłatę kalkuluje się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów,

-
- 2) za przyłączenie do sieci innych, niż te wymienione w pkt 1, oraz do sieci ciepłowniczej opłatę kalkuluje się na podstawie $\frac{1}{4}$ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16,
 - 3) ponadto proponuje się utrzymać, dopuszczone dyrektywami i dokumentami Unii Europejskiej (Dyrektywy 2001/77/WE, 2002/91/WE, 2003/54/WE i 2004/8/WE) będące ważnym elementem polityki Unii Europejskiej, jako efektywny sposób poprawy efektywności użytkowania energii i obniżania szkodliwych substancji do atmosfery, preferencji na poziomie 50 % kosztów przyłączenia dla opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii i małych źródeł (do 5 MW) wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Wprowadzono również w art. 7 możliwość ustalenia w umowie o przyłączenie do sieci ciepłowniczej stawek opłat niższych, niż te wynikające z taryfy, co uwzględnia postulaty przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego.

Art. 7a:

Wprowadza kryteria, jakim powinny odpowiadać urządzenia, instalacje i sieci przyłączane do sieci elektroenergetycznej. Obowiązek taki wynika z art. 5 DE i art. 6 DG, który zobowiązuje państwa członkowskie do opracowania przepisów technicznych ustanawiających minimalne projektowe i funkcjonalne wymogi techniczne w tym zakresie. Szczegółowe regulacje będzie zawierało rozporządzenie wydane na podstawie art. 9 ust. 1-4.

Art. 7a ust. 2 i 3 PE:

Konieczność regulacji wynika z dostosowania przepisów PE do Dyrektywy 2003/55. Art. 24 DG przewiduje, że jeżeli nastąpi pozytywne rozpatrzenie wniosku przedsiębiorstwa energetycznego, które odmawia świadczenia usługi przesyłowej, o którym mowa w art. 4e ust. 2 i art. 4f, to odbiorca uprawniony może wystąpić do Prezesa URE o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii pośredniej.

Art. 8:

Ust. 1 został uzupełniony i doprecyzowany zgodnie z Dyrektywami o inne przypadki rozpatrywania sporów przez organ regulacyjny, a w szczególności dotyczących usług magazynowania, usług skraplania gazu ziemnego.

Art. 9:

Doprecyzowano w ust. 1-6 zakres pozostawionego do uregulowania przez ministra właściwego do spraw gospodarki o wymagane Dyrektywami zagadnienia kryteriów bezpieczeństwa technicznego i przepisów technicznych ustanawiających minimalne wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci (art. 5 DE i art. 6 DG), które powinny być szczegółowo uregulowane w przepisach wykonawczych. Zgodnie z wymogami Dyrektywy 2003/54/WE (art. 3 ust. 6) na dostawców energii elektrycznej powinien być nałożony obowiązek przekazywania odbiorcom informacji o strukturze paliwowej źródeł energii elektrycznej, w których była wytworzona energia dostarczona przez dostawcę w poprzednim roku oraz wskazania źródeł informacji o wpływie na środowisko tych źródeł, co najmniej o emisji CO₂.

Uzupełniono również delegację o wytyczne dotyczące wydania przepisów w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie znajdujących się obecnie w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczej. W chwili obecnej operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych przez zmiany przepisów w Instrukcjach mogą ustanawiać relacje dotyczące podmiotów przyłączonych do ich sieci oraz nakładać na te podmioty płatności za dostęp, korzystanie z sieci i bilansowanie. Może to powodować pewne trudności w funkcjonowaniu i rozwoju gazownictwa lub elektroenergetyki, ponieważ duże ryzyko zmiany reguł w tym zakresie przez operatorów stwarza problemy z uzyskiwaniem kredytów oraz ogranicza zainteresowanie inwestorów. Zwiększać to może także koszty funkcjonowania rynku energii elektrycznej, zwiększając w

rezultacie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Innym negatywnym skutkiem obecnych regulacji jest ograniczanie dostępu odbiorców do rynku energii przez wprowadzenie, przez operatorów sieci rozdzielczych, niekorzystnych dla użytkowników systemu postanowień w instrukcjach. Proponowane uzupełnienie delegacji, a także wprowadzenie zatwierdzania przez Prezesa URE instrukcji powinno służyć ograniczeniu kosztów funkcjonowania rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz pozwoli odbiorcom na dostęp do rynku przez pełniejsze korzystanie z prawa do wyboru sprzedawcy. Łatwiejszy dostęp do rynku uprawnionych odbiorców zwiększy konkurencję między przedsiębiorstwami energetycznymi i doprowadzi do obniżenia kosztów zakupu i dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej.

Uwzględniając różną specyfikę poszczególnych nośników energii (paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła) wprowadzono odrębne delegacje ustawowe w tych sprawach, co pozwala indywidualizować poszczególne regulacje, tak jak tego wymagają odrębne dyrektywy dla gazu ziemnego i energii elektrycznej.

Brzmienie ust. 5 i 6 art. 9 związane jest z podstawowym dzisiaj problemem dla odnawialnych źródeł energii, jakim jest konieczność uczestnictwa i ponoszenia kosztów funkcjonowania Rynku Bilansującego z tytułu niezbilansowania produkcji. Dotyczy to w szczególności źródeł „trudnych”, których technologia wytwarzania energii (brak możliwości określenia wielkości produkcji w perspektywie kilku godzin) praktycznie uniemożliwia skuteczne planowanie produkcji. Problem dotyczy również małych rozproszonych źródeł energii odnawialnej, dla których prognozowanie produkcji (to spora pozycja kosztowa) nie ma żadnego sensu ekonomicznego, gdyż ich produkcja zużywana jest lokalnie i ich wpływ na pozycje bilansowe operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest praktycznie żaden. Przykładem jest tutaj brak możliwości rozwoju w Polsce energetyki wiatrowej, której rozwój, pomimo bardzo dużego potencjału, jest ograniczony istniejącymi obecnie barierami regulacyjnymi, związanymi głównie z obowiązkiem grafikowania produkcji wynikającym z Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Energetycznej.

Treść ust. 9 w art. 9 jest natomiast konsekwencją nowych obowiązków sprawozdawczych wynikających z Dyrektyw (art. 3 ust. 9 DE i art. 3 ust. 6 DG). Zgodnie z dyrektywami (art. 3 ust. 2 DE i art. 3 ust. 2 DG) obowiązki nałożone na przedsiębiorstwa energetyczne świadczenia usług publicznych w ogólnym interesie ekonomicznym kraju mogą dotyczyć bezpieczeństwa dostaw i zaopatrzenia w energię jak i bezpieczeństwa technicznego, regularności, jakości i cen dostaw oraz ochrony środowiska, w tym efektywności energetycznej i ochrony klimatu. W odniesieniu do Polski dotyczą one np. obowiązków świadczenia usług przesyłowych (art. 4 PE), zawartości umów (art. 5 PE), obowiązków zawarcia umowy o przyłączenie (art. 7 PE), planowania (art. 16 PE), odwołania od decyzji Prezesa URE do Sądu Antymonopolowego (art. 30 PE), uzyskania koncesji (art. 32 PE) lub przedkładania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE oraz ich publikacji (art. 47 PE).

Art. 9a ust. 6 i 7:

Zmiana polega na zastąpieniu w obydwu delegacjach wyrazów „założenia polityki energetycznej” wyrazami „polityka energetyczna” zgodnie ze zmianą wprowadzoną w art.12.

Art. 9c, art. 9d, art. 9g, art 9h:

Uwzględniając specyfikę regulacji dotyczących paliw gazowych i energii elektrycznej rozdzielono w ust. 1 art. 9c PE zadania operatorów systemów gazowych (art.8, 10, 12, 14, 18, 19, 20, 21 DG) od zadań operatorów systemów elektroenergetycznych w ust. 2 i 3 art. 9c PE (art. 9, 11, 12, 14, 16 DE). Dostosowanie treści przepisów art. 9c do wymagań Dyrektyw dotyczy w szczególności zadań operacyjnych i informacyjnych operatorów systemów

(ust. 1-3), obowiązków przekazywania informacji o funkcjonowaniu operatorów Prezesowi URE, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki i Komisji Europejskiej.

Dotyczy to w szczególności obowiązku opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych (art. 9g), którą powinien zatwierdzać Prezes URE, obejmującej zasady

bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi, czego wymagają obydwie Dyrektywy.

Doprecyzowanie przepisów dotyczących upoważnienia Prezesa URE do wyznaczania operatorów systemów (art. 9h PE) zgodnie z wymaganiami (art. 7 i 11 DG) dla operatorów systemów przesyłowych, magazynowania i skroplonego gazu ziemnego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych paliw gazowych, a także dla operatorów systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (art. 8 i 13 DE). Okres pełnienia funkcji operatora skorelowano z okresem, na jaki zostały wydane decyzje koncesyjne na przesyłanie lub dystrybucję.

Nowe brzmienie art. 9d służy wdrożeniu do prawa energetycznego art. 9, 13 i 15 DG oraz art. 10, 15 i 17 DE, dotyczących wydzielenia w formie prawnej operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i systemów połączonych oraz zapewnienia ich niezależności w strukturach przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego, oznaczającego zgodnie z definicją w Dyrektywach również grupę powiązanych kapitałowo przedsiębiorstw.

Art. 9i:

Zmiana niezbędna w związku z realizacją przepisów Dyrektyw (art. 3 ust. 3 obydwu Dyrektyw) i wprowadzeniem sprzedawców z urzędu dla odbiorców niekorzystających z wyboru dostawcy. Ze względu na to, że dostawcy z urzędu mają obowiązek zawierania umów kompleksowych sprzedaży z odbiorcami, którzy jeszcze nie nabyli prawa do wyboru dostawcy, Prezes URE powinien zachować prawo do zatwierdzania taryf sprzedawców przynajmniej do dnia 30 czerwca 2007 r., kiedy nastąpi całkowite otwarcie rynku energii elektrycznej i gazu. Po tym terminie Prezes URE może skorzystać z upoważnienia nadanego mu art. 49 PE i zwolnić taryfy dostawców z urzędu z obowiązku przedstawiania takich taryf do zatwierdzenia.

Zapewniono przejrzysty sposób wyłaniania sprzedawców z urzędu, w drodze przetargu.

Art. 9j:

Wprowadzenie wymogu zmagazynowania 3% planowanej rocznej wielkości importu gazu ziemnego na pokrycie nieprzewidzianego wzrostu zużycia paliw gazowych przez odbiorców lub zakłóceń w dostawach, awarii w sieciach innych operatorów lub zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania tego systemu jest jednym z instrumentów, którego zadaniem jest przyczynianie się do wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, zgodnie z dyrektywą Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego oraz z Załącznikiem do tej dyrektywy.

Wprowadzenie proponowanych nowych przepisów w art. 9j ust. 3 zobowiązujących operatorów systemu przesyłowego (OSP) do podejmowania we współpracy z użytkownikami systemu działań niezbędnych na wypadek nagłych awarii o dużych rozmiarach wynika z konieczności zamieszczenia w ustawie regulacji dotyczących natychmiastowych działań dla zapobieżenia lub usunięcia skutków nagłej awarii technicznej lub ataku terrorystycznego o dużych rozmiarach. Działaniami tymi OSP miałyby prawo objąć wszystkie przedsiębiorstwa współpracujące z systemem gazowym lub elektroenergetycznym, na terenie państwa, bez względu na skutki ekonomiczne dla tych przedsiębiorstw. O podjętych działaniach OSP bezzwłocznie informuje ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 12-15, 15a i 15b:

Art. 5 DG i art. 4 DE wymagają zapewnienia przez państwa członkowskie UE nadzoru nad bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego i energii elektrycznej w zakresie określonym w tych przepisach oraz publikowania i okresowego przekazywania do Komisji Europejskiej sprawozdań z tego nadzoru. W myśl obowiązującego art. 15 PE wytyczne polityki energetycznej państwa zawierają między innymi ocenę bezpieczeństwa energetycznego państwa, łącznie z prognozowanym popytem krajowym na paliwa i prognozą eksportu i importu paliw. Jednakże PE nie nakłada na Ministerstwo Gospodarki ani Prezesa URE obowiązku opracowania, publikacji i przedłożenia Komisji Europejskiej raportu w tej sprawie w określonych terminach. PE wymaga więc w tym zakresie uzupełnienia.

Doprecyzowania zgodnie z dyrektywami wymaga zakres nadzoru w PE nad bezpieczeństwem energetycznym.

Z przyjętego przez Radę Ministrów dnia 2 kwietnia 2002 r. dokumencie pn. „Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku” wynika, że nowelizacja art. 13-15 i powinna dotyczyć przede wszystkim „elastycznego doboru okresu projekcji w zależności od konkretnej sytuacji ekonomicznej”.

Przygotowana w styczniu 2002 r. informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego kraju ujawniła wieloaspektowość tego pojęcia, począwszy od korelacji popytu i podaży, struktury nośników i źródeł zasilania gospodarki, przez stan infrastruktury technicznej sektora energii, poziom rezerw, a skończywszy na uwarunkowaniach ekonomicznych funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, w tym również kondycji ekonomicznej odbiorców. W wyniku analizy stanu bezpieczeństwa ujawniają się najsłabsze jego elementy, co automatycznie określa obszar koniecznej i szczególnej aktywności, wyznaczając program niezbędnych działań państwa.

Takie podejście będzie zgodne z dyrektywami UE (art. 4 DE i art. 5 DG). Bezpieczeństwo energetyczne jest w nich podstawowym wyznacznikiem działań. Tak więc jednym z podstawowych kierunków działań powinna być analiza i ocena bezpieczeństwa energetycznego kraju, zarówno w ujęciu stanu bieżącego, jak też przyszłego, jak też w przekroju bezpieczeństwo techniczne/bezpieczeństwo dostaw paliw i energii. Do takiego podejścia skłania również sejmowa debata poświęcona dyskusji nad przedłożoną przez rząd „Informacją o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie”, która potwierdziła społeczno-polityczne oczekiwania w zakresie priorytetów polityki energetycznej. Kwestia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest sprawą interesującą nie tylko polityków, ale szerokie kręgi społeczne.

Zarówno prognoza zapotrzebowania jak i poziomu przyszłego bezpieczeństwa energetycznego powinny być prezentowane w horyzoncie 15-20 lat, natomiast program działań nie powinien przekraczać czterech lat. Program taki, nakierowany na utrzymanie/stabilizację/poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju powinien być rozliczany przez Ministra Gospodarki co rok w formie sprawozdania z nadzoru nad

bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa i energię. Sprawozdanie to powinno być publikowane i zgodnie z wymaganiami zmienionych dyrektyw przekazane niezwłocznie Komisji. Ponadto sprawozdanie, obok oceny odchylenia rzeczywistych wartości od wielkości zawartych w raporcie oraz wskaźników opisujących prognozowany poziom bezpieczeństwa energetycznego, a także analizy zarówno przyczyn jak i skutków tych odchyleń, powinno prezentować stopień osiągnięcia założonych celów. Wymieniony zakres sprawozdania w art. 15b ust. 2 jest nieco szerszy od zakresu wynikającego z obowiązków sprawozdawczych dla Komisji Europejskiej.

Art. 15c:

Art. 23 ust. 8 DE wymaga, aby właściwy organ regulacyjny składał do 2010 r. w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, a po 2010 r. co dwa lata, sprawozdanie dotyczące dominacji i zachowań sprzecznych z prawem konkurencji na rynku energii elektrycznej. Informacje tego typu posiada Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, a informacje o zmianach struktury właścicielskiej minister właściwy do spraw Skarbu Państwa, w związku z czym uzasadniona jest koncepcja przygotowywania i składanie tego sprawozdania przez Prezesa URE we współpracy z tym ministrem i z Prezesem UOKiK.

Art. 16:

Zmiany ust. 3 dotyczą uzupełnienia wymaganego zakresu projektu planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych o przedsięwzięcia w zakresie połączeń systemami elektroenergetycznymi i gazowymi innych krajów, co wynika z Dyrektyw.

Zmiany ust. 6 wprowadzają ograniczenia obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych z Prezesem URE w ramach odrębnej procedury. Obecnie z obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju w ramach odrębnej procedury, ze względu na ich liczbę i lokalny charakter działalności, zwolnione są jedynie przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła. Projekty planów rozwoju tych przedsiębiorstw są weryfikowane w postępowaniach w sprawie zatwierdzenia taryf. Proponowane ograniczenie obowiązku przedkładania

planów do uzgodnienia przez Prezesa URE dotyczy gazowniczych i elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych, prowadzących działalność w zakresie, który nie ma istotnego (decydującego) wpływu na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

W przypadku przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej przyjęto, że są to przedsiębiorstwa świadczące usługi przesyłania i dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, dla których dostawy roczne wynoszą mniej niż 50 GWh, w przypadku paliw gazowych – dla mniej niż 50 odbiorców, dla których dostawy roczne wynoszą mniej niż 50 mln m³ paliw gazowych.

Proponowana zmiana nie pogorszy zatem sytuacji odbiorców obsługiwanych przez „lokalnych” (w rozumieniu proponowanej nowelizacji) dystrybutorów gazu i energii elektrycznej, gdyż art. 16 ustawy zobowiązuje wszystkie sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do uwzględniania – oprócz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego gmin – również kierunków rozwoju gminy, określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Art. 16a:

Proponowane zmiany dotyczą realizacji założeń polityki energetycznej w nowych warunkach wynikających z przepisów Dyrektywy 2003/54/WE (art. 7), nakładających na państwa członkowskie obowiązek wyznaczenia organów publicznych, niezwiązanych z przemysłem energetycznym, odpowiedzialnych za organizację i przeprowadzenie przetargów na nowe moce wytwórcze energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną, w przypadku, kiedy inwestycje rynkowe nie zapewniają długofalowego bilansu dostaw i zapotrzebowania na energię elektryczną. Ze względu na to, że podstawą do organizowania takich przetargów powinny być wyniki monitorowania bezpieczeństwa dostaw, najwłaściwszym organem wydaje się Prezes URE, który powinien w tym zakresie współdziałać z ministrem właściwym w sprawach gospodarki, jako organem odpowiedzialnym za politykę energetyczną. W ogłoszeniu o przetargu określa się instrumenty ekonomiczno- finansowe, określone w odrębnych przepisach, umożliwiające realizację przedmiotowych przedsięwzięć na

warunkach preferencyjnych. Prezes URE przed opublikowaniem ogłoszenia uzgadnia rodzaje ww. instrumentów z ministrem właściwym ds. finansów publicznych oraz z innymi właściwymi organami administracji państwowej.

Art. 18:

Zmiana ma na celu uściślenie zakresu, w jakim gmina finansuje oświetlenie dróg, a konkretnie ograniczenie ponoszenia kosztów do finansowania jedynie dróg publicznych. Zmiana była przedmiotem postulatów jednostek samorządowych zgłaszanych wielokrotnie do Ministerstwa Finansów i Ministerstwa Gospodarki i Pracy.

Art. 21a:

Zmiana wynika ze zmiany struktury podporządkowania jednostek organizacyjnych Ministrowi Obrony Narodowej, wśród których występują obecnie jednostki podległe oraz jednostki nadzorowane.

Art. 23:

Zmiany zmierzające do powrotu do właściwej zasady regulacji, polegającej na równoważeniu interesów odbiorców i podmiotów regulowanych oraz wynikające z dostosowania zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE do wymagań Dyrektyw. W szczególności proponuje się nadać Prezesowi URE kompetencje do ustalania okresu obowiązywania taryfy – zmiana ta uprości znacznie procedurę zatwierdzania taryf lub wprowadzania ich zmian i z pewnością uczyni decyzje Prezesa URE bardziej czytelnymi. Ustalanie współczynnika korekcyjnego ma sens na kolejne lata okresu regulacji następujące po pierwszym roku zatwierdzenia taryfy, dla którego obecnie ustalanie X jest bezprzedmiotowe. Kompetencje i obowiązki Prezesa URE zostały uzupełnione o nowe obowiązki monitorowania wskazanych w obu Dyrektywach zagadnień. Dyrektywy wskazują organ regulacyjny jako odpowiedzialny za ustalanie lub zatwierdzanie przynajmniej metod stosowanych do wyliczania lub ustanawiania warunków dla przyłączania i dostępu do sieci krajowych, łącznie z taryfami za przesyłanie i dystrybucje oraz zapewnianie świadczenia usług bilansowania.

Art. 24:

Modyfikacja związana z dodatkowymi obowiązkami sprawozdawczymi wobec Komisji Europejskiej w zakresie oceny bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa i energię (konsekwencja postanowień Dyrektyw).

Art. 28:

Uzupełnienie o prawo Prezesa URE wglądu do ksiąg rachunkowych (konsekwencja postanowień Dyrektyw).

Art. 32:

Zmiana w ust. 1 pkt 1 ma na celu wyraźne wyłączenie z koncesjonowania wytwarzania paliw stałych i paliw gazowych, w tym gazu koksowniczego, wielkopiecowego i biogazu, podniesienie progu mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych energii elektrycznej do 50 MW, jednak tylko tych, które nie stanowią odnawialnych źródeł oraz podniesienie progu mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych ciepła do 5 MW, które nie są objęte obowiązkiem zakupu. Stanowi to powrót do pierwotnych wielkości przyjętych w ustawie i obniżonych w pracach parlamentarnych. Doświadczenia regulacyjne URE wskazują, że zmiana ta nie spowoduje istotnych zmian w ogólnych wielkościach wytwarzanej w kraju energii elektrycznej i ciepła objętych koncesjonowaniem i mających wpływ na bezpieczeństwo zaopatrzenia. Ograniczenie koncesjonowania dla mniejszych źródeł wytwórczych służyć będzie rozwojowi lokalnych rynków energii.

Modyfikacja ust. 1 pkt 2 związana jest z wprowadzeniem zgodnie z dyrektywą gazową regulacji rynku usług skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Zmiana pkt 3 i 4 w ust. 1 oraz ust. 4 jest konsekwencją podniesienia progu mocy źródeł ciepła objętych koncesjonowaniem.

Art. 41:

Zmiana rozszerza katalog przypadków, w których Prezes URE może zmienić z urzędu koncesję i jest związana z wprowadzeniem instytucji sprzedawcy z urzędu. Służy ona zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej na wypadek braku wyłonienia w drodze przetargu sprzedawcy z urzędu.

Art. 44:

Zmiana stanowi doprecyzowanie w zakresie wynikającym z dyrektyw sporządzania sprawozdań finansowych, w tym dla odbiorców mających prawo do wyboru sprzedawcy (art. 19 DE i art. 17 DG).

Art. 45:

Proponowane zmiany ust. 1 wynikają przede wszystkim z dotychczasowych doświadczeń wskazujących na pilną potrzebę ustawowego uregulowania kwestii związanych z angażowaniem także z kapitału własnego w regulowaną działalność przedsiębiorstw energetycznych, a także dostosowania sposobu przenoszenia struktury kosztów na strukturę opłat regulowanych w ciepłownictwie do przepisów obowiązujących dla elektroenergetyki i gazownictwa.

Proponuje się uzupełnienie o przepis dający prawo do uwzględniania w kalkulacji taryf kosztu zwrotu z kapitału własnego. Zmiana ta jest postulowana przez podmioty i inwestorów działających w tym sektorze. Powinna ona służyć racjonalizacji prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne, dla których taryfy są regulowane. Obecne przepisy pozwalają uzyskiwać w taryfie zwrot kosztów prowadzonej działalności, w tym koszty kapitału obcego. Liberalizacja rynku energii i paliw gazowych oraz rozwój konkurencji stanowić będzie mechanizm chroniący odbiorców przed wzrostem cen paliw i energii. Operatorzy systemu są odpowiedzialni za odpowiedni stan techniczny sieci energetycznych i gazowych oraz ich rozbudowę. Jednym z warunków realizacji tego zadania jest zapewnienie dla przedsiębiorstw energetycznych warunków ekonomicznych dla ich rozwoju. Dyrektywy nakładają na urzędy regulacji energetyki w krajach członkowskich odpowiedzialność za ustalanie lub zatwierdzanie metodologii służącej do obliczania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych oraz przyłączania i dostępu do sieci w

sposób pozwalający na realizację koniecznych inwestycji sieciowych i zagwarantowanie im opłacalności i wykonalności.

Zgodnie z Aneksen Nr 4: „Restrukturyzacja wybranych sektorów gospodarki” do „Strategii Gospodarczej Rządu SLD – UP – PSL Przedsiębiorczość – Rozwój – Praca, przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 29 stycznia 2002 r. „Celem strategicznym w podsektorze elektroenergetycznym jest osiągnięcie stabilnego poziomu cen energii atrakcyjnych dla gospodarki krajowej i konkurencyjnych dla cen energii wytwarzanej za granicą oraz dążenie do uzyskania zwrotu kapitału zainwestowanego w ten sektor.”.

Zgodnie z „Oceną realizacji i korektą założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku” przyjętą przez Radę Ministrów w dniu 2 kwietnia 2002 r. „Podstawowym celem Rządu w polityce cenowej, jest dążenie do stabilnego poziomu cen, akceptowanego zarówno przez odbiorców, jak i dostawców energii, zapewniającego konkurencyjność polskiej gospodarki. Służyć temu będą m.in. jednoznaczne rozstrzygnięcie problemu uznania kosztu kapitału jako czynnika cenotwórczego”.

Propozycja zmiany ust. 5 wynika z potrzeby eliminowania subsydiowania skrośnego między grupami odbiorców w zakresie świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych. To zadanie zostało ujęte w dokumentach związanych z Programem przygotowania Polski do członkostwa w Unii Europejskiej. Z uwagi na duży udział kosztów stałych w działalności przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej i paliw gazowych, dochodzący do 90% dla przesyłania, obowiązujące obecnie ograniczenie powoduje, że grupy odbiorców o mniejszym zużyciu paliw lub energii przy takich samych wielkościach mocy zamówionej w mniejszym stopniu uczestniczą w pokrywaniu kosztów utrzymania sieci. Ma to wpływ na mniej racjonalne decyzje przy zamawianiu wielkości mocy umownej.

Udział kosztów stałych w działalności transportowej (prześył + dystrybucja) w gazownictwie wynosi ok. 90%, pozostawienie zapisu ust. 5 w obecnym kształcie może być kwestionowane jako niezgodne z DG (zasada niedyskryminacji). W szczególności we wstępie do DG (pkt 16) „krajowe urzędy regulacji powinny zapewnić, aby taryfy były niedyskryminacyjne i odzwierciedlające koszty”. Postulat odzwierciedlania kosztów w taryfach przesyłowych artykułowany był również przez Forum Madryckie i opublikowane

„Guidelines for Good TPA Practice”. Podobny zapis znajduje się w propozycji regulacji (rozporządzenia) parlamentu i komisji europejskiej „on conditions for access to the gas transmission networks”: charges applied by tso shall (...) reflect effectively incurred costs”. Przeniesienie kosztów zmiennych do opłaty stałej było w miarę bezpieczne w sytuacji braku TPA i połączenia działalności obrotu i przesyłu, ponieważ PGNiG mogło w miarę realnie prognozować ilości przesyłanego gazu i realizować prognozy. Koszty stałe przypisane do opłaty zmiennej i tak były odzyskane. W sytuacji, gdy inny podmiot zarezerwuje moc na zasadzie TPA i nie prześle deklarowanej ilości gazu, 60% kosztów stałych będzie musiał pokryć operator, a w konsekwencji inni odbiorcy. Pozostawiono w art. 4 przepis przejściowy pozwalający na utrzymanie ograniczenia do końca 2005 r. Ponadto Prezes URE będzie mógł w procesie zatwierdzania taryf kontrolować zasadność proponowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne wyższego udziału opłat stałych za usługi przesyłowe i dystrybucyjne. Dla uwzględnienia ochrony odbiorców wprowadzono do art. 23 ust. 2 pkt e upoważniający Prezesa URE do określania maksymalnego udziału opłat stałych w opłatach przesyłowych.

Art. 45a:

Poszerzenie przepisów art. 45a podyktowane jest potrzebą doprecyzowania regulacji dotyczącej sposobu funkcjonowania i użytkowania w budynkach wielolokalowych systemów wewnętrznych rozliczeń kosztów zużycia energii cieplnej na poszczególne lokale mieszkalne i użytkowe. Postanowienie Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 lutego 2003 r., wskazało na potrzebę uregulowania przez Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej tego zagadnienia.

Istniejąca obecnie różnorodność rozwiązań technicznych i organizacyjnych w zakresie dostaw ciepła do budynków wielolokalowych i sposobów jego rozdziału wewnątrz budynków oraz bardzo zróżnicowany stan techniczny budynków i instalacji centralnego ogrzewania sprawiają, że istnieje wyraźna potrzeba zwiększenia odpowiedzialności właścicieli i zarządzających za ten stan, jak również zobowiązania ich do większej staranności związanej z doбором sposobów wewnętrznych rozliczeń kosztów zużytego ciepła i lepszego nadzoru w zakresie rzeczywistego funkcjonowania przyjętych systemów

rozliczeń. Między innymi taki wniosek nasuwa się z licznych skarg użytkowników lokali w tych budynkach. W ich skargach zwraca uwagę duża obojętność zarządów spółdzielni mieszkaniowych na występujące wyraźnie krzywdzące nieprawidłowości w rozliczeniach za ciepło. Jest to wynik niewłaściwie dobranych systemów rozliczeń i braku stosownych działań poprawiających ten stan, w tym również obligowania przez te zarządy firm montażowo-rozliczających do wprowadzania odpowiednich korekt w ich systemach.

Istnieje również potrzeba opracowania odrębnych przepisów, ujmujących zarówno wymagania techniczne dla systemów rozliczeń kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych, w tym systemów opartych o wskazania podzielników kosztów, jak również ujmujących kryteria oceny tych systemów. Przyjęcie takich przepisów pozwoli w następnej kolejności na uregulowanie trybu oceny zgodności ww. systemów (np. tryb certyfikacji) oraz na wydanie stosownego rozporządzenia, wyznaczającego jednostkę certyfikującą oraz ustalającego jej wymagane kompetencje. Działania te w efekcie wpłyną na możliwie szybkie prawidłowe uregulowanie problematyki rozliczeń kosztów ciepła w budynkach, co jest społecznie pilnie oczekiwane.

Art. 45b:

Propozycja skreślenia dotychczasowej treści art. 45b wynika z tego, że powoduje on nierówne traktowanie sektora ciepłownictwa w stosunku do innych „sieciowych” sektorów gospodarki energetycznej w odniesieniu do zasad ustalania cen i stawek opłat oraz ich stosowania w rozliczeniach z odbiorcami. Przepisy tego artykułu uniemożliwiają przedsiębiorstwom ciepłowniczym zmianę cen (zarówno podwyżkę, jak i obniżkę) częściej niż raz na 12 miesięcy, mimo że w ciągu tego okresu następują np. zmiany cen paliw, zmiany wysokości podatków oraz występują inne, niezależne od przedsiębiorstw ciepłowniczych, czynniki powodujące wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło. Naraża to przedsiębiorstwa ciepłownicze na straty ponoszone w okresie, gdy muszą stosować ceny i stawki opłat, które nie zapewniają pokrycia uzasadnionych kosztów zaopatrzenia w ciepło, które wzrosły z przyczyn niezależnych od sprzedawcy ciepła (występuje więc sprzeczność między przepisami art. 45 ust. 1 pkt 1 i przepisami art. 45b, który zmusza przedsiębiorstwa

energetyczne do utrzymywania stałych cen i stawek opłat przez 12 miesięcy, mimo że powoduje to straty dla tych przedsiębiorstw). Ponadto przepisy art. 45b nie uwzględniają zróżnicowanej struktury organizacyjnej przedsiębiorstw ciepłowniczych, wśród których występują zarówno przedsiębiorstwa eksploatujące źródła i sieci ciepłownicze, jak też przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie wytwarzaniem ciepła oraz zajmujące się wyłącznie przesyłaniem i dystrybucją ciepła, a także elektrociepłownie, które w tych samych urządzeniach wytwarzają ciepło i energię elektryczną. Ścisłe przestrzeganie przepisów art. 45b jest praktycznie niemożliwe w przypadku występowania w danej miejscowości kilku przedsiębiorstw ciepłowniczych, które niezależnie od siebie opracowują taryfy dla ciepła w różnych terminach. Natomiast w przypadku elektrociepłowni występuje sprzeczność między regulacjami prawnymi zapewniającymi swobodę wprowadzania zmian cen energii elektrycznej i ograniczeniem swobody zmian cen ciepła (taryfy dla ciepła i taryfy dla energii elektrycznej muszą być opracowywane dla tego samego okresu według zasad określonych w odrębnych przepisach wykonawczych do ustawy dotyczących energii elektrycznej i ciepła), ale na podstawie tych samych łącznych uzasadnionych kosztów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Ponadto dosłowne przestrzeganie przepisów art. 45b prowadzi do wstrzymywania się przedsiębiorstw ciepłowniczych od obniżki cen i stawek opłat (wyłącznie ze względów formalnych), mimo że możliwe byłoby to przed upływem 12 miesięcy.

Art. 46:

Doświadczenia wskazują, że regulacje dotyczące nielegalnego poboru wymagają rozszerzenia w rozporządzeniach taryfowych, bowiem obecne rozporządzenia wskazują jedynie na pobieranie krotności cen i stawek opłat bez wskazania możliwości określenia ilości i okresu do jakich mają się one odnosić. Dokonano podziału delegacji na trzy oddzielne upoważnienia w celu zróżnicowania zakresu wytycznych uwzględniających specyfikę poszczególnych nośników energii.

Art. 47:

Proponuje się ustalenie we wniosku przedsiębiorstwa energetycznego okresu stosowania taryfy. Powinno to służyć wydłużeniu okresu obowiązywania taryfy oraz poprawy efektywności przynoszącej korzyści przedsiębiorstwom i odbiorcom. Uzupełniono przepisy o prawo stosowania dotychczasowej taryfy gdy minął termin jej ważności, a decyzja Prezesa URE nie została wydana, bądź toczy się postępowanie odwoławcze, w przypadku przedłużania się okresu zatwierdzania taryfy.

Art. 50:

Zmiana przepisu jest wynikiem realizacji wniosków pokontrolnych Najwyższej Izby Kontroli, która wskazuje na niedostateczny zakres kontrolowania koncesjonariuszy przez Urząd Regulacji Energetyki. Zdaniem NIK, proces koncesjonowania powinien także obejmować cykliczne sprawdzanie przestrzegania przez koncesjonariuszy warunków wyszczególnionych w koncesjach, udzielanych przez Prezesa URE na podstawie art. 32 ustawy – Prawo energetyczne.

Także Prezes URE wyraża uzasadnioną wątpliwość czy może wykorzystać regulację zawartą w art. 21 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178, z późn. zm.). Ustawa – Prawo energetyczne zawiera bowiem przepis (art. 50), w myśl którego „w sprawach nieuregulowanych przepisami „niniejszego rozdziału” stosuje się odpowiednio przepisy ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej”. Przepis ten zamieszczony został w rozdziale 5 ustawy, regulującym kwestie udzielania koncesji i zatwierdzania taryf przedsiębiorstw energetycznych. Ustawodawca przesądził więc jednoznacznie w Prawie energetycznym, że do działalności regulowanej tą ustawą przepisy Prawa działalności gospodarczej (a wcześniej – ustawy o działalności gospodarczej) stosuje się tylko w sprawach nieuregulowanych przepisami „tego” rozdziału i to tylko „odpowiednio”. Natomiast przepisy upoważniające do kontroli zawarte są w innych rozdziałach.

Proponowany przepis stworzy organowi koncesyjnemu – URE możliwość przeprowadzania kontroli przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, na co wskazuje wprost art. 21 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej, określający

uprawnienie do kontroli działalności gospodarczej koncesjonariusza przez organ koncesyjny, zatem także przez Prezesa URE.

Art. 54:

Uzupełnienie dotyczy przywrócenia obowiązku okresowego, co pięć lat, sprawdzania posiadanych kwalifikacji przez osoby obsługujące urządzenia, instalacje i sieci energetyczne. Obowiązek ten został zniesiony z dniem 20 czerwca 2003 r. w związku z wydaniem nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. Nr 89, poz. 828) na podstawie upoważnienia zawartego w art. 54 w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144). Brak wyraźnego upoważnienia w ustawie – Prawo energetyczne do uregulowania rozporządzeniem okresowego sprawdzania kwalifikacji ww. osób wymaga uzupełnienia ustawy o ten obowiązek nałożony na pracodawców i pracowników. Uwzględniając, uzasadnione potrzebą zapewnienia bezpieczeństwa osób obsługi urządzeń energetycznych i zwiększenia efektywności użytkowania paliw i energii w kraju, wnioski Głównego Inspektora Pracy, organizacji gospodarczych i naukowo-technicznych i pracodawców proponuje się przywrócenie okresowego sprawdzania kwalifikacji ww. osób przez uzupełnienie art. 54 ustawy o przepis w ust. 1a. Obecnie obowiązujące regulacje stworzyły sytuację kiedy w skali kraju w ciągu najbliższych lat (licząc od dnia 21 czerwca 2003 r.) będą istniały dwie kategorie osób legitymujących się równoprawnymi dokumentami o określonym i nieokreślonym terminie ważności świadectw. Wprowadzenie tej zmiany doprowadzi do równoprawnej sytuacji wszystkich dotychczasowych posiadaczy świadectw kwalifikacyjnych. Dotychczas brak jest możliwości odwołania całej komisji egzaminacyjnej, nawet na wniosek jednostki organizacyjnej, przy której uprzednio komisja została powołana. W dotychczasowej praktyce regulacyjnej stwarza to określone trudności wnioskodawcom o powołanie komisji jak i organom powołującym komisję.

Art. 56:

Zmiany polegają na uzupełnieniu wykazu naruszeń przepisów ustawy podlegających karze zgodnie z wprowadzonymi zmianami przepisów. Skreślenie przepisu stanowiącego, że karę płaci się z dochodu po opodatkowaniu ma na celu umożliwienie egzekwowania kary pieniężnej również w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo odnotowuje stratę bilansową, co nie zawsze wiąże się z trudną sytuacją przedsiębiorstwa. Wprowadzono dla Prezesa URE obowiązek powiadamiania Komisji Europejskiej o zmianach przepisów dotyczących kar zgodnie z wymaganiem rozporządzenia 1228/2003/WE.

Ad art. 2:

Okres przejściowy dla pobierania w stosunku do przyłączanych odnawialnych źródeł energii ½ wysokości opłaty przyłączeniowej.

Ad art. 3:

Okres przejściowy dla udziału opłat stałych w stawkach przesyłowych na poziomie 40% dla wszystkich rodzajów energii do dnia 31 grudnia 2005 r. ma na celu umożliwienie przygotowania się do zmian odbiorcom o niewielkim poborze i wysokim udziale kosztów stałych oraz uniknięcie konieczności zmiany taryfy w trakcie roku.

Ad art. 4, 5 i 6:

Przepisy przejściowe określające terminy powiadamiania Komisji Europejskiej o przyjętych środkach o charakterze użyteczności publicznej i raportu z monitorowania bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz powiadamiania o środkach dla zapewnienia realizacji przepisów rozporządzenia EWG w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych przy transgranicznym obrocie energią elektryczną.

Ad art. 7, 8 i 9:

Przepisy przejściowe umożliwiające wprowadzenie obowiązków w zakresie wyznaczenia operatorów, zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, wyłonienia w drodze przetargu sprzedawców z urzędu i przyjęcia polityki energetycznej.

Ad art. 11:

Wprowadzenie przepisu przejściowego jest konsekwencją zmian dokonanych w art. 54. Przepis służy utrzymaniu przez stosunkowo długi okres (5 lat) ważności świadectw wydanych bezterminowo.

Ad art. 15:

Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych, gdyż nie są sprzeczne z upoważnieniami w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Ad art. 16 i 17:

Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia jej ogłoszenia. Termin ten jest prawnie dopuszczalny. Krótkie *vacatio legis* wynika z konieczności wykonania wspomnianych na wstępie Dyrektyw (zgodnie z wymaganiami art. 30 ust. 1 DE i art. 33 ust. 1 DG).

Obowiązek określony w art. 9d ust. 1 w zakresie wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych, zgodnie z dyrektywami może zostać ustalony przez państwa członkowskie najpóźniej na dzień 1 lipca 2007 r.

Przepisy art. 9a ust. 6 i 7 oraz art. 9c ust. 6, 7 i 12 wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r. co jest spójne z ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska. W zakresie art. 9a ust. 6 i 7 oraz art. 9c ust. 12 projektowana ustawa, jako *lex posterior*, wprowadza nowe brzmienie tych przepisów, zastępując te, które zostały ustanowione ww. ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r.

Wykonywanie obowiązków zawartych w przepisach art. 9j ust. 1, 2 i 7 wymaga czasu na przygotowanie się. Z tego względu przepisy te wchodzi w życie także z dniem 1 stycznia 2005 r.

I. Cel wprowadzenia ustawy

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne ma głównie na celu dostosowanie jej przepisów do dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej:

- 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz. L 176 15.07.2003) (DE),
 - 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz.Urz. L 176 15.07.2003) (DG)
- oraz rozporządzenia nr 1228/2003/WE w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych przy transgranicznym obrocie energią elektryczną. Zawiera również propozycje niezbędnych zmian wynikające z dotychczasowych doświadczeń stosowania prawa energetycznego w warunkach rozwijającego się rynku konkurencyjnego energii elektrycznej i gazu w Polsce.

II. Konsultacje społeczne

Minister Gospodarki Pracy i Polityki Społecznej zwrócił się do organizacji skupiających podmioty gospodarcze objęte regulacjami nowelizowanej ustawy przedstawiając proponowany zakres zmian objęty projektem. W trakcie prac nad projektem prowadzono robocze konsultacje niezbędnych zmian z organizacjami podsektora gazowniczego, elektroenergetycznego i ciepłowniczego, w tym z podmiotami działającymi w ramach Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej i Grupy Roboczej Parlamentarnego Zespołu ds. Restrukturyzacji Energetyki, a także udostępniono roboczą wersję projektu PE ww. jednostkom organizacyjnym. Uwagi organizacji gospodarczych sektora energetycznego zostały wnikliwie przeanalizowane i w dużej części w możliwym do przyjęcia zakresie uwzględnione w projekcie ustawy. Projekt został także omówiony przez Zespół Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziemnego, a następnie formalnie skierowany przy piśmie z dnia 19 marca br. do organizacji związków zawodowych i organizacji gospodarczych stosownie do wymagań Regulaminu Prac Rady Ministrów.

Projekt uwzględniający uwagi zgłoszone w trakcie konsultacji został dnia 14 maja 2004 r. skierowany do uzgodnień międzyresortowych.

Do ważniejszych problemów związanych z funkcjonowaniem przedsiębiorstw energetycznych zgłaszanych w trakcie konsultacji jako wymagających uregulowania należało wprowadzenie uproszczeń w przepisach dotyczących podejmowania energetycznych inwestycji liniowych. Zagadnienia te są regulowane w przepisach o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, gospodarce nieruchomościami i ochronie środowiska. Z uwagi na przygotowywaną nowelizację tych przepisów oraz potrzebę przygotowania szerszych zmian w tych przepisach, po przeprowadzeniu bardziej szczegółowej analizy oraz w związku z brakiem projektów przepisów spójnych z ww. przepisami i zgodnych z Konstytucją RP, przyjęto, że w obecnym projekcie regulacje takie nie zostaną uwzględnione. Stosowne regulacje zostaną przygotowywane w ramach nowelizacji ww. odrębnych przepisów.

Przedmiotem innego wniosku zgłoszonego w konsultacjach jest zabezpieczenie interesu Polski w zakresie dostępu do sieci energetycznych i gazowniczych państw, które nie wprowadziły takiego obowiązku w swoich krajach. Uwagę uwzględniono i wprowadzono zasadę wzajemności dla wszystkich państw.

Powszechnie krytykowane przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz związki zawodowe, jako sprzeczne z zasadami rynku, to obowiązujące przepisy ograniczające wysokość opłat przyłączeniowych do 25% nakładów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne na przyłączenia oraz ograniczające do 40% udział opłat stałych w opłatach przesyłowych. Uwagi zostały uwzględnione oraz wprowadzono w projekcie zmiany umożliwiające stopniowe odchodzenie od tych ograniczeń, pod nadzorem Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf, co pozwoli na ograniczenie gwałtownego wzrostu tych opłat dla przyłączanych podmiotów i grup odbiorców o niskim wykorzystaniu mocy umownej.

W uwagach wskazywano również na potrzebę wprowadzenia okresów przejściowych w zakresie stopnia otwierania rynku energii elektrycznej, ze względu na brak pełnego przygotowania się przedsiębiorstw energetycznych dla sprostania konkurencji na rynku europejskim. Niemniej podejmowane przez Rząd starania o okres przejściowy dla gazu ziemnego i brak uzasadnienia technicznego dla wystąpienia o odstępstwo wskazują, że nie

można było liczyć na uzyskanie pozytywnej opinii Komisji Europejskiej. Dlatego też uwaga nie mogła zostać uwzględniona.

Wskazywano także na potrzebę utrzymania bezterminowych świadectw stwierdzających posiadanie kwalifikacji przez osoby eksploatujące urządzenia energetyczne. Niemniej większa część organizacji technicznych działających w sektorze zgłaszała przeciwnie stanowisko. Uwzględniając potrzebę zapewniania bezpieczeństwa osób, urządzeń i efektywne ich użytkowanie przyjęto propozycje wprowadzenia 5-letniego okresu ważności tych świadectw.

Podmioty sektora wytwórczego w elektroenergetyce wnioskowały o wprowadzenia regulacji do ustawy i rozporządzeń dotyczących rozliczeń kosztów użytkowników systemu z tytułu ich niezbilansowania oraz rozliczeń opłat pokrywających koszty wprowadzenia przez operatorów ograniczeń w realizacji umów i korzystania z sieci oraz źródeł z powodu występujących ograniczeń w systemie, w tym za dysponowanie jednostkami wytwórczymi należącymi do wytwórców. Postulaty te uwzględniono w upoważnieniach do wydania rozporządzeń. Ponadto wprowadzono obowiązek konsultacji projektu oraz zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przez Prezesa URE w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, a także jej publikacji.

Ponadto zgłoszono szereg uwag szczegółowych i ogólnych (ok. 200). Większość z tych uwag uwzględniono. Część uwag wykraczających poza zakres planowanej nowelizacji, brak uzasadnienia i analizy skutków propozycji, sprzeczność z polityką energetyczną, brak propozycji regulacji, nie można było uwzględnić. Na ogół uwagi te nie dotyczyły sposobu i zakresu implementacji przepisów dyrektyw, a dotyczyły zagadnień związanych z funkcjonowaniem sektora.

III. Zakres OSR

OSR sporządzono zgodnie z obowiązującymi zasadami i obejmuje ona minimalny zakres oceny, ze względu na to, że regulacja nie pociąga dodatkowych kosztów dla budżetu państwa.

OSR porównuje sytuację jaka jest przewidywana po wejściu w życie ustawy z sytuacją odpowiadającą obecnemu stanowi prawnemu.

IV. Skutki wprowadzenia regulacji

Wpływ regulacji na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

Wprowadzenie regulacji nie powoduje zwiększenia wydatków budżetu i sektora publicznego. Zmiany w prawie energetycznym powinny służyć zwiększeniu konkurencji w sektorze gazowym i elektroenergetycznym, w wyniku ograniczania barier korzystania z systemów gazowych i elektroenergetycznych. Wdrażane regulacje Dyrektyw wynikają z dotychczasowych doświadczeń działania rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii Europejskiej, które dowodzą korzyści płynących z wprowadzania rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, takich mianowicie jak wzrost wydajności, obniżka cen paliw i energii, wyższa jakość usług i wzrost konkurencyjności w sektorze energetycznym. Przepisy Dyrektyw i proponowanych zmian w ustawie mają głównie na celu przyspieszenie procesu liberalizacji krajowego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej służącego poprawie konkurencyjności gospodarek krajów Unii Europejskiej, w tym Polski. Jednym z głównych celów nowych regulacji jest poprawa warunków do rozwoju konkurencji w wyniku łatwiejszego dostępu do sieci elektroenergetycznych i gazowych, zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, dla podmiotów działających na rynkach konkurencyjnych gazu ziemnego i energii elektrycznej w poszczególnych krajach członkowskich UE oraz w skali europejskiej. Z drugiej strony regulacje te służą zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię, a także ochronie mniejszych i słabszych odbiorców przez zapewnienie dostępu do usług powszechnych o odpowiedniej jakości.

Powinny więc służyć wzrostowi gospodarczemu kraju, a tym samym zwiększeniu wpływów do budżetu. Dodatkowe zadania organów państwowych związane z monitorowaniem bezpieczeństwa zaopatrzenia, usług publicznych i rynku paliw gazowych oraz energii elektrycznej przez Prezesa URE, ministra właściwego do spraw gospodarki oraz przedstawiania wymaganych raportów i informacji do Komisji Europejskiej powinny zostać realizowane w ramach tych samych jednostek. Wymagać one będą wzmocnienia

kadrowego odpowiednich zespołów osób realizujących nowe zadania regulacyjne i monitorowania, w drodze wewnętrznych zmian organizacyjnych, tych jednostek przez przesunięcia pracowników z obszaru reglamentowania, gdzie następuje ograniczenie administracyjnej regulacji, do obszarów monitorowania bezpieczeństwa dostaw, funkcjonowania rynku energii, przygotowania wymaganych przez Komisję Europejską raportów i informacji. W obszarach tych należy zapewnić wzmocnienie kadrowe o dodatkowe osoby o odpowiednich kwalifikacjach w MGIP o około 10 osób.

Wpływ na sektor przedsiębiorstw

Przewiduje się, że wprowadzenie przedmiotowej ustawy, a w szczególności wymagań w zakresie zapewnienia przejrzystości i niezależności działalności operatorów systemów podlegającej niezależnej od sektora regulacji Prezesa URE powinno spowodować docelowo zwiększenie konkurencji i zmniejszenie kosztów działalności podmiotów sektora paliwowo-energetycznego. W wyniku wykorzystania w większym stopniu prawa do wyboru sprzedawcy przez odbiorców, w tym przedsiębiorców, w porównaniu do dodatkowych kosztów realizacji zobowiązań jakie wynikają z większych obowiązków nałożonych na operatorów, w efekcie, jak wskazują doświadczenia w krajach UE, sektor przedsiębiorców powinien uzyskać korzyści z projektowanej zmiany. Służyć ona powinna względnej obniżce cen paliw i energii i poprawie konkurencyjności sektora przedsiębiorstw. Przyspieszenie otwarcia rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej od dnia 1 lipca 2004 r. dla wszystkich odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi spowoduje, że udział zużycia gazu ziemnego przez odbiorców uprawnionych w ogólnym zużyciu gazu ziemnego w kraju wyniesie ok. 66%, zużywanego przez ok. 3% wszystkich odbiorców gazu ziemnego, których ogólna liczba w kraju wynosi ok. 6,2 mln. W 2003 r. wg rocznego sprawozdania z działalności Prezesa URE za 2003 r. do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy było uprawnionych 29 odbiorców. W 2003 r. o udostępnienie sieci nie wystąpił żaden uprawniony odbiorca gazu ziemnego. Szacunkowa liczba odbiorców uprawnionych do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej w 2003 r. wynosiła ok. 640 na ogólną liczbę odbiorców energii elektrycznej ponad 15 mln. Uprawnieni odbiorcy zużyli w 2003 r. ok. 37% energii elektrycznej zużywanej w kraju. Liczba uprawnionych odbiorców

energii elektrycznej od dnia 1 stycznia 2004 r. wzrosła do 6 tys., którzy zużyli w 2003 r. ok. 50% energii elektrycznej zużywanej w kraju. W 2003 r. z prawa wyboru sprzedawcy korzystało 44 uprawnionych odbiorców, którzy dokonali zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy w ilości 6,52% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej spółek dystrybucyjnych. Od 1 dnia lipca 2004 r. w wyniku wzrostu liczby uprawnionych odbiorców stopień otwarcia rynku energii elektrycznej wzrośnie w Polsce do ok. 73%. W krajach Unii Europejskiej, w których rynek został w pełni uwolniony, faktyczne wykorzystanie prawa wyboru sprzedawcy nie przekracza kilku procent. Zasada TPA mająca otworzyć drogę konkurencji na rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej nadal działa w ograniczonym zakresie i wciąż występuje zbyt wiele barier jej stosowania. Samo otwarcie rynku nie spowoduje znacznego wzrostu liczby odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Niezbędne będą jeszcze inne działania, w tym monitorowanie przez URE warunków korzystania przez odbiorców z praw wyboru sprzedawcy oraz usuwanie barier występujących w rozwoju rynku, w tym działania w przedsiębiorstwach energetycznych w celu obniżenia kosztów dających zwiększenie korzyści ze zmiany sprzedawcy przez odbiorcę. Tak więc obawy przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem i wytwarzaniem energii nagłego pogorszenia się ich sytuacji ekonomicznej w związku z otwarciem rynku nie są w pełni uzasadnione.

Wprowadzenie natomiast regulacji sankcjonującej prawo uwzględniania kosztów kapitału w taryfach dla paliw gazowych i energii dla działalności regulowanej podlegającej zatwierdzaniu taryf powinno służyć rozwojowi sieci energetycznych. Już obecnie przedsiębiorstwa energetyczne zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryf (wytwórcy i spółki obrotu) uwzględniają koszty kapitału oferując swoje produkty na rynku, a także przedsiębiorstwa regulowane. Mając na uwadze nadzór Prezesa URE nad stopniowym dochodzeniem do uzasadnionego poziomu stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność regulowaną wprowadzenie tej regulacji nie powinno wpłynąć na wzrost cen paliw i energii niż wynikałoby to z innych przyczyn. Ponadto możliwość uzyskania zwrotu z tańszego kapitału własnego pozwoli na właściwą strukturę nakładów pokrywanych droższym kapitałem zewnętrznym. Szacunki dokonane w URE przy wykorzystaniu wyników studium ekspertów Banku Światowego wskazują, że oczekiwana przez

inwestorów stopa zwrotu z kapitału własnego w spółkach dystrybucyjnych powinna ukształtować się na poziomie 14,4%.

Wprowadzenie równoległe bodźcowej regulacji cen, między innymi w wyniku dłuższego okresu stosowania zatwierdzonych taryf, generujących skuteczne bodźce obniżania kosztów w przedsiębiorstwach energetycznych pozwoli na właściwą proporcję udziału kosztów kapitału w taryfach oraz ograniczenie wzrostu cen sieciowych nośników energii. W krajach, w których działa konkurencyjny rynek energii lub gazu, podstawą kalkulacji stawek sieciowych czy magazynowych są planowane koszty operacyjne, amortyzacja oraz zwrot z kapitału zaangażowanego w powyższe działalności, który obejmuje średnioważony zwrot z kapitału własnego i obcego. Przedsiębiorstwo energetyczne bowiem finansowane jest z różnych źródeł, stąd też koszt jego kapitału powinno się wyznaczać w sposób kompleksowy na poziomie porównywalnym z przyjmowanym do kalkulacji przychodu regulowanego w przedsiębiorstwach prowadzących działalność o charakterze monopolu naturalnego w krajach UE.

Proponowane odejście od preferencyjnych opłat przyłączeniowych pokrywających 25% nakładów ponoszonych na przyłączenia źródeł wytwórczych i przedsiębiorstw energetycznych powinno służyć rozwojowi sieci oraz racjonalizacji jej rozwoju i wykorzystania, a tym samym obniżeniu kosztów jej eksploatacji. Stopień umorzenia sieci elektroenergetycznych na średnim i niskim napięciu wynosi ok. 63%, a dla stacji transformatorowych ok. 81%. Wiek większości linii średniego i niskiego napięcia w Polsce szacuje się na 25-30 lat. Powoduje to określone trudności w zapewnieniu wymaganych standardów jakościowych obsługi odbiorców i energii elektrycznej. Konieczność modernizacji i rozbudowy sieci dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw i energii w kraju wymaga znacznych nakładów finansowych. Realizacja tych inwestycji wymaga pozyskania środków z różnych źródeł, w tym w wyniku wprowadzenia opłat pokrywających rzeczywiste nakłady ponoszone na rozwój, opłaty przesyłowe stymulujące racjonalne zamawianie mocy oraz uzyskanie zwrotu z kapitału zaangażowanego w energetykę. Brak tych regulacji będzie powodował pogorszenie się sytuacji przedsiębiorstw sieciowych oraz zagrożenie dla ciągłości dostaw gazu ziemnego i energii elektrycznej do odbiorców.

Wyposażenie Prezesa URE w art. 23 ust. 2 w instrumenty prawne pozwalające na ustalanie w taryfie przedsiębiorstw energetycznych wysokości zwrotu z zaangażowanego kapitału w działalność regulowaną i udziału opłat stałych w opłatach przesyłowych powinno stanowić wystarczające zabezpieczenie przed wzrostem cen paliw gazowych i energii oraz opłat związanych z ich dostarczeniem.

Wpływ na sektor rządowy i samorządowy

Ustawa nakłada dodatkowe obowiązki monitorowania oraz przedstawiania sprawozdań do Komisji Europejskiej na istniejące już, następujące organy:

- 1) Ministra Gospodarki i Pracy,
- 2) Ministra Skarbu Państwa,
- 3) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
- 4) Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W związku z powyższym nie zachodzi konieczność tworzenia nowych struktur, a jedynie dostosowanie i ewentualna rozbudowa już istniejących.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać następujące czynniki:

- zmiany struktury cen paliw gazowych i energii elektrycznej i cen usług przesyłowych związane z likwidowaniem występującego jeszcze subsydiowania skrośnego między działalnością rynkową i regulowaną oraz między gospodarstwami domowymi i innymi grupami odbiorców,
- wzrost wpływów w wyniku inwestycji związanych z rozwojem sieci i połączeń z innymi systemami.

Wpływ regulacji na rynek pracy

Projektowana ustawa nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy. Jednakże realizacja zawartych w niej przepisów, a zwłaszcza rozwój rynku energii, prywatyzacja i restrukturyzacja może prowadzić do zmian struktury zatrudnienia, związanego z ograniczeniem zatrudnienia w sektorze i zwiększeniem zatrudnienia w sektorze rynkowym pracującym na rzecz sektora energetycznego. Zmiany zatrudnienia następują stopniowo i związane są z procesami restrukturyzacji spółek energetycznych.

Wydzielenie operatorów ze spółek sieciowych wpłynie na nieznaczny wzrost zatrudnienia w przesyłach i dystrybucji. Niemniej restrukturyzacja i prywatyzacja elektroenergetyki wpływa na ograniczenie zatrudnienia. Modernizacja i wprowadzenie nowych technologii zwłaszcza w wytwarzaniu i przesyłach powoduje w nowoczesnych zakładach spadek zatrudnienia o 50-60%. Niemniej w skali całego sektora proces ten następuje stopniowo. W elektrowniach ciepłych zawodowych zatrudnienie w latach 1995–2002 zmniejszyło się o ok. 7 tys. osób, tj. o ok. 30%. Podobne procesy restrukturyzacyjne zachodzą w gazownictwie gdzie zatrudnienie np. w 2001 r. zmniejszyło się o 11% do poziomu 27 250 osób. Łącznie w elektroenergetyce zawodowej spadek zatrudnienia w 2000 r. wyniósł 5 127 osób (4,8%), a w 2001 r. 4 925 osób (4,9%).

Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Projektowane w ustawie regulacje powinny wpływać bezpośrednio na wzrost konkurencyjności gospodarki. Przewidywane zwiększenie konkurencji w sektorze paliw gazowych i energii elektrycznej powinno sprzyjać rozwojowi gospodarki.

Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Przepisy ustawy nie zawierają odniesień do poszczególnych regionów, jednakże ze względu na nierównomierny rozkład zasobów naturalnych i źródeł energii oraz zróżnicowany rozwój infrastruktury, zwłaszcza opóźnień, z braku środków, rozwoju infrastruktury na wsi wpływających na ekonomikę dostarczania i wykorzystania paliw i energii można się spodziewać stymulacji rozwoju terenów w związku z modernizacją i rozwojem sieci oraz racjonalizacją jej wykorzystania i zwiększającym się energetycznym wykorzystaniem lokalnych źródeł paliw i energii oraz racjonalizacji ich wykorzystania.

Racjonalne wykorzystanie paliw i energii, w tym zarządzanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych popytem oraz optymalizacja zapotrzebowania paliw i energii w okresach szczytowych jest istotnym czynnikiem zrównoważonego rozwoju kraju, przynoszącym nie tylko wymierne efekty ekologiczne, ale także przyczyniającym się do promowania rozwoju regionalnego. Temu celowi będą służyły nowe zadania operatorów systemów

dystrybucyjnych oraz w przyszłości zapewnienie ich niezależności od działalności wytwórczej i obrotu paliwami i energią.

Skutki ekologiczne wdrożenia ustawy

Bezpośrednie korzyści ekologiczne, jakie wiążą się z wdrożeniem przepisów ustawy to uniknięcie emisji szkodliwych substancji do powietrza, które zostałyby wyemitowane w wyniku niższej efektywności energetycznej gospodarki kraju spowodowanej brakiem rozwoju rynku energii. W procesie spalania paliw kopalnych, których udział w zużyciu energii pierwotnej jest znaczny następuje emisja do powietrza przede wszystkim dwutlenku węgla, tlenków azotu, dwutlenku siarki i pyłu. Obniżenie ich zużycia wiąże się zatem z poprawą stanu środowiska przez uniknięcie emisji zanieczyszczeń do powietrza.



URZĄD
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ
SEKRETARZ
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ
SEKRETARZ STANU
Jarosław Pietras

Min.JP/ ~~619~~ /2004/DPE-rz

Warszawa, 5/07/2004

Pan
Aleksander Proksa
Sekretarz Rady Ministrów

Opinia o zgodności projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne, z prawem Unii Europejskiej, wyrażona na podstawie art. 2 ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Komitecie Integracji Europejskiej (DZ. U. Nr 106 poz. 494), przez Sekretarza Komitetu Integracji Europejskiej, Ministra Jarosława Pietrasa, działającego z upoważnienia Przewodniczącego Komitetu Integracji Europejskiej.

Szanowny Panie Ministrze,

W związku z przedstawionym projektem ustawy (RM-10-107-04), pozwalam sobie wyrazić następującą opinię:

- I. Projekt ustawy ma na celu wdrożenie przepisów:
 - Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r., w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. WE L 176, 15.07.2003),
 - Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r., w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. WE L 176, 15.07.2003) oraz
 - Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r., w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych przy transgranicznym obrocie energią elektryczną (Dz. Urz. WE L 176, 15.07.2003).
- II. Projekt ustawy ma na celu stworzenie warunków do zapewnienia zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, liberalizacji rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu ziemnego. Przepisy projektu ustawy uwzględniają również wymagane przepisami Unii Europejskiej obowiązki w zakresie

ochrony środowiska naturalnego oraz promocji odnawialnych źródeł energii. Wprowadzone w obecnym tekście projektu ustawy zmiany mają na celu doprecyzowanie zasad istniejących w poprzedniej wersji projektu ustawy. Zmiany te pozostają w zgodzie z regulacjami prawa Unii Europejskiej.

- III. Przyjęcie projektowanej regulacji zapewni również realizację zobowiązań wynikających z obowiązku wdrożenia ww. przepisów prawa wspólnotowego.
- IV. W konkluzji pozwalam sobie stwierdzić, że projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Z up. Sekretarza Komitetu
Z powazaniem
Integracji Europejskiej
PODSEKRETARZ STANU
T. Nowakowski
Tomasz Nowakowski

Do uprzejmej wiadomości:

Pan Jerzy Hausner
Wiceprezes Rady Ministrów
Minister Gospodarki i Pracy

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI i PRACY¹⁾**

z dnia

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego

Na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, Nr 203, poz. 1966 i Dz. U. z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr....., poz.) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci instalacji skroplonego gazu ziemnego, instalacji magazynowych, sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz gazociągów bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi, w tym w zakresie koniecznym do bilansowania systemu oraz pokrywania potrzeb własnych operatora systemu na te paliwa;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu gazowego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób prowadzenia rozliczeń w systemie gazowym z tytułu niezbilansowania użytkowników tego systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym;
- 7) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 8) parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 9) sposób załatwienia reklamacji.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) przedsiębiorstwie gazowniczym – należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się co najmniej jedną z wymienionych działalności w zakresie: przesyłania, dystrybucji, obrotu, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego;

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz. 1428).

- 2) sieci gazowej – należy przez to rozumieć gazociągi wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi, tłoczniami gazu i podziemnymi magazynami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, należące do przedsiębiorstwa gazowniczego;
- 3) układzie pomiarowym – należy przez to rozumieć gazomierze i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiaru ilości pobranych lub dostarczonych do sieci paliw gazowych i dokonywania rozliczeń w jednostkach objętości lub energii;
- 4) przyłączy – należy przez to rozumieć odcinek sieci gazowej od gazociągu zasilającego do kurka głównego wraz z zabezpieczeniem włącznic, służący do przyłączania instalacji gazowej znajdującej się na terenie i w obiekcie odbiorcy;
- 5) instalacji gazowej – należy przez to rozumieć urządzenia gazowe z układami połączeń między nimi, zasilane z sieci gazowej, znajdujące się na terenie i w obiekcie odbiorcy;
- 6) mocy umownej – należy przez to rozumieć maksymalną godzinową możliwość odebrania w danym roku paliwa gazowego, określoną w umowie sprzedaży paliw gazowych lub umowie o świadczenie usług przesyłowych;
- 7) umowie na usługi przesyłowe przerywane – należy przez to rozumieć umowę, na podstawie której odbiorca ma zapewnioną realizację zleconych zamówień przesyłu w ciągu całego okresu umownego, za wyjątkiem wystąpienia określonych w umowie sytuacji, w których przedsiębiorstwo może ograniczyć lub całkowicie przerwać realizację przesyłania paliw gazowych.

Rozdział 2

Warunki przyłączania do sieci gazowej

§ 3. Przyłączenie do sieci gazowej następuje z uwzględnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na podstawie umowy o przyłączenie, po spełnieniu technicznych warunków przyłączenia określonych przez przedsiębiorstwo gazownicze, zwanych dalej "warunkami przyłączenia".

§ 4. Podmioty przyłączane do sieci gazowej dzielą się na następujące grupy przyłączeniowe, zwane dalej "grupami przyłączeniowymi":

- 1) grupa I – podmioty deklarujące pobór paliwa gazowego w ilości nie większej niż 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³;
- 2) grupa II – podmioty deklarujące pobór paliwa gazowego w ilości powyżej 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

§ 5. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, określa warunki przyłączenia, o których mowa w § 3, na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci.

2. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia wymogów określonych w § 6, przedsiębiorstwo gazownicze w terminie 7 dni od daty wpłynięcia wniosku zawiadamia wnioskodawcę, wyznaczając termin do uzupełnienia wniosku nie dłuższy niż 21 dni. Jeżeli wniosek nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, przedsiębiorstwo gazownicze pozostawia wniosek bez rozpoznania.

3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej, który nie posiada tytułu prawnego do korzystania z obiektu przyłączanego do tej sieci, może wystąpić do przedsiębiorstwa gazowniczego o przedstawienie możliwości przyłączenia.

4. Przedsiębiorstwo gazownicze udziela odpowiedzi o istniejących możliwościach przyłączenia w terminie 21 dni od dnia wpływu wystąpienia, o którym mowa w ust. 3.

§ 6. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia, dla wnioskodawcy zaliczanego do I grupy przyłączeniowej, powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie rodzaju paliwa gazowego, zgodnie z wymaganiami określonymi w § 27,
- 3) określenie:
 - a) terminu rozpoczęcia odbioru paliwa gazowego,
 - b) celu wykorzystania paliwa gazowego,
 - c) wielkości mocy umownej.

2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy dołączyć:

- 1) oświadczenie dotyczące tytułu prawnego wnioskodawcy do korzystania z obiektu lub nieruchomości, w którym będą użytkowane urządzenia i instalacje;
- 2) mapę archiwalną terenu lub inną mapę do celów projektowych.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wnioskodawcy zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien zawierać dodatkowo:

- 1) określenie:
 - a) minimalnego i maksymalnego godzinowego, dobowego oraz rocznego zapotrzebowania na paliwo gazowe,
 - b) wymaganego ciśnienia w punkcie dostawy i odbioru paliwa gazowego;
- 2) opis wymagań dotyczących warunków pracy przyłączanych urządzeń i instalacji gazowych w okresie rozruchu tych urządzeń;
- 3) określenie możliwości korzystania z innych źródeł energii w przypadku przerw lub ograniczeń w dostarczaniu paliwa gazowego;
- 4) opis wymagań dotyczących odmiennych od wymienionych w § 27 parametrów jakościowych paliwa gazowego lub warunków jego dostarczenia.

4. W przypadku gdy o przyłączenie do sieci gazowej ubiega się podmiot zajmujący się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie:
 - a) rodzaju paliwa gazowego,
 - b) terminu rozpoczęcia przesyłania paliw gazowych;
- 3) określenie mocy umownej;
- 4) wielkość mocy godzinowej i dobowej w miejscu przyłączenia do sieci;
- 5) przewidywaną ilość dostawy do sieci gazowej lub odbioru z sieci gazowej paliwa gazowego;
- 6) wymagane maksymalne i minimalne ciśnienie paliwa gazowego w punkcie dostawy lub odbioru;
- 7) opis wymagań w okresie rozruchu podłączonej sieci gazowej;
- 8) sezonową charakterystykę odbioru paliwa gazowego z sieci gazowej lub dostawy paliwa gazowego do sieci gazowej.

5. W przypadku gdy o przyłączenie do sieci gazowej ubiega się podmiot zajmujący się magazynowaniem paliw gazowych (właściciel podziemnego magazynu), wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie:
 - a) rodzaju paliwa gazowego,
 - b) terminu rozpoczęcia przesyłania paliw gazowych do podziemnego magazynu gazu i z podziemnego magazynu gazu;
- 3) określenie mocy umownej;
- 4) określenie mocy zatłaczania do magazynu i mocy odbioru z magazynu;

- 5) parametry ciśnienia paliw gazowych oraz charakterystykę pracy magazynu;
- 6) wymagane maksymalne i minimalne ciśnienie paliwa gazowego w punkcie dostawy do sieci gazowej lub odbioru magazynowanego paliwa gazowego z sieci gazowej.

6. W przypadku gdy o przyłączenie do sieci gazowej ubiega się podmiot magazynujący własne paliwo gazowe w podziemnym magazynie gazu, wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać informacje zawarte w ust. 5 oraz dodatkowo określenie rezerwowanej pojemności czynnej podziemnego magazynu gazu w poszczególnych miesiącach roku kalendarzowego.

7. W przypadku gdy o przyłączenie do sieci gazowej ubiega się podmiot posiadający instalację skroplonego gazu ziemnego, wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie:
 - a) rodzaju paliwa gazowego – składu skroplonego gazu ziemnego,
 - b) terminu rozpoczęcia przesyłania z instalacji skroplonego gazu ziemnego w postaci gazowej do sieci gazowej;
- 3) określenie mocy umownej przesyłanego skroplonego gazu ziemnego w postaci gazowej do sieci gazowej;
- 4) przewidywaną ilość dostawy zregazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego do sieci gazowej;
- 5) maksymalne i minimalne ciśnienie zregazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego w punkcie dostawy do sieci gazowej;
- 6) opis wymagań w okresie rozruchu podłączonej instalacji skroplonego gazu ziemnego do sieci gazowej;
- 7) sezonową charakterystykę w punkcie dostawy do sieci gazowej zregazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego.

8. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1, 3 – 7 ustala przedsiębiorstwo gazownicze.

§ 7. 1. Jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego, przedsiębiorstwo gazownicze określa warunki przyłączenia w terminie nie dłuższym niż:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 6 ust. 1;
- 2) 60 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 6 ust. 3;
- 3) 90 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 6 ust. 4 – 7.

2. Warunki przyłączenia są ważne przez okres roku od dnia ich wydania. W przypadku rezygnacji, przed upływem roku, z ubiegania się o przyłączenie do sieci gazowej podmiot niezwłocznie informuje o tym przedsiębiorstwo gazownicze.

§ 8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zgłoszonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia, powinny określać w szczególności:

- 1) miejsce podłączenia gazociągów lub instalacji gazowych do sieci gazowej i jej parametry techniczne, w tym średnicę gazociągu;
- 2) zakres niezbędnej budowy lub rozbudowy sieci gazowej w związku z przyłączeniem;
- 3) parametry techniczne przyłącza;
- 4) rodzaj paliwa gazowego zgodnie z wymaganiami określonymi w § 27;
- 5) minimalne i maksymalne ciśnienie dostawy i odbioru paliw gazowych;
- 6) wymagania dotyczące dokonywania pomiaru i kontroli dostawy i odbioru paliw gazowych oraz miejsce zainstalowania układu pomiarowego;

- 7) charakterystykę dostawy i odbioru paliw gazowych, w tym minimalne i maksymalne godzinowe, dobowe oraz roczne zapotrzebowanie na paliwa gazowe, a także charakterystykę pracy magazynu paliw gazowych;
- 8) miejsce dostawy i odbioru paliw gazowych;
- 9) granicę własności sieci przedsiębiorstwa gazowniczego i instalacji gazowej;
- 10) zasady korzystania przez odbiorcę z innych źródeł energii, w przypadku przerw lub ograniczeń w dostarczaniu paliwa gazowego;
- 11) projektowany koszt wykonania przyłączenia;
- 12) wymagania dotyczące wyposażenia stacji gazowej, rodzaju układu pomiarowego i warunków technicznych ochrony antykorozyjnej.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi

§ 9. Przedsiębiorstwo gazownicze prowadzi obrót paliwami gazowymi na warunkach określonych w koncesji oraz umowie sprzedaży paliw gazowych lub umowie o świadczenie usługi przesyłowej.

§ 10. Przedsiębiorstwo gazownicze prowadzące obrót paliwami gazowymi:

- 1) uwzględnia w przypadku zakupu paliw gazowych:
 - a) źródła oferujące najkorzystniejsze warunki,
 - b) maksymalny poziom dostaw paliw gazowych z zagranicy, określony w odrębnych przepisach;
- 2) uzgadnia z odbiorcą:
 - a) zmiany warunków dostarczania paliwa gazowego, w szczególności gdy urządzenia gazowe wymagają przystosowania do nowych warunków,
 - b) planowane przerwy lub ograniczenia w dostarczaniu paliwa gazowego, wprowadzane na podstawie odrębnych przepisów lub umowy;
- 3) udziela odbiorcom informacji o przewidywanych terminach przywrócenia normalnych warunków dostarczania paliwa gazowego w przypadku zakłóceń w jego dostarczaniu;
- 4) niezwłocznie likwiduje przerwy i zakłócenia w dostarczaniu paliwa gazowego;
- 5) umożliwia odbiorcy dostęp do układu pomiarowego oraz kontrolę prawidłowości wskazań układu pomiarowego;
- 6) przekazuje operatorom systemów gazowych informacje pozwalające na sporządzanie bilansów paliw gazowych w sieciach.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego

§ 11. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze realizuje usługi przesyłowe na warunkach określonych w koncesji oraz umowie przesyłowej.

2. Świadczenie usług przesyłowych, o których mowa w ust. 1, odbywa się z uwzględnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów korzystających z tych usług.

3. Podmiot ubiegający się o świadczenie usługi przesyłowej powinien spełniać kryteria odbiorcy uprawnionego, o którym mowa w art. 65 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 ustawy.

4. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o świadczenie usługi przesyłowej nie jest odbiorcą uprawnionym, o którym mowa w art. 65 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 ustawy, powinien posiadać i przedstawić przedsiębiorstwu koncesję na obrót paliwami gazowymi.

§ 12. Umowa przesyłowa zawierana pomiędzy operatorami oprócz postanowień określonych w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy, zawiera także postanowienia określające sposób prowadzenia rozliczeń z tytułu ich współpracy.

§ 13. Przedsiębiorstwo gazownicze nie może odmówić zawarcia umowy przesyłowej, jeżeli spełnione są równocześnie następujące warunki:

- 1) odbiorca uzyskał prawo do korzystania z usług przesyłowych;
- 2) istnieją techniczne możliwości przesyłania paliwa gazowego istniejącą siecią gazową, bez pogorszenia, poniżej poziomu określonego w odrębnych przepisach, niezawodności oraz jakości dostarczanego paliwa gazowego, do odbiorców przyłączonych do sieci;
- 3) istnieją układy pomiarowe umożliwiające określenie ilości paliwa dostarczanego i odbieranego z sieci gazowej;
- 4) świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo gazownicze nie będzie powodowało niekorzystnej zmiany opłat za dostarczanie paliwa gazowego, ponoszonych przez odbiorców przyłączonych do sieci gazowej.

§ 14. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze realizuje usługi magazynowania paliw gazowych na warunkach określonych w koncesji oraz umowie o świadczenie usług magazynowania.

2. Świadczenie usług magazynowania odbywa się z uwzględnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów korzystających z tych usług.

§ 15. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze realizuje usługi skraplania gazu na warunkach określonych w koncesji oraz umowie skraplania gazu.

2. Świadczenie usług skraplania gazu odbywa się z uwzględnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów korzystających z tych usług.

§ 16. Ruch sieciowy prowadzi:

- 1) operator systemu przesyłowego gazowego – w sieci przesyłowej;
- 2) operator systemu dystrybucyjnego gazowego – w sieci dystrybucyjnej;
- 3) operator systemu magazynowania – w instalacji magazynowej;
- 4) operator systemu skraplania gazu ziemnego – w instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 5) operator systemu połączanego – w systemie gazowym.

§ 17. Operatorzy systemu, o których mowa w § 16, odpowiednio do zakresu działania, w celu realizacji zadań określonych w art. 9c ust. 1 ustawy w szczególności:

- 1) dysponują przepływem paliw gazowych w źródłach i magazynach;
- 2) decydują o terminie i czasie trwania planowanych robót w systemie gazowym;

- 3) przekazują innym operatorom informacje o pracy sieci i instalacji zgodnie z zawartymi umowami;
- 4) opracowują plany ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych bezpośrednio do systemu gazowego i uzgadniają je z właściwymi operatorami systemu;
- 5) wprowadzają ograniczenia w dostarczaniu paliw gazowych;
- 6) prowadzą optymalizację pracy systemu gazowego;
- 7) sporządzają raporty przepływu paliw gazowych w sieciach i instalacjach;
- 8) zbierają informacje dotyczące zdarzeń występujących w systemie gazowym;
- 9) sporządzają bieżące bilanse w poszczególnych sieciach.

§ 18. Plany remontów urządzeń mających wpływ na ruch sieci, do której urządzenia są przyłączone, wymagają uzgodnienia z operatorem prowadzącym ruch i eksploatację tej sieci.

§ 19. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze eksploatuje sieć gazową i zapewnia utrzymanie zdolności sieci gazowej do realizacji dostarczania paliw gazowych, w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych tych paliw.

2. Eksploatację sieci, o której mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi na warunkach określonych w odrębnych przepisach.

3. Przedsiębiorstwo gazownicze w przypadku awarii sieci gazowej, przebiegającej w pobliżu lub wzdłuż kanalizacji kablowej powiadamia operatorów telekomunikacyjnych o zaistniałej awarii i możliwości przeniknięcia gazu do kanalizacji.

§ 20. Jeżeli na etapie zawierania umowy przesyłowej zapotrzebowanie wnioskującego o jej zawarcie przewyższa przepustowość techniczną systemu gazowego przedsiębiorstwo gazownicze, w przypadku:

- 1) możliwości realizacji usługi przesyłowej na zasadach przerywanych oferuje tę usługę;
- 2) braku możliwości świadczenia usługi na zasadach przerywanych odmawia dostępu do sieci;
- 3) wystąpienia wolnej przepustowości informuje wnioskującego o zawarcie umowy przesyłowej o możliwości zawarcia tej umowy.

§ 21. Jeżeli w trakcie realizacji umowy przesyłowej odbiorca usługi przesyłowej przez okres co najmniej miesiąca nie wykorzystuje zamówionej mocy przesyłowej, przedsiębiorstwo gazownicze występuje do tego odbiorcy o wyjaśnienie przyczyn niewykorzystania zamówionej mocy przesyłowej, przewidywanego czasu występowania oraz poziomu zmniejszonej mocy przesyłowej oraz w porozumieniu z zainteresowanym podmiotem dokonuje innych niezbędnych czynności.

§ 22. W sytuacji ograniczeń dotyczących realizacji przepływu paliwa gazowego przesyłanego przez operatora systemu, mogących wystąpić ze względu na niewystarczającą przepustowość systemu z uwzględnieniem okresów największego obciążenia tego systemu,

prowadzenia prac remontowych lub wystąpienia awarii, zamawiający usługę przesyłową może uzyskać bonifikatę za zmniejszone ilości przesyłanego paliwa gazowego.

§ 23. Przedsiębiorstwo gazownicze podejmuje działania mające na celu zapobieganie powstawania ograniczeń oraz eliminuje ich powstawanie poprzez planowanie i rozbudowę przepustowości, modernizację i likwidację awarii oraz bieżące sterowanie ruchem systemu zapewniające minimalizację możliwości powstawania takich ograniczeń.

§ 24.1. Operator systemu gazowego w ramach bilansowania systemu prowadzi bieżącą kontrolę parametrów technicznych przesyłanego paliwa gazowego, takich jak ciśnienie i wielkość strumienia oraz dostosowuje konfigurację pracy tego systemu w poszczególnych dniach w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłanego paliwa gazowego.

2. Operator systemu gazowego zbiera dane z charakterystycznych punktów systemu za pomocą systemu telemetrii, meldunków telefonicznych i prognoz z obszarów nie objętych pomiarem.

§ 25. W przypadku wystąpienia w systemie gazowym nadmiaru paliw gazowych lub ich niedoboru operator systemu gazowego podejmuje działania mające na celu stabilizację pracy systemu, w ramach których stosowane są następujące narzędzia regulacyjne:

- 1) pojemność akumulacyjna systemu;
- 2) rezerwy paliw gazowych zgromadzone przez operatora systemu w magazynach.

§ 26. Operator systemu określa wielkość niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu w odniesieniu do łącznej ilości tych paliw wprowadzonej do systemu w punktach wejścia i odebranych w punktach wyjścia, określonych w umowie przesyłowej.

Rozdział 5

Standardowe parametry techniczne paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców

§ 27. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze dostarcza paliwa gazowe spełniające następujące parametry jakościowe tych paliw:

- 1) zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać $7,0 \text{ mg/m}^3$;
- 2) zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać $40,0 \text{ mg/m}^3$;
- 3) zawartość par rtęci nie powinna przekraczać $30,0 \text{ }\mu\text{g/m}^3$;
- 4) intensywność zapachu gazu powinna być wyczuwalna w powietrzu po osiągnięciu stężenia:
 - a) $1,5\% \text{ V/V}$ - dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej $25 \div 35$,
 - b) $1,0\% \text{ V/V}$ - dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej $41,5 \div 50$;
- 5) ciepło spalania powinno wynosić nie mniej niż:
 - a) 18 MJ/m^3 - dla nominalnej liczby Wobbego 25,
 - b) 22 MJ/m^3 - dla nominalnej liczby Wobbego 30,
 - c) 26 MJ/m^3 - dla nominalnej liczby Wobbego 35,
 - d) 30 MJ/m^3 - dla nominalnej liczby Wobbego 41,5,
 - e) 34 MJ/m^3 - dla nominalnej liczby Wobbego 50.

2. Liczbę Wobbego, o której mowa w ust. 1, określa się jako stosunek ciepła spalania, odniesionego do jednostki objętości paliwa gazowego do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej, w tych samych warunkach odniesienia.

3. Parametry określone w ust. 1, wynoszą:

- 1) dla procesu spalania:
 - a) ciśnienie - 101,325 kPa,
 - b) temperatura - 298,15 K (25°C);
- 2) dla pomiaru objętości:
 - a) ciśnienie - 101,325 kPa,
 - b) temperatura - 273,15 K (0°C).

4. Przedsiębiorstwo gazownicze wykonuje badania poszczególnych parametrów jakościowych, o których mowa w ust. 1, w zakresie:

- 1) zawartości siarkowodoru - raz na 12 miesięcy;
- 2) zawartości siarki całkowitej - raz na 12 miesięcy;
- 3) zawartości par rtęci - tylko dla złóż paliwa gazowego zawierających rtęć - raz na 6 miesięcy;
- 4) stopnia nawonienia paliwa gazowego w sieci dystrybucyjnej - raz na 14 dni;
- 5) ciepła spalania - raz na 24 godziny.

§ 28. W razie zastrzeżeń dotyczących jakości dostarczanych paliw gazowych, o której mowa w § 27, odbiorca może zażądać wykonania badania ich jakości w laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 166, poz. 1360 oraz z 2003 r. Nr 80, poz. 718, Nr 130, poz. 1188 i Nr 170, poz. 1652).

§ 29. Przedsiębiorstwo gazownicze, w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:

- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostaw paliw gazowych z sieci;
- 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu paliw gazowych, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- 3) udziela odbiorcom informacje o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania paliw gazowych, przerwanego z powodu awarii sieci;
- 4) powiadamia odbiorców o terminach i czasie trwania planowanych przerw w dostarczaniu paliw gazowych w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie, lub indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych bądź za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej na 14 dni przed datą planowanej przerwy;
- 5) uwzględnia propozycje odbiorcy dotyczące przebiegu przyłącza i jego usytuowania, jeżeli propozycja ta jest zgodna z obowiązującymi przepisami i warunkami przyłączenia;
- 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze tej sieci;
- 7) pokrywa koszty badań, o których mowa w § 31, oraz wypłaca odbiorcy odszkodowania w wysokości ustalonej w taryfie lub umowie, w przypadku stwierdzenia niezgodności jakości paliw gazowych, o której mowa w § 27;
- 8) nieodpłatnie udziela informacji dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf;

9) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin.

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

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

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

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

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

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

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

Rozdział 6

Przepis przejściowy i końcowy

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

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

MINISTER GOSPODARKI I PRACY

UZASADNIENIE

Projekt nowego *rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie szczegółowych zasad i warunków funkcjonowania systemu gazowego* jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne. Nowelizacja ta miała na celu szczegółowe dostosowanie ustawy – Prawo energetyczne do prawa Unii Europejskiej, a zwłaszcza dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55 WE z 26 czerwca 2003 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

Jednym z głównych celów nowej dyrektywy jest poprawa warunków dla rozwoju konkurencji w wyniku łatwiejszego dostępu do sieci gazowych, zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, dla podmiotów działających na rynkach konkurencyjnych gazu ziemnego w poszczególnych krajach członkowskich UE oraz w skali europejskiej.

W rozporządzeniu doprecyzowaniu ulegają zagadnienia kryteriów bezpieczeństwa technicznego i przepisów technicznych ustanawiających minimalne wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci. Zostało ono uzupełnione o przepisy w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie.

Wprowadzone do treści Prawa energetycznego pojęcia operatora systemu magazynowania, operatora skraplania gazu ziemnego i operatora systemu połączonego pociągają za sobą konieczność doprecyzowania przepisów regulujących kwestie dostępu do świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowych, skraplania gazu ziemnego oraz przepisy dotyczące zawierania umów na poszczególne usługi.

Zadania i obowiązki przedsiębiorstw gazowniczych prowadzących ruch sieciowy i eksploatację sieci w zakresie paliw gazowych, powinny uwzględniać zadania w tym zakresie wynikające ze wspomnianej wyżej dyrektywy rynkowej. Zadania te powinny zostać określone z uwzględnieniem i przypomnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów korzystających lub ubiegających się o przyłączenie do sieci. Proponowane doprecyzowanie i ujednoczenie niektórych terminów i pojęć temu właśnie służy. Przypomnienie w rozporządzeniu ogólnie obowiązującej zasady równoprawnego traktowania podmiotów ma na celu nie tylko dokonanie odpowiedniego zapisu wynikającego z zasad stosowanych w państwach Unii Europejskiej, ale przede wszystkim ma wdrożyć stosowanie takiej praktyki. Spodziewanym, oczekiwanym skutkiem stosowania zasady równoprawnego traktowania

podmiotów, określenia zasad umownych w sposób jasny i przejrzysty oraz możliwy do zweryfikowania jest rozwój rynku gazu. Można się przez to spodziewać powstania konkurencji, która winna spowodować lepszą jakość świadczonych usług i obniżkę cen. Skutkiem tego będzie poprawa jakości życia obywateli korzystających z gazu ziemnego oraz wzrost konkurencyjności firm używających w procesie technologicznym w sposób bezpośredni gaz ziemny.

W rozdziale 10 zawarto przepis przejściowy dotyczący zachowania warunków przyłączenia wydanych przed wejściem w życie rozporządzenia. Rozporządzenie wejdzie w życie z normalnym 14-dniowym *vacatio legis*.

Wejście w życie rozporządzenia w proponowanym brzmieniu nie spowoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

I. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

1. Na dochody i wydatki budżetu sektora publicznego.

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

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw.

Projektowane rozporządzenie wprowadza nowe wymagania odnośnie standardów jakościowych obsługi odbiorców, polegających na równoprawnym traktowaniu podmiotów korzystających lub ubiegających się o korzystanie z usług i sieci.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki.

Przewiduje się wzrost konkurencyjności firm używających gazu ziemnego w procesie technologicznym w sposób bezpośredni.

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia w powyższym zakresie.

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

Projekt służy dostosowaniu rozporządzenia do zmian w ustawie – Prawo energetyczne, dostosowujących przepisy do prawa UE, oraz uwzględnia praktyczne doświadczenia w stosowaniu przepisów rozporządzenia.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI I PRACY¹⁾**

z dnia

**w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu
elektroenergetycznego**

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003r. Nr, 153,poz. 1504 i Nr 203, poz.1966 oraz z 2004r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr ..., poz. ...) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną, w tym wytwarzaną w odnawialnych źródłach energii oraz wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego, w tym prowadzenia rozliczeń w systemie elektroenergetycznym z tytułu niezbilansowania użytkowników tego systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;
- 8) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 9) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 10) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej, zakupionej przez sprzedawcę

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka na podstawie § 1, ust. 2, pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady ministrów z dnia 11 czerwca 2004r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz. 1428)

w poprzednim roku, oraz dostępu do informacji o wpływie wytwarzania tej energii na środowisko, co najmniej w zakresie emisji CO₂;

- 11) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 12) sposób załatwienia reklamacji.

§ 2.

Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) ustawa - ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 2) operator - operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 3) wytwórca - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią;
- 4) moc przyłączeniowa - moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 5) moc umowna - moc czynną, pobierana lub wprowadzana do sieci, określoną w:
 - a) umowie przesyłowej oraz umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut,
 - b) umowie przesyłowej zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, lub
 - c) umowie sprzedaży zawieranej pomiędzy wytwórcą a przedsiębiorstwem energetycznym niebędącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa dostępu do sieci, w okresie godziny;
- 6) miejsce dostarczania - punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, umowie przesyłowej albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej;
- 7) przyłączy - odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę polegającą na przesyłaniu energii elektrycznej;
- 8) oferta bilansująca - ofertę produkcyjno-cenową zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub zmniejszenia produkcji tej energii albo poboru energii elektrycznej dla jednostki grafikowej, składaną w ramach rynku bilansującego, zawierającą dane handlowe i techniczne;
- 9) usługi systemowe - usługi świadczone na rzecz operatorów, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jakości tej energii;
- 10) rezerwa mocy - niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci;
- 11) układ pomiarowo-rozliczeniowy - liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 12) jednostka wytwórcza - opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy;
- 13) jednostka grafikowa - zbiór rzeczywistych bądź wirtualnych miejsc dostarczania lub odbioru energii elektrycznej;

- 14) grafiki obciążeń - zbiór danych określających planowane wielkości wprowadzenia do sieci energii elektrycznej lub jej poboru przez jednostkę grafikową, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych rynku bilansującego;
- 15) grafiki handlowe - zbiór danych określających ilość energii elektrycznej wynikającą z umów sprzedaży energii elektrycznej przypisaną jednostce grafikowej, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych rynku bilansującego;
- 16) rynek bilansujący - mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 17) wyłączenie awaryjne – wyłączenie urządzeń samoczynne – automatycznie, lub przez obsługę ruchową - ręcznie, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Rozdział 2

Warunki przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej

§ 3.

Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”.

§ 4.

1. Podmioty przyłączane do sieci dzieli się na następujące grupy przyłączeniowe:

- 1) grupa I - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 2) grupa II - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa III - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- 4) grupa IV - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
- 5) grupa V - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
- 6) grupa VI - podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

2. Napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, jest określane w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

§ 5.

1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu, w którym będą używane urządzenia, instalacje lub sieci przyłączane do tej sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
2. Wnioskodawca składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.
3. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej.
4. Przepisy ust. 1-3 stosuje się odpowiednio w przypadku zmiany przez podmiot przyłączony do sieci zapotrzebowania na moc lub energię elektryczną.

§ 6.

1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:
 - 1) oznaczenie wnioskodawcy;
 - 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej;
 - 3) przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej;
 - 4) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej lub jej poboru;
 - 5) parametry techniczne, charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I – IV;
 - 6) określenie minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podmiotom zaliczanym do grup przyłączeniowych I – III;
 - 7) parametry techniczne układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych I – IV;
 - 8) informacje techniczne dotyczące wprowadzanych zakłóceń przez urządzenia wnioskodawcy oraz charakterystykę obciążeń, niezbędne do określenia warunków przyłączenia.
2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wytwórców powinien zawierać, oprócz danych i informacji wymienionych w ust. 1:
 - 1) określenie:
 - a) planowanej rocznej produkcji energii elektrycznej i ilości tej energii dostarczanej do sieci,
 - b) mocy dyspozycyjnej, osiągalnej i zainstalowanej jednostek wytwórczych,
 - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych lub ich grup,
 - 2) wielkość planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych.
3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać także wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametry techniczne energii elektrycznej lub parametry jej dostarczania, w tym:
 - 1) dopuszczalnej zawartości wyższych harmonicznych,
 - 2) dopuszczalnej asymetrii napięć,
 - 3) dopuszczalnych odchyłek i wahań napięcia energii elektrycznej.
4. Do wniosku o wydanie warunków przyłączenia należy dołączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, a w przypadku nieposiadania tego dokumentu w dniu składania wniosku oświadczenie o jego złożeniu przed podpisaniem umowy o przyłączenie;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów;
- 3) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy nie większej niż 5 MW, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze działania nastąpi przyłączenie, jeżeli wniosek składają podmioty zaliczane do I grupy przyłączeniowej albo podmioty zaliczane do II grupy przyłączeniowej.

§ 7.

1. Warunki przyłączenia, określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią;
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej;
- 3) moc przyłączeniową;
- 4) rodzaj połączenia z siecią instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia;
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem;
- 6) wymagania wynikające z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o której mowa w § 25 ust. 1;
- 7) graniczne parametry techniczne przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci;
- 8) dopuszczalny poziom emisji zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej;
- 9) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 10) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 11) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej;
- 12) wartości w miejscu dostarczania energii elektrycznej:
 - a) prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądu zwarcia doziemnego;
- 13) wymagany stopień skompensowania mocy biernej;
- 14) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane;
- 15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;
- 16) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu.

2. Warunki przyłączenia oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w § 6 ust. 4 pkt 3, wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do:
 - 1) podmiotów zaliczonych do II grupy przyłączeniowej, przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
 - 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, przed określeniem warunków przyłączenia, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci jest przyłączone.
4. Jeżeli warunki przyłączenia, wydawane przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne, które zostało wyznaczone na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dokonuje ich uzgodnień.
5. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie.
6. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich określenia.
7. Uzgodnienia, o których mowa w ust. 2-4, są dokonywane przez operatorów, w terminie nie przekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących warunków przyłączenia, albo warunków połączenia sieci określonych w umowie

§ 8.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej określa warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej;
- 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III grupy przyłączeniowej;
- 3) 3 miesiące od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

§ 9.

1. Umowa o przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 2 ustawy, stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych, na zasadach określonych w tej umowie.
2. Określone w umowie o przyłączenie próby i odbiory częściowe i ostateczny odbiór przyłącza i przyłączonych instalacji lub sieci są przeprowadzane przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły tę umowę oraz przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłem i dystrybucją, z którym uzgodniono warunki przyłączenia.
3. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w ust. 2, są potwierdzane przez strony, które zawarły umowę o przyłączenie, w protokołach przeprowadzenia tych prób i odbiorów. Wzory protokołów ustala przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej.

§ 10.

1. Miejsce dostarczania energii elektrycznej, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI, określa umowa o przyłączenie, umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa przesyłowa.
2. Miejscem dostarczania energii elektrycznej, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, zależnie od rodzaju przyłącza, są:
 - 1) przy zasilaniu z elektroenergetycznej linii napowietrznej przyłączem wykonanym pojedynczymi przewodami fazowymi - zaciski prądowe przewodów przy izolatorach stojaka dachowego lub konstrukcji wsporczej w ścianie budynku, na wyjściu w kierunku instalacji odbiorcy;
 - 2) przy zasilaniu kablem ziemnym lub przyłączem kablowym z linii napowietrznej - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;
 - 3) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym - zaciski prądowe, o których mowa w pkt 1, lub zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego;
 - 4) w budynkach wielolokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;
 - 5) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym, zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.

§ 11.

1. Warunki połączenia koordynowanej sieci 110 kV pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz warunki połączenia sieci pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a operatorem zagranicznym określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.
2. Warunki połączenia sieci pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nie będącymi operatorami określa umowa o przyłączenie; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem lub operatorami, prowadzącymi ruch tej sieci.
3. Uzgodnienia, o których mowa w ust.1 i 2, są dokonywane przez operatorów, w terminie nie przekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących warunków połączenia sieci określonych w umowie .

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną

§ 12.

Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót energią elektryczną na warunkach określonych w koncesji, taryfie, umowie sprzedaży energii elektrycznej oraz umowie przesyłowej, z uwzględnieniem wymagań technicznych określonych w instrukcji, o której mowa w § 25 ust. 1.

§ 13.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej z odbiorcą, który nie nabył prawa do korzystania z usług przesyłowych lub prawo to nabył, ale z niego nie korzysta, zawiera umowę sprzedaży energii elektrycznej zawierającą postanowienia umowy przesyłowej.
2. Umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta przez przedsiębiorstwo energetyczne z odbiorcą, który nabył prawo do korzystania z usług przesyłowych i z tego prawa korzysta oraz umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi określa:
 - 1) strony umowy;
 - 2) przedmiot umowy;
 - 3) miejsca dostarczania energii elektrycznej oraz miejsca pomiaru tej energii;
 - 4) stawki opłat, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności za dostarczoną energię elektryczną oraz terminy regulowania tych należności;
 - 5) zasady uzgadniania grafików handlowych;
 - 6) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy;
 - 7) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

§ 14.

1. Zawierający umowę sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w § 13 ust. 2 i umowę przesyłową z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, powinien określić w tej umowie odpowiedzialnego za bilansowanie różnic pomiędzy planowanymi ilościami dostarczanej energii elektrycznej, wynikającymi z tej umowy, a rzeczywistymi ilościami dostarczonej energii.
2. Odpowiedzialny za bilansowanie, o którym mowa w ust. 1:
 - 1) realizuje zadania związane z bilansowaniem dostarczanej energii elektrycznej poprzez udział w rynku bilansującym;
 - 2) zawiera umowę przesyłową z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie prowadzenia rozliczeń dla zgłaszających umowy sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w § 13 ust. 2, o ile spełnione zostaną wymagania określone w instrukcji opracowanej dla sieci przesyłowej, o której mowa w § 25 ust. 1.

§ 15.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną zawiera umowę przesyłową z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie prowadzenia rozliczeń dla zgłaszających umowy sprzedaży, o których mowa w § 13 ust. 2, a jeżeli posiada jednostki grafikowe (złożone z rzeczywistych miejsc dostarczania) pobierające lub wprowadzające energię elektryczną do sieci, zawiera także umowę przesyłową z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją tej energii, które będzie dostarczało energię elektryczną.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi standardami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie przesyłowej;
- 2) instaluje na własny koszt układ pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem jednostek wytwórczych;
- 3) informuje odbiorców o terminach planowanych przerw i ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej z wyprzedzeniem umożliwiającym przygotowanie się odbiorcy do wystąpienia tych przerw lub ograniczeń;
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej i zakłóceń w jej dostarczaniu;
- 5) umożliwia odbiorcy wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną oraz kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

§ 16.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, objętej obowiązkiem zakupu na podstawie art. 9a ust. 1 ustawy, w dokumentach rozliczeniowych potwierdzających sprzedaż tej energii określa jej pochodzenie, okres w jakim została wytworzona oraz operatora sieci, do którego jest przyłączone odnawialne źródło energii.
2. Przepisy ust. 1 stosuje się odpowiednio do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, które sprzedają energię elektryczną wytwarzaną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z odnawialnych źródeł energii innemu przedsiębiorstwu energetycznemu, kupującemu tę energię w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy.
3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, objętej obowiązkiem zakupu na podstawie art. 9a ust. 1 ustawy, powinny przekazywać do operatora sieci, do których bezpośrednio są przyłączone, informacje o ilości tej energii zakupionej przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem tej energii.
4. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objętej obowiązkiem zakupu na podstawie art. 9a ust. 2 ustawy, powinny przekazywać do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje o ilości tej energii planowanej do sprzedaży w danym roku obowiązywania taryfy oraz zakupionej w celu wykonania powyższego obowiązku przez poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
5. Informacje, o których mowa w ust. 4, są podstawą do rozliczania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego kosztów wynikających z różnicy pomiędzy ceną zakupu energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii a ceną sprzedaży tej energii określoną zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ustawy.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych

§ 17.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłowe na warunkach określonych w koncesji, umowie przesyłowej lub umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej oraz w instrukcji, o której mowa w § 25 ust. 1.
2. Usługi przesyłowe, o których mowa w ust. 1, obejmują:
 - 1) przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej;
 - 2) utrzymywanie ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym i niezawodności jej dostarczania;
 - 3) utrzymywanie parametrów technicznych energii elektrycznej;
 - 4) prowadzenie rozliczeń dla zgłaszających umowy sprzedaży, o których mowa w § 13 ust. 2.

§ 18.

Umowa przesyłowa, oprócz wymagań określonych w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy, określa dodatkowo, w przypadku gdy jest zawierana:

- 1) z wytwórcą – obowiązki stron wynikające z realizacji usług przesyłowych w zakresie określonym w § 17 ust. 2 pkt 2 i 3;
- 2) pomiędzy operatorem a przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nie będącym operatorem - warunki świadczenia usług przesyłowych dla odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, w zakresie określonym w § 17 ust. 2 pkt 1-3;
- 3) pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego - warunki świadczenia usług przesyłowych dla odbiorców znajdujących się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w zakresie określonym w § 17 ust. 2.

§ 19.

1. Strony umowy sprzedaży, o której mowa w § 13 ust. 3, po zawarciu umowy przesyłowej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zgłaszają umowę sprzedaży do realizacji w formie grafiku handlowego za pośrednictwem odpowiedzialnego za bilansowanie różnic o których mowa w § 14 ust. 1; wraz ze zgłoszeniem umów sprzedaży do realizacji należy zgłaszać grafiki obciążeń.
2. Grafiki obciążeń zgłaszane dla jednostek wytwórczych powinny uwzględniać ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej, w tym określone przez wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy elektrowni oraz ogłoszone przez operatora ograniczenia ilości wprowadzanej energii elektrycznej do poszczególnych węzłów sieciowych lub grup tych węzłów wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.
3. Grafiki obciążeń należy zgłaszać także do operatora, do którego sieci jest przyłączona jednostka grafikowa, której dotyczą te grafiki.

§ 20.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego oraz realizacji umów, o których mowa w § 13 ust. 2, organizuje rynek bilansujący, a w jego ramach:

- 1) sporządza plan produkcji i przepływów energii elektrycznej na podstawie:
 - a) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym,
 - b) zgłoszeń grafików obciążeń, o których mowa w § 18 ust. 2, oraz umów sprzedaży, o których mowa w § 13 ust. 2,
 - c) ofert bilansujących,
 - d) dostępnych rezerw mocy oraz usług systemowych,
 - e) przepływów energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym i systemami zagranicznymi, ustalonych zgodnie z procedurami obowiązującymi w wymianie międzynarodowej,
 - f) zidentyfikowanych ograniczeń, w zakresie realizacji dostarczania energii elektrycznej, wynikających z warunków pracy sieci i przyłączonych jednostek wytwórczych;
- 2) w dniu dostarczania energii elektrycznej, realizując plan, o którym mowa w pkt 1, bilansuje produkcję energii elektrycznej z rzeczywistym poborem tej energii przez:
 - a) zwiększenie zaplanowanej produkcji, na podstawie części przyrostowej ofert bilansujących,
 - b) obniżenie zaplanowanej produkcji, na podstawie części redukcyjnej ofert bilansujących;
- 3) po dniu, w którym dostarczana była energia elektryczna dokonuje rozliczeń wymiany tej energii pomiędzy uczestnikami rynku bilansującego.

§ 21.

1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego udostępnia stronom umów, określonych w § 18 ust. 1, prognozowane dane dotyczące stanu i wymagań systemu elektroenergetycznego.
2. Dane, o których mowa w ust. 1, zawierają w szczególności:
 - 1) prognozowane krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną;
 - 2) prognozowaną, zagregowaną dla obszaru kraju, moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych;
 - 3) przewidywaną wymianę międzynarodową;
 - 4) ograniczenia sieciowe wraz z podaniem ich przyczyn.
3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego udostępnia informacje dotyczące w szczególności:
 - 1) produkcji i zużycia energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
 - 2) średnich cen za energię elektryczną rozliczaną na rynku bilansującym;
 - 3) ilości energii elektrycznej rozliczanej na rynku bilansującym;
 - 4) wymiany międzynarodowej;
 - 5) awarii jednostek wytwórczych i sieci.
4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnia dane i informacje, o których mowa w ust. 1-3, w zakresie dotyczącym jego udziału w realizacji zgłoszonych umów sprzedaży, o których mowa w § 13 ust. 3.

§ 22.

Operatorzy, w obszarze swego działania:

- 1) zapewniają dotrzymanie parametrów technicznych energii elektrycznej, ciągłość i niezawodność dostarczania energii elektrycznej i efektywność funkcjonowania sieci;
- 2) zapewniają rozwój sieci oraz połączeń z innymi sieciami, w tym środki techniczne niezbędnych do sterowania i nadzoru pracy sieci, w celu utrzymywania ciągłości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej;
- 3) opracowują plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, na zasadach określonych w odrębnych przepisach, oraz uzgadniają te plany.

§ 23.

1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia współpracę operatorów w zakresie niezbędnym dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, ciągłość i niezawodność dostarczania energii elektrycznej, parametry techniczne energii elektrycznej oraz odpowiednią zdolność do przesyłania tej energii w sieci, a także mocy źródeł energii elektrycznej; operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa:

- 1) układy pracy koordynowanej sieci 110 kV oraz sposób współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu w tej sieci;
 - 2) sposób współpracy w zakresie:
 - a) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym,
 - b) opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii i zagrożeń bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz możliwości odbudowy systemu,
 - c) planowania rozwoju sieci oraz sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ustawy;
 - 3) sposoby planowania i dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także koordynacji likwidowania awarii w tej sieci;
 - 4) we współpracy z innymi operatorami sposoby:
 - a) funkcjonowania systemów transmisji danych dla koordynowanej sieci 110 kV i wymagania techniczne dla tych systemów,
 - b) stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i automatyki systemowej dla koordynowanej sieci 110 kV i jednostek wytwórczych przyłączonych do tej sieci.
2. W przypadku wystąpienia awarii i zagrożeń, o których mowa w ust. 1 pkt 2 lit. b, operator może dokonać awaryjnych wyłączeń urządzeń, instalacji i sieci, niezależnie od ograniczeń wynikających z § 32 ust. 1 i 2, w trybie określonym w instrukcji, o której mowa w § 25 ust. 1.

§ 24.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia wzajemną współpracę z wytwórcami, których jednostki wytwórcze są przyłączone do sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV, w zakresie niezbędnym dla bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia mocy źródeł energii elektrycznej; operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa:

- 1) wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych;
- 2) sposób zgłaszania nowych parametrów technicznych jednostek wytwórczych lub zmienionych tych parametrów;
- 3) sposób uzgadniania planowych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych oraz zgłaszania ubytków mocy;
- 4) zasady dysponowania mocą;
- 5) zasady synchronizacji i odstawiania jednostek wytwórczych;
- 6) sposób współpracy w zakresie opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zagrożeń bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego obejmującego sieć 400 kV, 220 kV i 110 kV, a także sporządzania projektów odbudowy systemu;
- 7) wymagania dotyczące produkcji energii elektrycznej w związku z ograniczeniami sieciowymi;
- 8) sposób funkcjonowania systemów transmisji danych dla sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV oraz wymagania techniczne dla tych systemów.

§ 25.

1. Ruch sieciowy i eksploatacja sieci powinna odbywać się zgodnie z instrukcją opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.
2. Instrukcja określa procedury i sposób wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, w szczególności:
 - 1) parametry techniczne sieci;
 - 2) wymagania techniczne sieci, urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci;
 - 3) sposób i procedury przyłączania i odłączania od sieci instalacji i innych sieci;
 - 4) zakres przeprowadzania okresowych przeglądów i kontroli stanu technicznego sieci oraz przyłączonych do niej urządzeń, instalacji i innych sieci;
 - 5) sposób postępowania w przypadku wystąpienia zagrożeń ciągłości dostarczania energii elektrycznej lub wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym;
 - 6) procedury wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej;
 - 7) sposób prowadzenia ruchu sieciowego, w tym:
 - a) programowania pracy sieci,
 - b) prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego,
 - c) zakres współpracy ruchowej i eksploatacyjnej z przyłączonymi do sieci instalacjami, urządzeniami i innymi sieciami;
 - 8) planowanie rozwoju sieci i współpracy w tym zakresie;
 - 9) systemy i formy zbierania, przekazywania i wymiany informacji.
3. Instrukcja opracowana dla sieci przesyłowej, oprócz danych określonych w ust. 2, określa:
 - 1) sposób:
 - a) bilansowania i prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną, o których mowa w § 20,
 - b) kontraktowania, wykorzystywania i rozliczeń rezerw oraz usług systemowych,
 - c) kontraktowania i rozliczania generacji wymuszonej,
 - d) definiowania jednostek graficznych na podstawie zbioru miejsc dostarczania energii elektrycznej;
 - 2) zasady i warunki wymiany międzysystemowej.
4. Instrukcja opracowana dla sieci rozdzielczej określa także sposób realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej w zakresie nie objętym w instrukcji opracowanej dla sieci przesyłowej.

5. Instrukcja opracowana dla sieci rozdzielczej powinna uwzględniać postanowienia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci opracowanej dla sieci przesyłowej i być z nią zgodna.

§ 26.

Podmioty zaliczane do grup przyłączeniowych I-III i VI, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję, dla należących do nich urządzeń, instalacji i sieci, z uwzględnieniem warunków określonych w instrukcji opracowanej dla sieci, do której te podmioty są przyłączone.

§ 27.

Plany remontów i wyłączeń z ruchu urządzeń, instalacji i sieci w zakresie, w jakim mają wpływ na ruch i eksploatację sieci, do której są przyłączone, wymagają uzgodnienia z operatorem prowadzącym ruch i eksploatację tej sieci.

Rozdział 5

Standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz standardowe parametry techniczne energii elektrycznej

§ 28.

Ustala się:

- 1) standardy jakościowe obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- 2) standardowe parametry techniczne energii elektrycznej dostarczanej z sieci.

§ 29.

Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:

- 1) przyjmuje od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;
- 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
- 4) powiadamia odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informuje na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień

w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,

- b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci;
- 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
- 8) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w § 30 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 30 ust. 1 i 3 lub w umowie, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej;
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela upustu w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów technicznych energii elektrycznej, o których mowa w § 30 ust. 1 i 3.

§ 30.

1. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej dla sieci, funkcjonującej bez zakłóceń:
- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 95% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;
 - 2) w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłań:
 - a) $\pm 10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV,
 - b) $+5\% / -10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV;
 - 3) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;

- 4) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
- składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
 - dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

- współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3%;
 - warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5, jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.
- Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II, ustalone w ust. 1 parametry techniczne energii elektrycznej dostarczanej z sieci mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami technicznymi tej energii określonymi przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej.
 - Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V, ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
 - wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund, powinna być zawarta w przedziale:
 - 50 Hz \pm 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 95% tygodnia,
 - 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;

- 2) w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno, wyłączając przerwy w zasilaniu, mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego;
- 3) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;
- 4) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

- 5) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8%;
 - 6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.
4. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia musi odpowiadać wartości 230/400V.
 5. Dla grupy przyłączeniowej VI parametry techniczne energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa przesyłowa.

§ 31.

1. Przez współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, o którym mowa w § 30, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia (u_h), obliczany według wzoru:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}.$$

2. Przez wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} , o którym mowa w § 30, należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła P_{st} (mierzonych przez 10 minut) występujących w okresie 2 godzin, według wzoru:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}.$$

§ 32.

1. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI, dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy awaryjnej w dostarczaniu energii elektrycznej z sieci oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku wyłączeń awaryjnych określa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa przesyłowa.
2. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, dopuszczalny czas trwania:
 - 1) jednorazowej przerwy awaryjnej w dostarczaniu energii elektrycznej z sieci nie może przekroczyć 24 godzin;
 - 2) wyłączeń awaryjnych w ciągu roku, liczony dla poszczególnych wyłączeń od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne informacji o wystąpieniu przerwy w dostarczaniu tej energii do chwili przywrócenia jej dostarczania, nie może przekroczyć 48 godzin.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne, do sieci którego przyłączeni są odbiorcy, może ustalić, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w § 30 ust. 1 i 3, albo ustalonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej.

§ 33.

1. Na żądanie odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w § 8, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.
2. Odbiorca ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.
3. Odbiorca, niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy w wyniku badania laboratoryjnego nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.
4. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w ust. 3, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego; przedsiębiorstwo energetyczne umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.
6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, przedsiębiorstwo energetyczne zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także dokonuje korekty należności za dostarczoną energię elektryczną.
7. Po zakończeniu dostarczania energii elektrycznej, a także w przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie jej dostarczania, przedsiębiorstwo energetyczne wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Rozdział 6 Przepisy przejściowe i końcowe

§ 34.

Do dnia 31 grudnia 2004r. dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszcza się aby:

- 1) łączny czas trwania wyłączeń awaryjnych w ciągu roku wynosił do 60 godzin;
- 2) jednorazowa przerwa awaryjna w dostarczaniu energii elektrycznej wynosiła do 36 godzin.

§ 35.

1. Warunki przyłączenia określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony, o ile nie są sprzeczne z jego przepisami.
2. W terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia operatorzy wydadzą techniczne warunki przyłączenia dla przyłączy użytkowanych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia przez podmioty zaliczane do I i II grupy przyłączeniowej, które mają zawarte umowy przesyłowe.

§ 36.

W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia, operatorzy dostosowują instrukcje opracowane przed dniem wejścia w życie rozporządzenia do wymagań określonych w rozporządzeniu.

§ 37.

Do dnia 31 grudnia 2008r. dopuszcza się, aby wartość napięcia znamionowego sieci niskiego napięcia mieściła się w przedziale 230/400 V +6% -10%, a od dnia 1 stycznia 2009r. 230/400 V +10% -10%.

§ 38.

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

MINISTER GOSPODARKI i PRACY

22/07/eszUZASADNIENIE

Projekt nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad i warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia ... o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr ..., poz. ...). Nowelizacja ta miała na celu bardziej szczegółowe dostosowanie ustawy – Prawo energetyczne do prawa Unii Europejskiej, a zwłaszcza dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady *w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylająca dyrektywę 96/92/WE*. W szczególności wprowadzono do treści Prawa energetycznego pojęcie operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego i określono ich zadania. Doprecyzowano przepisy regulujące kwestie dostępu do świadczenia usług przesyłowych oraz przepisy dotyczące zawierania umów przesyłowych i umów sprzedaży energii elektrycznej oraz obowiązków przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

W rozdziale 1 Przepisy ogólne, w § 2 zweryfikowano „słowniczek” pojęć używanych w rozporządzeniu, wykreślając te które przeszły bezpośrednio do „słowniczka” ustawy (definicje operatorów, systemu elektroenergetycznego oraz sieci rozdzielczej i przesyłowej). Niektóre dotychczasowe definicje zmieniono dostosowując je do zmian, które zaszyły w ustawie (np. „rynek bilansujący”) i doprecyzowując je merytorycznie (np. „jednostka wytwórcza”).

W rozdziale 2 Warunki przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej, wprowadzono obowiązek składania wniosku o określenie warunków przyłączenia przez podmioty przyłączone do sieci w przypadku zmiany parametrów, sposobu dostawy albo poboru energii elektrycznej. Uregulowano kwestie związane z przyłączaniem podmiotów do sieci należących do przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii, ale nie będących operatorami oraz kwestie dotyczące połączeń sieci.

W rozdziale 3 Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną rozszerzono treść dotychczasowych § 18-21 dotyczących rynku bilansującego przeniesiono do rozdziału 4 dotyczącego świadczenia usług przesyłowych, gdyż kwestie regulowane w tych przepisach bardziej odpowiadają jego treści.

W rozdziale 4 Warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych, określono procedury i obowiązki przedsiębiorstw energetycznych związane ze świadczeniem usług przesyłowych w kontekście ustawowego obowiązku zapewnienia przez operatorów standardów jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej. W paragrafach regulujących zasady bilansowania energii elektrycznej i funkcjonowania rynku bilansującego, dokonano licznych zmian doprecyzowujących w stosunku do regulujących te kwestie § 18-21 dotychczasowego rozporządzenia. Zrezygnowano również ze szczegółowego określania w rozporządzeniu zasad przekazywania danych i informacji oraz zgłoszeń realizacyjnych związanych z funkcjonowaniem rynku bilansującego. Dotychczasowe zasady sztywno określające godziny, w których ma to następować nie odpowiadają wymogom dynamicznie zmieniającego się rynku bilansującego. Dokonano również zmian redakcyjnych w dotychczasowych § 26-28 określających obowiązki operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego celem uniknięcia powtórzeń z art. 9c ustawy. Jako konsekwencję ustawowego określenia zadań operatorów dodano nowe paragrafy określające uprawnienia operatora systemu przesyłowego w zakresie koordynacji działań operatorów systemów dystrybucyjnych i wytwórców w związku z zadaniem zapewnienia bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej, a także zapewnienia odpowiedniej zdolności do przesyłania energii elektrycznej.

W rozdziale 5 Standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz standardowe parametry techniczne energii elektrycznej w istotny sposób zmieniono standardy jakości dostarczanej energii elektrycznej różnicując je w zależności od grup przyłączeniowych. W celu dostosowania przepisów rozporządzenia do zmieniającego się rynku energii elektrycznej i standardów europejskich uległy zmianie, w porównaniu ze stanem obecnym, wartości niektórych parametrów jakości energii elektrycznej dostarczanej z sieci. Dla grup przyłączeniowych I, II i VI określono wartości bardziej realne do spełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne. Natomiast standardy dla grup przyłączeniowych III-V zostały określone na poziomie zalecanym przez normę PN-EN 50160. Ponadto, w związku z poprawą niezawodności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz celem poprawy warunków zasilania odbiorców, skrócono okres dochodzenia do docelowych czasów dopuszczalnych przerw awaryjnych w dostarczaniu energii elektrycznej. Poza tym skreślono dotychczasowy § 34, gdyż materia nim objęta została przeniesiona bezpośrednio do ustawy.

W rozdziale 6 Przepisy przejściowe i końcowe, przewidziano przepisy przejściowe wydłużające na okres do końca 2004 r. czasy dopuszczalnych jednorazowych i łącznych wyłączeń awaryjnych. Nadto zawarto przepis przejściowy dotyczący zachowania warunków przyłączenia wydanych przed wejściem w życie rozporządzenia oraz dodano zapisy o okresie przejściowym dotyczącym wartości napięcia znamionowego sieci niskiego napięcia.

Wejście w życie rozporządzenia w proponowanym brzmieniu nie spowoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

I. Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia poddany zostanie konsultacjom społecznym z następującymi organizacjami i instytucjami:

- 1) Urząd Regulacji Energetyki,
- 2) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
- 3) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 4) Izba Energetyki Przemysłowej,
- 5) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
- 6) Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej,
- 7) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
- 8) Towarzystwo Gospodarcze Elektrownie Polskie,
- 9) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 10) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii,
- 11) Towarowa Giełda Energii S.A.,
- 12) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
- 13) Towarzystwo Wspierania Elektrowni Wiatrowych VIS VENTI,
- 14) Polskie Towarzystwo Biomasy – Polbiom,
- 15) Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.,
- 16) EC BREC / IBMER,
- 17) Polska Asocjacja Geotermalna,
- 18) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej,
- 19) Stowarzyszenie Elektryków Polskich.

II. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

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

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

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw.

Projektowane rozporządzenie wprowadza nowe wymagania odnośnie standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej i standardowych parametrów technicznych tej energii. Przyjęcie proponowanych zapisów wpłynie pozytywnie na jakość energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom zarówno przemysłowym, jak i indywidualnym.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki.

Jednym z głównych celów nowelizacji rozporządzenia jest wspomoczenie procesów budowy konkurencyjnego rynku energii w Polsce, co przełoży się na wzrost konkurencyjności wewnętrznej i zewnętrznej polskiej gospodarki.

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia w powyższym zakresie.

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

Projekt służy dostosowaniu rozporządzenia do zmian w ustawie - Prawo energetyczne, dostosowujących przepisy do prawa UE, oraz uwzględnia praktyczne doświadczenia w stosowaniu przepisów rozporządzenia.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI I PRACY¹⁾**

z dnia

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych

Na podstawie art. 9 ust. 7 i 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr ... , poz. ...) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych i instalacji odbiorców;
- 3) sposób prowadzenia obrotu ciepłem, w tym wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci;
- 5) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 6) parametry jakościowe nośnika ciepła i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 7) sposób załatwienia reklamacji.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) przedsiębiorstwo ciepłownicze - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła we własnych źródłach oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła wytworzonego we własnych źródłach lub zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 2) wytwórca ciepła - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła;
- 3) dystrybutor ciepła - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 4) przedsiębiorstwo obrotu ciepłem - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wyłącznie handlem ciepłem;

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz. 1428).

- 5) dyspozytor sieci ciepłowniczej - upoważnioną przez przedsiębiorstwo ciepłownicze jednostkę organizacyjną lub osobę, która jest odpowiedzialna za sterowanie pracą sieci ciepłowniczej;
- 6) źródło ciepła - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła;
- 7) sieć ciepłownicza - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła ze źródeł ciepła do węzłów cieplnych;
- 8) przyłączy - odcinek sieci ciepłowniczej doprowadzający ciepło wyłącznie do jednego węzła cieplnego albo odcinek zewnętrznych instalacji odbiorczych za grupowym węzłem cieplnym, łączący te instalacje z instalacjami odbiorczymi w obiektach;
- 9) węzeł cieplny - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju lub parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych;
- 10) grupowy węzeł cieplny - węzeł cieplny obsługujący więcej niż jeden obiekt;
- 11) instalacja odbiorcza - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do transportowania ciepła lub ciepłej wody z węzłów cieplnych do odbiorników ciepła lub punktów poboru ciepłej wody w obiekcie;
- 12) zewnętrzna instalacja odbiorcza - odcinki instalacji odbiorczych łączące grupowy węzeł cieplny z instalacjami odbiorczymi w obiektach;
- 13) obiekt - należy przez to rozumieć budowlę lub budynek wraz z instalacjami odbiorczymi;
- 14) układ pomiarowo-rozliczeniowy - dopuszczony do stosowania, zgodnie z odrębnymi przepisami, zespół urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła;
- 15) zamówiona moc cieplna - ustaloną przez odbiorcę, największą moc cieplną, jaka w ciągu roku występuje w danym obiekcie dla warunków obliczeniowych, która zgodnie z warunkami technicznymi oraz wymaganiami technologicznymi dla tego obiektu jest niezbędna do zapewnienia:
 - a) pokrycia strat ciepła w celu utrzymania normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach,
 - b) utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych,
 - c) prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji;
- 16) warunki obliczeniowe:
 - a) obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego określoną dla strefy klimatycznej, w której zlokalizowane są obiekty do których jest dostarczane ciepło,
 - b) normatywną temperaturę ciepłej wody;
- 17) obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła - największe natężenie przepływu nośnika ciepła, odpowiadające w przypadku:
 - a) sieci ciepłowniczej - mocy cieplnej oddawanej ze źródła ciepła do tej sieci i parametrom nośnika ciepła dostarczanego z tego źródła ciepła, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
 - b) węzła cieplnego – zamówionej mocy cieplnej dla obiektu lub obiektów zasilanych z tego węzła cieplnego oraz parametrom nośnika ciepła dostarczanego do tego węzła, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
 - c) obiektu zasilanego z grupowego węzła cieplnego za pośrednictwem eksploatowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zewnętrznej instalacji odbiorczej - zamówionej mocy cieplnej dla potrzeb ogrzewania tego obiektu oraz parametrom wody dostarczanej z grupowego węzła cieplnego do instalacji centralnego ogrzewania, określonym dla warunków obliczeniowych na podstawie danych projektowych dla tej instalacji;

- 18) tabela regulacyjna - przedstawioną w postaci tabeli lub na wykresie zależność temperatury nośnika ciepła od warunków atmosferycznych;
- 19) sezon grzewczy - okres, w którym warunki atmosferyczne powodują konieczność ciągłego dostarczania ciepła w celu ogrzewania obiektów.

Rozdział 2

Warunki przyłączenia do sieci

§ 3. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu technicznych warunków przyłączenia, określonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła, zwanych dalej "warunkami przyłączenia".

§ 4. 1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu przyłączanego do tej sieci, może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia.

2. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, który nie posiada tytułu prawnego do korzystania z obiektu, o którym mowa w ust. 1, może złożyć wniosek o określenie wstępnych warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej, zwanych dalej "wstępnymi warunkami przyłączenia".

3. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1 i 2, ustala przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła.

§ 5. Podział podmiotów na grupy przyłączeniowe dokonywany jest w zależności od rodzaju należących do tych podmiotów obiektów przyłączanych do sieci ciepłowniczej z uwzględnieniem następujących kryteriów:

- 1) charakterystyki technicznej przyłączanych źródeł ciepła;
- 2) rodzaju i parametrów technologicznych nośnika ciepła oraz sposobu ich regulacji;
- 3) rodzajów i parametrów technicznych przyłączanych sieci ciepłowniczych, należących do innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 4) rodzajów i parametrów technicznych węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych w obiektach odbiorców;
- 5) odległości przyłączanych obiektów od sieci ciepłowniczej lub grupowych węzłów cieplnych;
- 6) wielkości przyłączanych obiektów.

§ 6. 1. W przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączane źródła ciepła, wniosek o przyłączenie do sieci ciepłowniczej powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie:
 - a) rodzaju i osiągalnych parametrów nośnika ciepła, w tym ciśnienia i temperatury oraz właściwości fizykochemicznych nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej i dopuszczalnych zanieczyszczeń nośnika ciepła zwracanego z tej sieci do źródła ciepła,
 - b) maksymalnej i minimalnej mocy cieplnej, jaka może być dostarczona ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej, a w przypadku etapowego osiągnięcia tej mocy - określenie

harmonogramu realizacji kolejnych etapów oraz maksymalnej i minimalnej mocy cieplnej dla tych etapów,

c) charakterystyki technicznej źródła ciepła, w tym danych określających tę charakterystykę dla kolejnych etapów rozwoju tego źródła:

- układu technologicznego źródła ciepła i wydajności urządzeń wytwarzających ciepło,
- układu regulacji ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej oraz charakterystyki urządzeń regulujących natężenie przepływu i temperaturę nośnika ciepła,
- układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz charakterystyki urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła dostarczanego ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej,
- maksymalnej i minimalnej wydajności instalacji do uzdatniania wody, dostarczanej przedsiębiorstwu ciepłowniczemu lub dystrybutorowi ciepła w celu napełniania sieci ciepłowniczej i instalacji odbiorczych oraz uzupełniania ubytków nośnika ciepła;

3) proponowany termin rozpoczęcia dostarczania ciepła i warunki jego dostarczania.

2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy dołączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie obiektu względem istniejącej sieci ciepłowniczej oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu.

3. Warunki przyłączenia źródła ciepła powinny określać w szczególności:

- 1) miejsce i sposób przyłączenia źródła ciepła do sieci ciepłowniczej;
- 2) miejsce rozgraniczenia własności oraz miejsce rozgraniczenia eksploatacji sieci ciepłowniczej, urządzeń lub instalacji między przedsiębiorstwem ciepłowniczym lub dystrybutorem ciepła a wytwórcą ciepła;
- 3) wymagania dotyczące:
 - a) układu technologicznego źródła ciepła ze względu na racjonalne wykorzystanie ciepła oraz oddziaływanie na warunki eksploatacji sieci ciepłowniczej i sterowanie pracą tej sieci,
 - b) tabel regulacyjnych,
 - c) wydajności instalacji do uzdatniania wody, a także wymagania dotyczące jakości wody uzdatnionej, dostarczanej do sieci ciepłowniczej w celu napełniania tej sieci i instalacji odbiorczych oraz uzupełniania ubytków nośnika ciepła,
 - d) rejestrowania i kontrolowania parametrów nośnika ciepła oraz ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej, a także zdalnego rejestrowania i kontrolowania parametrów oraz zdalnego sterowania pracą źródła ciepła;
- 4) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego, układu regulacji ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej, a w szczególności do regulacji natężenia przepływu oraz regulacji temperatury nośnika ciepła, a także miejsca ich zainstalowania;
- 5) inne informacje niezbędne do opracowania dokumentacji projektowej oraz sterowania pracą sieci ciepłowniczej i eksploatacji tej sieci;
- 6) termin ważności wydanych warunków przyłączenia;
- 7) inne okoliczności wynikające z warunków lokalnych.

§ 7.1. W przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączone węzły cieplne, zasilające obiekty odbiorców ciepła, wniosek o przyłączenie do sieci ciepłowniczej powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie:

- a) rodzaju i parametrów instalacji odbiorczych,
 - b) zamówionej mocy cieplnej oraz minimalnego poboru mocy cieplnej w okresie poza sezonem grzewczym, a w przypadku poboru ciepła dla celów technologicznych - harmonogram poboru mocy cieplnej;
- 3) proponowany termin lub harmonogram rozpoczęcia poboru ciepła.
2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy dołączyć:
- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, do którego będzie dostarczane ciepło z sieci ciepłowniczej;
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie obiektu, do którego będzie dostarczane ciepło, w stosunku do istniejącej sieci ciepłowniczej oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu.
3. Warunki przyłączenia węzłów cieplnych powinny określać w szczególności:
- 1) miejsce i sposób doprowadzenia przyłącza do węzła cieplnego;
 - 2) miejsce rozgraniczenia własności oraz miejsce rozgraniczenia eksploatacji instalacji lub urządzeń, znajdujących się w pomieszczeniu węzła cieplnego, między przedsiębiorstwem ciepłowniczym lub dystrybutorem ciepła a odbiorcą;
 - 3) obliczeniowe natężenie przepływu i tabele regulacyjne dla nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego;
 - 4) wymagania dotyczące:
 - a) układu technologicznego węzła cieplnego i instalacji odbiorczej ze względu na racjonalne wykorzystanie ciepła oraz oddziaływanie na warunki eksploatacji sieci ciepłowniczej i sterowanie pracą tej sieci,
 - b) miejsca zainstalowania:
 - urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego,
 - układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - c) regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych,
 - d) zdalnego rejestrowania i kontrolowania parametrów nośnika ciepła oraz ilości ciepła dostarczanego do węzła cieplnego,
 - e) miejsca połączenia instalacji odbiorczej z przyłączem oraz miejsca zainstalowania urządzeń mierzących ilość ciepła i ilość wody, dostarczonych z sieci ciepłowniczej w celu napełniania instalacji odbiorczych oraz uzupełniania ubytków wody w tych instalacjach;
 - 5) inne informacje niezbędne do opracowania dokumentacji projektowej węzła cieplnego i instalacji odbiorczych;
 - 6) termin ważności warunków przyłączenia;
 - 7) inne okoliczności wynikające z warunków lokalnych.

§ 8.1. W przypadku gdy do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym, należącej do przedsiębiorstwa ciepłowniczego lub dystrybutora ciepła, ma być przyłączona instalacja w obiekcie odbiorcy, wniosek o przyłączenie powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) informację określającą:
 - a) rodzaj i parametry instalacji odbiorczych w obiekcie odbiorcy,
 - b) maksymalny i minimalny pobór mocy cieplnej i rodzaje potrzeb cieplnych;
- 3) proponowany termin rozpoczęcia poboru ciepła.

2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy dołączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym znajdują się instalacje odbiorcze przyłączane do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym znajdują się przyłączane instalacje odbiorcze, w stosunku do istniejącej zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu.

3. W przypadku braku informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 2, wniosek o przyłączenie powinien zawierać charakterystykę techniczną obiektu, a w szczególności informacje dotyczące:

- 1) kubatury oraz powierzchni użytkowej ogrzewanych pomieszczeń;
- 2) przeznaczenia ogrzewanych pomieszczeń;
- 3) systemu wentylacji ogrzewanych pomieszczeń;
- 4) przewidywanego sposobu podgrzewania wody wodociągowej;
- 5) strat ciepłych w obiekcie w warunkach obliczeniowych, a w przypadku braku takiej informacji - określenie rodzaju zastosowanej izolacji cieplnej w przegrodach budowlanych.

4. Warunki przyłączenia instalacji odbiorczej, o której mowa w ust. 1, powinny określać w szczególności:

- 1) miejsce i sposób połączenia instalacji odbiorczej w obiekcie odbiorcy z należącą do przedsiębiorstwa ciepłowniczego lub dystrybutora ciepła zewnętrzną instalacją odbiorczą za węzłem grupowym;
- 2) miejsce rozgraniczenia własności oraz miejsce rozgraniczenia eksploatacji instalacji odbiorczej, między przedsiębiorstwem ciepłowniczym lub dystrybutorem ciepła a odbiorcą;
- 3) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 4) obliczeniowe natężenie przepływu i tabele regulacyjne dla nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego;
- 5) wymagania dotyczące:
 - a) układu technologicznego instalacji odbiorczej ze względu na racjonalne wykorzystanie ciepła oraz oddziaływanie tej instalacji na warunki eksploatacji grupowego węzła cieplnego i sieci ciepłowniczej oraz sterowanie pracą tej sieci,
 - b) miejsca zainstalowania urządzenia regulującego natężenie przepływu wody dostarczanej do instalacji centralnego ogrzewania oraz rodzaju i miejsca zainstalowania urządzeń, których wskazania będą stanowiły podstawę do określenia udziału odbiorców w kosztach ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego;
- 6) inne informacje niezbędne do opracowania dokumentacji projektowej węzła cieplnego i instalacji odbiorczych, nie wymienione w pkt 1 - 5;
- 7) termin ważności warunków przyłączenia;
- 8) inne okoliczności wynikające z warunków lokalnych.

§ 9. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła określa warunki przyłączenia lub wstępne warunki przyłączenia w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia złożenia kompletnych wniosków, o których mowa w § 4 ust. 1 i 2. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie.

2. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia, wstępne warunki przyłączenia przez rok.

§ 10. 1. Umowa o przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 2 ustawy, stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania przez strony, na zasadach określonych w tej umowie.

2. Określone w umowie o przyłączenie próby i odbiory częściowe oraz próby końcowe i ostateczny odbiór przyłącza, węzła cieplnego i instalacji odbiorczych są przeprowadzane przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron umowy.

3. W przypadku zakończenia budowy przyłącza, węzła cieplnego i instalacji odbiorczych przed sezonem grzewczym, niezbędne próby końcowe i ostateczny odbiór mogą być przeprowadzone podczas sezonu grzewczego w ustalonym przez strony terminie, po rozpoczęciu dostarczania ciepła do obiektu.

4. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w ust. 2 i 3, są potwierdzane przez strony umowy w protokołach przeprowadzenia tych prób i odbiorów. Wzory protokołów ustala przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu ciepłem

§ 11. Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło na warunkach określonych w koncesjach na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję lub obrót ciepłem oraz w umowach sprzedaży ciepła, umowach przesyłowych lub umowach kompleksowych, zawartych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi lub odbiorcami ciepła.

§ 12. Umowy kompleksowe zawierające postanowienia umów sprzedaży ciepła lub umowy sprzedaży ciepła, o których mowa w § 11, określają w szczególności:

- 1) oznaczenie stron;
- 2) miejsca oraz warunki dostarczania i odbioru ciepła, w tym:
 - a) lokalizację obiektów, do których będzie dostarczane ciepło oraz przeznaczenie dostarczanego ciepła,
 - b) wielkość zamówionej mocy cieplnej oraz obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i tabele regulacyjne, a także szczegółowe warunki i terminy wprowadzania zmian ustaleń w tym zakresie,
 - c) rodzaj nośnika ciepła i jego parametry dla warunków obliczeniowych,
 - d) terminy rozpoczęcia dostarczania ciepła do obiektów oraz szczegółowe warunki ustalania terminów rozpoczynania i przerywania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i dla innych potrzeb;
- 3) miejsce rozgraniczenia eksploatacji urządzeń lub instalacji;
- 4) miejsce zainstalowania i wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 5) prawa i obowiązki stron;
- 6) szczegółowe zasady ustalania terminów przeprowadzania prób i badań kontrolnych oraz konserwacji i remontów eksploatowanych przez strony urządzeń i instalacji;
- 7) szczegółowe zasady wprowadzania planów ograniczeń oraz wstrzymania dostarczania ciepła;
- 8) terminy ważności umów oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umów i ich wypowiedzenia;
- 9) standardy jakościowe obsługi odbiorców ciepła;

- 10) szczegółowe warunki określone w taryfie dla ciepła, w tym:
 - a) podstawy i sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności,
 - b) ceny i stawki opłat oraz warunki wprowadzania ich zmian,
 - c) bonifikaty, upusty i opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umów,
 - d) warunki i terminy regulowania należności za dostarczone ciepło;
- 11) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umów, a w szczególności za:
 - a) przekroczenie:
 - zamówionej mocy cieplnej lub obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych odchyłeń od parametrów nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - b) niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - c) nielegalny pobór ciepła,
 - d) zwrot zanieczyszczonego nośnika ciepła lub jego kradzież.

§ 13. Strony umów, o których mowa w § 11, powinny w szczególności zapewnić:

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne:
 - a) minimalizację kosztów wytwarzania ciepła we własnych źródłach i zakupu ciepła z innych źródeł, z uwzględnieniem obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy,
 - b) wykorzystywania źródeł ciepła zasilających sieci ciepłownicze w sposób powodujący minimalizację kosztów ciepła wprowadzanego do sieci i zapewniający najniższe koszty dostarczania ciepła do odbiorców, w tym poprzez maksymalizację obciążania źródeł ciepła o najniższych kosztach wytwarzania,
 - c) prowadzenie eksploatacji sieci ciepłowniczych i sterowania ich pracą w sposób zapewniający minimalizację kosztów dostarczania ciepła do odbiorców,
 - d) dostarczanie ciepła zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz na warunkach określonych w zawartych umowach,
 - e) dotrzymywanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - f) uzgadnianie z zainteresowanymi stronami zmian warunków dostarczania ciepła, a w szczególności zmian wymagających przystosowania urządzeń i instalacji do nowych warunków,
 - g) zainstalowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych w przyłączach do węzłów cieplnych oraz umożliwienie odbiorcom dostępu do tych układów,
 - h) możliwość przeprowadzenia przez współpracujące przedsiębiorstwo energetyczne lub odbiorcę kontroli prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz umożliwienie im wglądu do dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za ciepło,
 - i) uzgadnianie terminów oraz sposobu przeprowadzania prób i pomiarów wymagających współdziałania z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi lub odbiorcami,
 - j) powiadamianie o terminach planowych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - k) informowanie o przyczynach zakłóceń w dostarczaniu ciepła oraz o przewidywanych terminach usunięcia tych zakłóceń,
 - l) niezwłoczne likwidowanie przyczyn powodujących przerwy i ograniczenia lub inne zakłócenia w dostarczaniu ciepła,

- 1) określenie w zawartych z innymi przedsiębiorstwem energetycznymi umowach sprzedaży ciepła lub umowach przesyłowych warunków dostarczania ciepła i obsługi odbiorców zgodnie z obowiązującymi przepisami w przypadku wystąpienia awarii;
- 2) odbiorcy ciepła:
 - a) użytkowanie ciepła zgodnie z obowiązującymi przepisami i warunkami umów zawartych z przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) terminowe regulowanie należności z tytułu zaopatrzenia w ciepło,
 - c) dotrzymanie wymagań określonych w warunkach przyłączenia do sieci ciepłowniczej, a w szczególności wyregulowanie i utrzymanie użytkowanej instalacji w stanie nie powodującym zakłóceń w pracy sieci ciepłowniczej,
 - d) utrzymanie nieruchomości w sposób nie powodujący utrudnień w prawidłowej eksploatacji sieci ciepłowniczej, przeprowadzonej przez teren tych nieruchomości,
 - e) uzgadnianie z zainteresowanymi stronami zmian warunków dostarczania ciepła, a w szczególności zmian wymagających przystosowania instalacji lub urządzeń do nowych warunków,
 - f) dostosowanie, w ustalonych terminach, instalacji odbiorczych do zmienionych warunków dostarczania ciepła, zgodnie z otrzymanym zawiadomieniem,
 - g) zabezpieczenie przed uszkodzeniem i dostępem osób nie upoważnionych do założonych przez przedsiębiorstwo energetyczne plomb w węźle cieplnym i instalacji odbiorczej, a zwłaszcza w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - h) niezwłoczne informowanie stron, z którymi zawarli umowy, o zauważonych wadach lub usterkach w układzie pomiarowym lub innych okolicznościach mających wpływ na prawidłowość rozliczeń, a także o stwierdzonych przerwach lub zakłóceniach w dostarczaniu ciepła oraz o zakłóceniach i usterkach w pracy instalacji odbiorczych.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci

§ 14. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła realizuje usługi przesyłowe na podstawie zawartej umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej.

2. Wytwórca ciepła lub przedsiębiorstwo obrotu ciepłem albo odbiorca ciepła może wystąpić do przedsiębiorstwa ciepłowniczego lub dystrybutora ciepła o zawarcie umów, o których mowa w ust. 1.

§ 15. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła nie może odmówić zawarcia umów, o których mowa w § 14 ust. 1, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- 1) istnieją techniczne możliwości przesyłania istniejącą siecią ciepłowniczą zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła, bez pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła odbiorcom eksploatującym instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci;

- 2) istnieją układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające określenie ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła i odbieranego z sieci ciepłowniczej;
- 3) jest zapewnione:
 - a) zabezpieczenie sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów i jakości nośnika ciepła w tej sieci,
 - b) dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci;
- 4) świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła nie będzie powodowało wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci.

§ 16. Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy przesyłowej lub umowa przesyłowa określają w szczególności:

- 1) oznaczenie stron;
- 2) określenie miejsca oraz warunków dostarczania i odbioru ciepła, a zwłaszcza:
 - a) rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów dla warunków obliczeniowych,
 - b) lokalizację źródeł ciepła i obiektów, do których będzie dostarczane ciepło, oraz jego przeznaczenie,
 - c) wielkość zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu w przyłączach do obiektów, o których mowa w pkt 2 lit b, oraz tabele regulacyjne, a także warunki i terminy wprowadzania zmian ustaleń w tym zakresie,
 - d) dopuszczalne:
 - odchylenia parametrów nośnika ciepła w źródle ciepła i u odbiorców oraz wymagania dotyczące ich dotrzymania,
 - przerwy i ograniczenia w dostarczaniu ciepła,
 - e) wymagane zabezpieczenia przed zanieczyszczeniem nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej,
 - f) terminy rozpoczęcia dostarczania ciepła do obiektów oraz warunki ustalania terminów rozpoczynania i przerywania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i dla innych potrzeb,
 - g) wymagania dotyczące sposobu i warunków przesyłania ciepła zakupionego u wytwórcy ciepła przez odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej, eksploatowanej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła;
- 3) miejsce rozgraniczenia eksploatacji urządzeń lub instalacji;
- 4) ustalenia dotyczące zakresu i kosztów zainstalowania dodatkowych urządzeń lub instalacji w źródle ciepła i u odbiorców oraz sposób pokrycia tych kosztów w przypadku, o którym mowa w pkt 2 lit g;
- 5) szczegółowe zasady ustalania terminów przeprowadzania prób i badań kontrolnych oraz konserwacji i remontów eksploatowanych urządzeń lub instalacji przez strony umowy;
- 6) szczegółowe zasady wprowadzania planów ograniczeń oraz wstrzymania dostarczania ciepła;
- 7) prawa i obowiązki stron, w tym odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w zakresie:
 - a) przekroczenia:
 - zamówionej mocy cieplnej lub obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych odchyłeń od parametrów nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - b) kradzieży nośnika ciepła;
- 8) szczegółowe warunki określone w taryfie dla ciepła, w tym:
 - a) podstawy i sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności,

- b) stawki opłat oraz warunki wprowadzania ich zmian,
 - c) bonifikaty, upusty i opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umowy,
 - d) warunki i terminy regulowania należności;
- 9) warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w przedsiębiorstwach energetycznych – w przypadku zakupu ciepła w tych przedsiębiorstwach przez inne przedsiębiorstwa;
- 10) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

§ 17. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła prowadzi rozliczenia i pobiera określone w taryfie opłaty za świadczenie usług przesyłowych.

§ 18. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła określa organizację ruchu sieciowego i wyznacza dyspozytora sieci ciepłowniczej.

§ 19. 1. Ruch sieciowy polega na sterowaniu pracą sieci ciepłowniczej, do której ciepło jest dostarczane co najmniej z jednego źródła ciepła i z której ciepło jest dostarczane co najmniej do dwóch odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła opracowuje program pracy sieci ciepłowniczej, zwany dalej "programem", dla stabilnych warunków pracy oraz w przypadku awarii lub konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła; ruch sieciowy jest prowadzony zgodnie z programem.

3. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła udostępnia program, na wniosek stron, z którymi zawarło lub zawiera umowę o przyłączenie do tej sieci i umowę sprzedaży ciepła lub umowę przesyłową.

§ 20. 1. Program powinien uwzględniać lokalne warunki, w tym pracę źródeł współpracujących z siecią oraz wymagania racjonalnego użytkowania paliw i energii oraz ochrony środowiska, a także zapewniać najniższe koszty dostarczania ciepła do odbiorców.

2. Program powinien określać:

- 1) warunki pracy sieci ciepłowniczej w sezonie grzewczym i w okresie letnim, w tym szczegółowe warunki:
 - a) ustalania obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - b) ustalania tabeli regulacyjnej,
 - c) uruchamiania i wyłączania ogrzewania,
 - d) wprowadzania planowych przerw w eksploatacji urządzeń lub instalacji w źródłach ciepła, sieci ciepłowniczej i węzłach cieplnych oraz związanych z tym przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - e) regulacji ilości ciepła dostarczanego ze źródeł ciepła w zależności od warunków atmosferycznych i poboru ciepła przez odbiorców, a w szczególności regulacji natężenia przepływu nośnika ciepła i jego parametrów, zgodnie z warunkami określonymi w umowach,
 - f) doboru obciążeń dla jednego lub kilku źródeł ciepła, zasilających sieć ciepłowniczą, pod względem minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców,
 - g) wprowadzania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła,
 - h) przyłączania do sieci ciepłowniczej oraz napełniania i uruchamiania przyjmowanych do eksploatacji odcinków sieci ciepłowniczej i przyłączy - nowych albo po wymianie lub remoncie,

- i) kontrolowania i rejestrowania ilości ciepła dostarczanego ze źródeł ciepła do sieci ciepłowniczej oraz ilości ciepła dostarczonego do węzłów cieplnych, a w szczególności natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła,
 - j) współdziałania dyspozytora sieci ciepłowniczej z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami ciepła,
 - k) prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego przez dyspozytora sieci ciepłowniczej;
- 2) możliwości rezerwowego dostarczania ciepła w przypadku wystąpienia awarii w źródłach ciepła i sieci ciepłowniczej;
 - 3) zasady wprowadzania zmian w programie pracy sieci ciepłowniczej.
3. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła opracowuje program co najmniej na dwa miesiące przed rozpoczęciem sezonu grzewczego.

§ 21. 1. Dyspozytor sieci ciepłowniczej:

- 1) steruje pracą sieci ciepłowniczej, a w szczególności:
 - a) dokonuje zmian poboru mocy cieplnej ze źródeł ciepła dostarczających ciepło do sieci ciepłowniczej,
 - b) prowadzi regulację ilości ciepła dostarczanego z sieci ciepłowniczej do węzłów cieplnych,
 - c) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze ciepła,
 - d) reguluje natężenie przepływu i parametry nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej;
- 2) realizuje program;
- 3) wydaje dyspozycje w przypadku wystąpienia awarii bądź zagrożenia dla bezpiecznej pracy źródeł ciepła, sieci ciepłowniczej, węzłów cieplnych lub instalacji odbiorczych;
- 4) nadzoruje wykonanie wydanych dyspozycji.

2. Osoby odpowiedzialne za prowadzenie eksploatacji sieci ciepłowniczej oraz źródeł ciepła i węzłów cieplnych, przyłączonych do tej sieci, wykonują dyspozycje otrzymane od dyspozytora sieci ciepłowniczej w trybie i formie określonej w programie.

3. Wytwórca ciepła lub odbiorca uzgadniają z przedsiębiorstwem ciepłowniczym lub dystrybutorem ciepła plany remontów urządzeń lub instalacji, mające wpływ na ruch sieciowy, oraz zawiadamiają dyspozytora sieci ciepłowniczej o terminach wyłączenia i włączenia tych urządzeń lub instalacji.

§ 22. 1. Dyspozytor sieci ciepłowniczej:

- 1) prowadzi dokumentację ruchu sieciowego, w której odnotowuje ważniejsze wydarzenia związane z ruchem sieciowym i wydane dyspozycje oraz sposób ich wykonania;
- 2) nadzoruje realizację umów sprzedaży i umów przesyłowych w zakresie postanowień dotyczących wielkości poboru mocy cieplnej, a w szczególności natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej ze źródeł ciepła oraz do węzłów cieplnych przyłączonych do tej sieci;
- 3) udziela współpracującym z nim przedsiębiorstwom energetycznym i odbiorcom żądanych informacji dotyczących obecnych i przewidywanych warunków dostarczania i odbioru ciepła, występujących zakłóceń i awarii oraz przewidywanych terminów ich usunięcia.

2. Dokumentacja, o której mowa w ust. 1 pkt 1, powinna zawierać podstawowe dane charakteryzujące warunki pracy sieci ciepłowniczej oraz przyłączonych do niej źródeł ciepła i węzłów cieplnych.

3. Zakres prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego określa przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła oraz przekazuje do wiadomości współpracującym z nim przedsiębiorstwom energetycznym i odbiorcom.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła, eksploatując sieć ciepłowniczą, zapewnia utrzymanie zdolności tej sieci do realizacji dostaw ciepła w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

2. Eksploatacja sieci, o której mowa w ust. 1, musi być prowadzona zgodnie z instrukcją eksploatacji, zwaną dalej "instrukcją", zatwierdzoną przez osobę kierującą przedsiębiorstwem ciepłowniczym lub dystrybutorem ciepła.

§ 24. Instrukcja określa procedury i sposoby wykonywania czynności związanych z eksploatacją sieci ciepłowniczej, a w szczególności dotyczące:

- 1) uruchamiania i napełniania oraz zatrzymywania i opróżniania parowej i wodnej sieci ciepłowniczej;
- 2) trwałego i okresowego wyłączania z eksploatacji sieci ciepłowniczej i jej odcinków, w tym sposobu zabezpieczenia przed korozją;
- 3) regulacji hydraulicznej sieci ciepłowniczej, a w szczególności rozdziału nośnika ciepła do węzłów cieplnych;
- 4) przekazywania sieci ciepłowniczej do remontów oraz jej przyjmowania do eksploatacji po remoncie;
- 5) prowadzenia remontów, konserwacji i modernizacji sieci ciepłowniczej;
- 6) postępowania w przypadku wystąpienia nadmiernych ubytków nośnika ciepła oraz stwierdzenia pogorszenia jakości nośnika ciepła;
- 7) postępowania w przypadku awarii sieci ciepłowniczych i przyłączy;
- 8) zakresu kontroli szczelności sieci ciepłowniczej;
- 9) zakresu i terminu przeprowadzania okresowych przeglądów i kontroli stanu technicznego sieci ciepłowniczej, a w szczególności:
 - a) armatury i kompensatorów,
 - b) kanałów i komór, punktów stałych, podpór i innych elementów konstrukcyjnych,
 - c) rurociągów i powłok izolacyjnych,
 - d) sygnalizacji zawilgocenia rurociągów i przecieków;
- 10) sposobu odwadniania komór i kanałów z wód gruntowych i opadowych, a w razie awarii - z wody sieciowej;
- 11) określenia punktów pomiarowo-kontrolnych, w których prowadzona jest okresowa lub ciągła rejestracja parametrów nośnika ciepła i pomiary natężenia przepływu nośnika ciepła;
- 12) sposobu kontrolowania jakości nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej ze źródeł ciepła i zwracanego do tej sieci z węzłów cieplnych.

§ 25. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła wykonuje, nie rzadziej niż co trzy lata, okresowe analizy pracy sieci ciepłowniczych, dla których wielkość zamówionej mocy cieplnej przekracza 5 MW; analizy te powinny obejmować:

- 1) ocenę stanu technicznego;
- 2) określenie:
 - a) rodzaju i przyczyn awarii i zakłóceń w dostarczaniu i poborze ciepła, jakie wystąpiły w źródłach ciepła, sieciach ciepłowniczych, przyłączach i węzłach cieplnych,
 - b) natężenia przepływu nośnika ciepła, spadku ciśnienia i stopnia wykorzystania zdolności przesyłowych poszczególnych odcinków sieci ciepłowniczych;
- 3) ocenę:
 - a) ubytków nośnika ciepła,

- b) strat ciepła i mocy cieplnej podczas przesyłania,
 - c) jakości pracy węzłów cieplnych, przyłączonych do sieci ciepłowniczej,
 - d) dotrzymania warunków dostarczania i odbioru ciepła w zakresie:
 - jakości regulacji hydraulicznej,
 - zgodności rzeczywistych temperatur nośnika ciepła z tabelą regulacyjną,
 - przekroczenia zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła;
 - 4) porównanie planowanych i rzeczywistych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz określenie przyczyn powstałych różnic z ich porównania;
 - 5) końcową ocenę prawidłowości eksploatacji i sterowania pracą sieci ciepłowniczej wraz z wnioskami i zaleceniami do aktualizacji programu i instrukcji.
2. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła ustala częstotliwość wykonywania analiz pracy sieci ciepłowniczych oraz zakres tych analiz.

Rozdział 5

Standardy jakościowe nośnika ciepła i obsługi odbiorców

§ 26. Standardy jakościowe obsługi odbiorców obejmują:

- 1) warunki sprzedaży ciepła w zakresie:
 - a) zapewnienia obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - b) dotrzymania parametrów nośnika ciepła,
 - c) rozpoczęcia i przerwania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i wentylacji,
 - d) planowanych przerw w dostarczaniu ciepła w okresie letnim;
- 2) warunki wstrzymania dostarczania ciepła do odbiorców;
- 3) dotrzymanie terminów:
 - a) załatwiania interwencji, skarg i zażaleń,
 - b) zawiadamiania odbiorców o planowanych zmianach warunków dostarczania ciepła, które wymagają dostosowania instalacji odbiorczych do nowych warunków.

§ 27. 1. Jeżeli wytwórca ciepła i przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła jako odbiorca nie ustalą w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych, o których mowa w § 26 pkt 1, strony umowy obowiązują następujące standardy:

- 1) odchylenie od obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła, dostarczanego do sieci ciepłowniczej parowej lub sieci gorącej wody, nie powinno przekraczać: +5% i -5%;
- 2) odchylenie temperatury nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej i zwracanego z tej sieci, w stosunku do tabeli regulacyjnej nie powinno przekraczać:
 - a) w sieciach parowych: +10% i -5%,
 - b) w sieciach gorącej wody: +2% i -2%;
- 3) rozpoczęcie i przerwanie dostarczania ciepła do sieci ciepłowniczej na potrzeby ogrzewania powinno nastąpić nie później niż:
 - a) w sezonie grzewczym - w ciągu 12 godzin od wydania dyspozycji przez dyspozytora sieci ciepłowniczej,
 - b) poza sezonem grzewczym - w ciągu 24 godzin od wydania dyspozycji przez dyspozytora sieci ciepłowniczej;

- 4) planowana przerwa w dostarczaniu ciepła w okresie letnim:
 - a) nie może przekroczyć 10 dni, gdy ciepło jest dostarczane do sieci ciepłowniczej z jednego źródła ciepła,
 - b) w pozostałych przypadkach nie może przekroczyć 14 dni - pod warunkiem że przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła zostaną powiadomieni o planowanej przerwie z wyprzedzeniem co najmniej 14 dni, dla umożliwienia zakupu ciepła z innego źródła lub dostarczenia ciepła z własnego źródła.
2. Jeżeli przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła i odbiorca nie ustalą w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych, o których mowa w § 26 pkt 1, strony umowy obowiązują następujące standardy:
 - 1) odchylenie od obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego nie powinno przekraczać:
 - a) w sieciach parowych: +3% i -8%,
 - b) w sieciach gorącej wody: +5% i -5%;
 - 2) odchylenie temperatury nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego w stosunku do tabeli regulacyjnej nie powinno przekraczać:
 - a) w sieciach parowych: +5% i -10%,
 - b) w sieciach gorącej wody: +5% i -5%, pod warunkiem że temperatura wody zwracanej z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej jest zgodna z tabelą regulacyjną, z tolerancją +7% i -7%;
 - 3) rozpoczęcie i przerwanie dostarczania ciepła w celu ogrzewania i wentylacji powinno nastąpić nie później niż w ciągu 12 godzin od złożenia wniosku przez odbiorcę;
 - 4) planowane przerwy w dostarczaniu ciepła w okresie letnim nie mogą przekroczyć 14 dni, a odbiorca musi być powiadomiony o terminach tych przerw z siedmiodniowym wyprzedzeniem.

§ 28. Jeżeli strony nie określiły w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych obsługi odbiorców, o których mowa w § 26 pkt 3 lit. a, strony umowy obowiązują następujące standardy:

- 1) udzielenie informacji na żądanie odbiorców następuje w ciągu:
 - a) 12 godzin - informacji telefonicznych o przewidywanym terminie usunięcia przerw i zakłóceń w dostarczaniu ciepła,
 - b) 7 dni - informacji pisemnych o przewidywanym terminie usunięcia przerw i zakłóceń w dostarczaniu ciepła;
- 2) udzielenie odpowiedzi na interwencje, skargi i zażalenia odbiorców następuje w ciągu:
 - a) 12 godzin - informacji lub odpowiedzi telefonicznych na interwencje i skargi składane przez telefon lub informacji o przewidywanym terminie udzielenia pisemnego wyjaśnienia,
 - b) 14 dni - odpowiedzi pisemnych na interwencje, skargi i zażalenia odbiorców składane na piśmie oraz odpowiedzi na interwencje i skargi złożone przez telefon, które wymagają przeprowadzenia dodatkowych analiz,
 - c) 30 dni - odpowiedzi pisemnych na interwencje, skargi i zażalenia odbiorców składane na piśmie, które wymagają przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego.

§ 29. 1. Sprzedawca ciepła powiadamia odbiorców o planowanych zmianach warunków dostarczania ciepła, o których mowa w § 26 pkt 3 lit. b, w terminie określonym w umowie

sprzedaży ciepła, a w przypadku gdy umowa sprzedaży nie określa tego terminu, z wyprzedzeniem, umożliwiającym dostosowanie instalacji odbiorczych do nowych warunków.

2. Termin wyprzedzenia, o którym mowa w ust. 1, nie powinien być krótszy niż:

- 1) 24 miesiące - jeżeli zmiana jest wprowadzana przez wytwórcę ciepła;
- 2) 12 miesięcy - jeżeli zmiana jest wprowadzana przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła wykonuje, na zlecenie odbiorcy, czynności związane z uruchomieniem i przzerwaniem dostarczania ciepła do wskazanych przez odbiorcę obiektów.

2. Czynności, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła wykonuje:

- 1) nieodpłatnie - w przypadku gdy jest to pierwsze zlecenie odbiorcy na:
 - a) rozpoczęcie dostarczania ciepła do wskazanego obiektu po przyłączeniu tego obiektu do sieci ciepłowniczej,
 - b) rozpoczęcie dostarczania ciepła w danym roku w celu ogrzewania wskazanego obiektu,
 - c) przerwanie dostarczania ciepła w celu ogrzewania wskazanego obiektu po rozpoczęciu dostarczania ciepła;
- 2) odpłatnie - za każde dodatkowe zlecenie odbiorcy dotyczące przzerwania lub rozpoczęcia dostarczania ciepła do wskazanych obiektów.

§ 31. Przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła wykonuje zlecone przez odbiorców czynności związane z rozpoczęciem i przzerwaniem dostarczania ciepła, w terminach określonych w umowach, a w przypadku gdy umowy nie określają tych terminów, czynności te są wykonywane w terminach określonych w § 27 ust. 2 pkt 3.

Rozdział 6

Przepisy przejściowe i końcowe

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

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

Minister Gospodarki i Pracy

Uzasadnienie

Projekt nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr, poz.). Zgodnie z art. 16, przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie tej ustawy, zachowują moc, o ile nie są z nią sprzeczne, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym ustawą, nie dłużej jednak niż przez dwanaście miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy. W związku z powyższym zaistniała konieczność dostosowania zapisów rozporządzenia do wymogów nowelizacji.

Zaproponowane zmiany wynikają z następujących przesłanek:

- a) ze zmiany art. 5 oraz wprowadzeniu nowego art. 5a do ustawy – *Prawo energetyczne* (tekst jednolity Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.), w których wprowadzono możliwość dostarczania ciepła na podstawie umowy kompleksowej,
- b) ze zmiany art. 7 oraz wprowadzeniu nowego art. 7a do ww. ustawy, dotyczących umów i warunków przyłączania do sieci oraz wymagań technicznych i eksploatacyjnych, jakie muszą spełniać przyłączane do sieci urządzenia, instalacje oraz sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie.

Ponadto należy zaznaczyć, że stosunkowo mała ilość proponowanych obecne innych zmian wynika z tego, że niedawno w obowiązującym rozporządzeniu wprowadzono szereg zmian w stosunku do poprzednich regulacji, uściślających i precyzujących wcześniejsze zapisy oraz dostosowujących rozwiązania prawne do wzmacniania więzi rynkowych pomiędzy dostawcami i odbiorcami ciepła i do specyfiki funkcjonowania ciepłownictwa na rynkach lokalnych.

Zaproponowane zmiany korzystnie wpłyną na proces kształtowania usług w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, co ze względów społecznych jest pilnie oczekiwane.

Poniżej przedstawiono najbardziej istotne zmiany, jakie w stosunku do treści dotychczasowego rozporządzenia wprowadza projekt.

Rozdział 1 „Przepisy ogólne”

1. W § 1 wprowadzono zapis według art. 9 ust. 6 projektu ustawy.

Rozdział 2 „Warunki przyłączenia do sieci”

1. Zmianie uległ tytuł rozdziału, co wynika z zapisu w § 1 ust. 1 pkt 2 projektu rozporządzenia.

2. Wykreślono zapisy w § 10, gdyż określa je art. 7 ust. 2 projektu ustawy.

Rozdział 3 „Sposób prowadzenia obrotu ciepłem”

1. W § 11 i 12 odpowiednio uzupełniono regulacje o zapis „umowy kompleksowe”.

Rozdział 4 „Warunki świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci”

1. Zmianie uległ tytuł rozdziału, co wynika z zapisu w § 1 ust. 1 pkt 4 projektu rozporządzenia, a w ślad za tym zapisy rozdziału 5 poprzedniego rozporządzenia weszły do zapisów tego rozdziału.
2. W § 14 i 16 odpowiednio uzupełniono regulacje o zapis „umowy kompleksowe”.

Rozdział 5 „Standardy jakościowe nośnika ciepła i obsługi odbiorców”

1. Zmianie uległ tytuł rozdziału, co wynika z zapisu w § 1 ust. 1 pkt 6 projektu rozporządzenia.

Rozdział 6 „Przepisy przejściowe i końcowe”

1. W przepisach przejściowych wprowadzono zapis, że „warunki przyłączenia, określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia, zachowują ważność przez okres w nich oznaczony, o ile nie są sprzeczne z przepisami niniejszego rozporządzenia”, co jest krokiem porządkującym problematykę przyłączeń do sieci ciepłowniczych.

Wprowadzone projektem zapisy nie wywołają żadnych skutków finansowych dla budżetu państwa.

Ocena skutków regulacji

I. Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia zostanie poddany konsultacjom społecznym z:

- Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, jako organem regulującym działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne*,
- Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, skupiającą szerokie środowisko ciepłowników i odbiorców ciepła,
- Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, skupiającym wytwórców ciepła pracujących w oparciu o technologię kogeneracji,

- Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie, skupiającym wytwórców energii elektrycznej, produkujących również ciepło dla celów grzewczych.

I. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

1. Na dochody i wydatki budżetu sektora publicznego

Wejście w życie rozporządzenia w proponowanym brzmieniu nie spowoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw

Wprowadzone nowe dodatkowe zapisy wpłyną na polepszenie jakości świadczonych usług w obszarze przesyłu i dostaw ciepła dla odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu wprowadzonych zapisów na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki

W dłuższym horyzoncie czasowym, polepszenie funkcjonowania lokalnych rynków ciepła może pozytywnie przyczynić się do poprawy konkurencyjności wewnętrznej gospodarki kraju poprzez zmniejszenie lub ustabilizowanie wydatków na ciepła przez funkcjonujące podmioty gospodarcze (zmniejszenie lub stabilizacja kosztów ciepła).

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny

Jednym z celów poprzedniej nowelizacji rozporządzenia było wzmocnienie procesu wprowadzania elementów rynkowych w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych w obszarach lokalnych rynków ciepła. Niniejsze rozporządzenie w pełni podtrzymuje wprowadzone zapisy, jako naturalny element ciągłości prawnej. Zatem w dłuższym horyzoncie czasowym można oczekiwać na pozytywne przełożenie się lepszej działalności tych przedsiębiorstw na rozwój regionalny, w postaci gwarantowania przez nie stabilnych dostaw relatywnie tańszego ciepła dla odbiorców i tym samym wpływania na lepsze możliwości rozwoju lokalnych przedsiębiorstw w zakresie produkcji i usług.

6. Skutki prawne związane z wejściem w życie projektowanego aktu

Projekt rozporządzenia służy dostosowaniu zapisów istniejącego rozporządzenia do zmian w zapisach ustawy – *Prawo energetyczne*.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI i PRACY¹⁾**

z dnia

**w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków zakupu energii elektrycznej i ciepła z
odnawialnych źródeł energii**

Na podstawie art. 9a ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) zakres obowiązku zakupu lub wytworzenia w odnawialnych źródłach energii elektrycznej i ciepła;
- 2) rodzaje odnawialnych źródeł energii;
- 3) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii;
- 4) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20 ustawy - Prawo energetyczne, oraz inne paliwa;
- 5) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej, wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, której zakup lub wytworzenie przez przedsiębiorstwa energetyczne jest obowiązkowe, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom, w okresie kolejnych 10 lat;
- 6) sposób uwzględniania, w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła ustalonych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych kosztów zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej i ciepła objętych obowiązkiem zakupu lub wytworzenia.

§2.

Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) ustawa – ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) biomasa – substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także inne części odpadów, które ulegają biodegradacji;
- 3) biogaz – gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków, składowisk odpadów;

- 4) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, opisany za pomocą danych handlowych i technicznych;
- 5) wspólna sieć – sieć elektroenergetyczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej albo połączone i współpracujące ze sobą sieci ciepłownicze na obszarze kraju.

§ 3.

Odnawialne źródła energii, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy powinny posiadać parametry techniczne i technologiczne umożliwiające współpracę z siecią, zgodnie z parametrami technicznymi energii elektrycznej lub nośnika ciepła przesyłanymi w tej sieci.

Rozdział 2

Odnawialne źródła energii

§ 4.

1. Do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii zalicza się, niezależnie od parametrów technicznych źródła, energię elektryczną lub ciepło pochodzące ze źródeł odnawialnych, w szczególności z:
 - 1) elektrowni wodnych;
 - 2) elektrowni wiatrowych;
 - 3) źródeł wytwarzających energię z biomasy;
 - 4) źródeł wytwarzających energię z biogazu;
 - 5) słonecznych ogniw fotowoltaicznych;
 - 6) słonecznych kolektorów do produkcji ciepła;
 - 7) źródeł geotermicznych.
2. Wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20 ustawy, oraz inne paliwa:
 - 1) Pomiary i rejestracja oraz sposób obliczania stosowane przez wytwórcę energii elektrycznej lub ciepła w odnawialnych źródłach energii winny być wykonywane według standardowych procedur spisanych i przekazanych na żądanie Prezesa URE wraz z wnioskiem o koncesję w trybie art. 35 ust. 2 ustawy;
 - 2) W przypadku wspólnego, w tej samej jednostce wytwórczej, spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami służącymi do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii zalicza się także część energii odpowiadającą procentowemu udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w całości energii chemicznej zużywanego paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, obliczanej na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw, według wzoru:

$$E_o = \frac{\sum_{i=1}^n M_{bi} * W_{bi}}{\sum_{i=1}^n M_{bi} * W_{bi} + \sum_{i=1}^m M_{ki} * W_{ki}} * E,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_0 – ilość energii elektrycznej lub ciepła zaliczonych do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii [w MWh lub GJ],
- E - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w jednostce wytwórczej, w której jest spalana biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami [w MWh lub GJ],
- M_{bi} - masa spalanej w jednostce wytwórczej biomasy lub biogazu [w Mg],
- M_{ki} – masa spalonych w jednostce wytwórczej innych rodzajów paliw [w Mg],
- W_{bi} – wartości opałowe biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej, obliczone w sposób określony w Polskich Normach [w MJ/Mg],
- W_{ki} - wartości opałowe innych niż określone w symbolu W_{bi} paliw spalonych w jednostce wytwórczej, obliczone w sposób określony w Polskich Normach [w MJ/Mg],
- n - liczba rodzajów biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej,
- m - liczba rodzajów innych paliw spalonych w jednostce wytwórczej;

- 3) Obliczanie i rozliczanie ilości energii wytwarzanej z biomasy lub biogazu, w przypadku, o którym mowa w punkcie 2, dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń i przyrządów pomiarowych, w rozumieniu przepisów o miarach.

§ 5.

Obowiązki, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy, nie dotyczą:

- 1) energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych z użyciem wody przepompowanej;
- 2) ciepła, jeżeli uzasadniony planowany koszt jego zakupu z odnawialnych źródeł energii spowoduje w przedsiębiorstwie energetycznym, w danym roku, wzrost cen lub stawek opłat za ciepło dostarczane dla odbiorców, o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;
- 3) energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w wyniku termicznego przekształcania odpadów drewna mogących zawierać organiczne związki chlorowcopochodne, metale ciężkie lub związki tych metali powstałe w wyniku obróbki drewna z użyciem środków do konserwacji lub powlekania oraz odpadów drewna pochodzących z prac budowlanych lub rozbiórkowych.

§ 6.

Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub wytworzonej we własnych odnawialnych źródłach energii i sprzedanej odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom, wynosi nie mniej niż:

- 1) 3,1 % w 2005 r.;
- 2) 3,6 % w 2006 r.;
- 3) 4,2 % w 2007 r.;

- 4) 5,0 % w 2008 r.;
- 5) 6,0 % w 2009 r.;
- 6) 7,5 % w 2010 r.;
- 7) 7,7 % w 2011 r.;
- 8) 7,9 % w 2012 r.;
- 9) 8,1 % w 2013 r.;
- 10) 8,3 % w 2014 r.

§ 7.

1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli oferowane do sprzedaży ciepło, wytworzone z odnawialnego źródła energii, zakupiono w ilości:
 - 1) w jakiej je oferowano lub
 - 2) równej łącznej ilości sprzedanego ciepła odbiorcom, którzy kupują od danego przedsiębiorstwa energetycznego ciepło przesyłane daną siecią ciepłowniczą, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii.
2. W przypadku gdy więcej niż jedno przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy, prowadzi sprzedaż lub obrót ciepłem przesyłanym wspólną siecią, obowiązek zakupu dotyczy ciepła z odnawialnych źródeł energii zakupionego w ilości proporcjonalnej do udziału każdego z tych przedsiębiorstw w łącznej sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dostarczające ciepło do odbiorców przyłączonych do tej sieci.

§ 8.

1. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej i ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego te obowiązki przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej lub ciepła sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom, jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.
2. Kosztami, o których mowa w ust. 1, energii elektrycznej i ciepła wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, uwzględnionymi w taryfach są koszty zakupu:
 - 1) energii elektrycznej na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 26 października 2000r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099 i z 2002 r. Nr 200, poz. 1686);
 - 2) energii elektrycznej wytworzonej w źródłach o mocy zainstalowanej powyżej 10 MW wyłącznie bezpośrednio od wytwarzającego tę energię;
 - 3) energii elektrycznej na uznanym za konkurencyjny pozagiełdowym, ogólnodostępnym rynku tej energii;
 - 4) energii elektrycznej lub ciepła bezpośrednio od wytwarzającego tę energię lub ciepło na podstawie ceny ustalonej odpowiednio w zatwierdzonej taryfie wytwarzającego, w wyniku przetargu albo negocjacji.
3. Jako koszty energii elektrycznej i ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1 i 3 ustawy, uznaje się także koszty uzasadnione wytwarzania energii we własnych źródłach odnawialnych.

4. W przypadku wystąpienia, w okresie obowiązywania taryfy, różnicy między przyjętymi do kalkulacji, a rzeczywiście poniesionymi kosztami uzasadnionymi, różnicę tę uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie, wprowadzonej do stosowania w roku następującym po roku, w którym różnica ta wystąpiła.

Rozdział 3

Przepisy końcowe

§ 9.

Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 104, poz. 971).

§ 10.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

MINISTER GOSPODARKI I PRACY

-
- 1) Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz. 1428).
 - 2) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. .

Uzasadnienie

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 9a ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy – Prawo ochrony środowiska, na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonych ustawą obowiązków zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej i ciepła ze źródeł odnawialnych.

Projekt rozporządzenia zastąpi rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 104, poz. 971)*.

Zgodnie z zapisami ustawy rozporządzenie dotyczy wyłącznie energii ze źródeł odnawialnych, dlatego fragmenty dotyczące źródeł skojarzonych znajdują się w odrębnym rozporządzeniu.

Projekt rozporządzenia nie pociąga za sobą negatywnych skutków dla budżetu państwa ponieważ występują takie same czynniki wpływające na budżet, jak w przypadku dotychczasowego stanu prawnego w zakresie obowiązku zakupu.

Projekt również nie koliduje z istniejącymi w tym zakresie przepisami Unii Europejskiej.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI (OSR)

I. Cel wprowadzenia rozporządzenia

Rozporządzenie stanowi akt wykonawczy wynikający z delegacji zawartej w art. 9a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr z dnia 30.04.2004 r., poz. 875), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonych ustawą obowiązków zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł odnawialnych.

II. Konsultacje społeczne

Tekst rozporządzenia został rozesłany do towarzystw wytwórców i kupujących energię objętą obowiązkiem zakupu oraz został opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej w celu przeprowadzenia konsultacji społecznych. W dniu 2004 r. odbyła się konferencja uzgodnieniowa z udziałem zainteresowanych stron.

III. Zakres OSR

Przygotowana OSR sporządzona została zgodnie z obowiązującymi zasadami i obejmuje minimalny zakres oceny, ze względu na to, że regulacja nie pociąga kosztów dla budżetu państwa. Spadek wpływów z tytułu braku podatku akcyzowego na energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii (wypierającą sukcesywnie część energii ze źródeł konwencjonalnych), z uwagi na wyższy poziom cen energii odnawialnej winny zrekompensować zwiększone wpływy z tytułu podatku VAT.

Możliwy jest spadek cen energii elektrycznej kupowanej z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej powyżej 10 MW, albowiem za koszty uzasadnione uznaje się w projekcie rozporządzenia wyłącznie koszt jej zakupu bezpośrednio od wytwórców. Jednak spadek wpływów z podatku VAT wynikający stąd winien być zrekompensowany przez zwiększone wpływy tego podatku wynikające ze wzrostu udziału energii wytworzonej w źródłach odnawialnych

OSR porównuje sytuację jaka jest przewidywana po wejściu w życie rozporządzenia z sytuacją wcześniejszą, kiedy obowiązywało rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie *szczególne zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* (Dz. U. Nr 104, poz. 971). Wymagane minimalne udziały energii ze źródeł odnawialnych wyznaczone do 2010 roku w obu rozporządzeniach są jednakowe.

IV. Skutki wprowadzenia regulacji

1) Wpływ regulacji na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

Wdrożenie rozporządzenia nie spowoduje bezpośrednich negatywnych skutków dla budżetu państwa i sektora publicznego.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać następujące czynniki:

- Wzrost wpływów z podatku VAT w związku z pojawieniem się na rynku większej ilości droższej energii ze źródeł odnawialnych,
- Spadek wpływów z podatku VAT w związku ze spadkiem cen energii elektrycznej kupowanej z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej powyżej 10 MW,
- Spadek wpływów z podatku akcyzowego dla energii wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych na skutek zmniejszenia ilości tej energii,

- Wzrost wpływów w wyniku inwestycji związanych z rozwojem mocy wytwórczych energetyki odnawialnej.

2) Wpływ regulacji na rynek pracy

Projektowane rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy. Jednakże realizacja zawartych w nim przepisów może, poprzez wzrost wykorzystania biomasy (większa ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii), prowadzić do wzrostu zatrudnienia w rolnictwie przewyższającego zmniejszenie zatrudnienia w sektorze wydobywczym w wyniku zmniejszenia zużycia paliw kopalnych będącego skutkiem rozporządzenia.

3) Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Regulacje zaprojektowane w rozporządzeniu nie wpływają bezpośrednio na konkurencyjność gospodarki. Ewentualny wzrost cen energii elektrycznej na skutek zwiększającego się co roku udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w ilości energii sprzedawanej do odbiorców powinien być zrekompensowany przez wzrost efektywności wykorzystania energii elektrycznej przez przedsiębiorców, albowiem energochłonność niektórych wyrobów w Polsce jest wyższa niż w krajach UE.

Wzrost kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną jest ograniczony zapisami rozporządzenia ministra gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną i nie może być wyższy, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, o więcej niż o 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski".

4) Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Zapisy rozporządzenia nie zawierają odniesień do poszczególnych regionów, jednakże ze względu na nierównomierny rozkład zasobów naturalnych wpływających na ekonomikę wykorzystania odnawialnych źródeł energii można się spodziewać stymulacji rozwoju terenów rolniczych w związku ze zwiększającym się energetycznym wykorzystaniem biomasy.

Mogą nastąpić zmiany obciążeń lokalnych kosztami zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem: wzrost w regionach objętych zasięgiem działania operatorów systemów dystrybucyjnych o mniejszej mocy zainstalowanej wytwórców na ich terenie, spadek zaś w pozostałych regionach. Wzrost jest ograniczony, jak wspomniano w p. 3).

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI i PRACY¹⁾**

z dnia

**w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej
w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła**

Na podstawie art. 9a ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) zakres obowiązku zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 3) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w tym z własnych źródeł, której zakup przez przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązkowy;
- 4) sposób uwzględniania, w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalonych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 9a ust 2, kosztów zakupu energii elektrycznej objętej obowiązkiem jej zakupu.

§2.

Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) ustawa – ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń, służący do wytwarzania energii elektrycznej, opisany za pomocą danych handlowych i technicznych;

§ 3.

1. Skojarzone źródła energii powinny posiadać parametry techniczne i technologiczne umożliwiające współpracę z siecią, zgodnie z parametrami technicznymi energii elektrycznej lub nośnika ciepła przesyłanymi w tej sieci.
2. Przez skojarzone źródło energii rozumie się jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną i ciepło ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 70% obliczoną jako średnioroczna w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w tej jednostce, z zastrzeżeniem § 4 ust. 3.

Rozdział 2
Skojarzone źródła energii

§ 4.

1. Do energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi zakupu, zalicza się energię elektryczną wytworzoną w skojarzonym źródle energii.
2. Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie, o której mowa w § 3 ust.2, dla jednostki wytwórczej oblicza się według wzoru:

$$\eta_{sk} = [(3,6 E_{el} + Q_c) : Q_p] * 100,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- η_{sk} – sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło [w %],
- E_{el} - ilość energii elektrycznej, wytworzonej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowana do wytworzenia dla nowobudowanej jednostki wytwórczej, mierzona na zaciskach generatora lub ogniwa paliwowego [w MWh],
- Q_c – ilość ciepła, wytworzonego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowana do wytworzenia dla nowobudowanej jednostki wytwórczej, mierzona na wyjściach z jednostki wytwórczej [w GJ] i przeznaczona:
- 1) do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej,
 - 2) do przemysłowych procesów technologicznych,
 - 3) dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach,
 - 4) do wtórnego wytwarzania chłodu w przypadkach wymienionych w pkt 1-3,
- Q_p – ilość energii chemicznej paliwa brutto zużytego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do zużycia dla nowobudowanej jednostki wytwórczej [w GJ].
3. W przypadku nowobudowanych jednostek wytwórczych sprawność przemiany, o której mowa w ust. 2, dla pierwszego roku obowiązywania taryfy dla tych jednostek wytwórczych, oblicza się na podstawie wielkości planowanych.

§ 5.

Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii, przyłączonych do wspólnej sieci lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i zużytej na własne potrzeby lub dostarczonej odbiorcom, z wyłączeniem odbiorców będących operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, w dostarczonej rocznej ilości energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom, wynosi nie mniej niż:

- 1) 15,0 % w 2005 r.;
- 2) 15,2 % w 2006 r.;

- 3) 15,4 % w 2007 r.;
- 4) 15,6 % w 2008 r.;
- 5) 15,8 % w 2009 r.;
- 6) 16,0 % w 2010 r.

§ 6.

1. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, jest obowiązane do zakupu oferowanej do sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzonych źródłach energii, przyłączonych do sieci, znajdujących się na terenie działania tego przedsiębiorstwa, w ilości nie mniejszej niż określona w § 5.
2. Wytwarzający energię elektryczną w skojarzonych źródłach energii przekazują przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, dane o ilości oferowanej do sprzedaży energii elektrycznej do końca drugiego dnia poprzedzającego dzień wytworzenia tej energii, w formie zestawień godzinowo-dobowych.
3. W przypadku wystąpienia różnicy między ilością ustaloną do końca drugiego dnia poprzedzającego dzień wytworzenia energii, o której mowa w ust. 1, a ilością tej energii faktycznie dostarczoną, dodatkowe koszty powstałe w wyniku tej różnicy rozlicza się w umowach zawartych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, a wytwarzającym energię elektryczną w skojarzonym źródle energii, przyłączonym do sieci, znajdującym się na terenie działania tego przedsiębiorstwa.

§ 7.

W przypadku gdy w przedsiębiorstwie energetycznym, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, udział ilościowy energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii, o których mowa w § 6 ust.1, jest niższy niż wartość tego udziału określona w § 5, dane przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zakupić energię elektryczną oferowaną ze skojarzonych źródeł energii przyłączonych do wspólnej sieci w ilościach zapewniających osiągnięcie udziału określonego w § 5.

§ 8.

1. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego ten obowiązek przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom, jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.
2. W przypadku wystąpienia, w okresie obowiązywania taryfy, różnicy między przyjętymi do kalkulacji, a rzeczywiście poniesionymi kosztami uzasadnionymi, różnicę tę uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie, wprowadzonej do stosowania w roku następującym po roku, w którym różnica ta wystąpiła.

Rozdział 3
Przepisy końcowe

§ 9.

Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, (Dz. U. Nr 104, poz. 971).

§ 10.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

MINISTER GOSPODARKI I PRACY

-
- 1) Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz. 1428).
 - 2) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2003 r. Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr.... , poz. .

Uzasadnienie

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 9a ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr z dnia 2002 r., poz.....), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonego ustawą obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Projekt rozporządzenia zastąpi rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie *szczególne zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* (Dz. U. Nr 104, poz. 971).

Zgodnie z zapisami ustawy rozporządzenie dotyczy wyłącznie energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i dokonujące sprzedaży detalicznej tj. do odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby, muszą mieć pokryty udział energią elektryczną fizycznie wprowadzoną do sieci przez źródła skojarzone, nie powodując dodatkowych obciążeń w obrocie hurtowym energią elektryczną.

Określono próg wymaganej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie na 70 %. Ma to na celu objęcie promocją energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z ciepłem, wyłącznie z najwyższą efektywnością energetyczną. Wprowadzone regulacje powinny zachęcić wytwórców do zwiększania sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w układach skojarzonych.

Wprowadzony limit udziału energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu, objętej obowiązkiem zakupu pozostawiono na poziomach ustalonych dotychczasowym rozporządzeniem.

Ze względu na planowaną likwidację kontraktów długoterminowych zawartych przez PSE S.A. z wytwórcami energii wytwarzanej w skojarzeniu w 2005 r. przewidziano w/w limit do 15 %. Wielkości określone w § 5 określone zostały na podstawie danych Agencji Rynku Energii S.A.

Projekt rozporządzenia nie pociąga za sobą negatywnych skutków dla budżetu państwa ponieważ występują takie same czynniki wpływające na budżet, jak w przypadku dotychczasowego stanu prawnego w zakresie obowiązku zakupu.

Projekt również nie koliduje z istniejącymi w tym zakresie przepisami Unii Europejskiej.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI (OSR)

I. Cel wprowadzenia rozporządzenia

Rozporządzenie stanowi akt wykonawczy wynikający z delegacji zawartej w art. 9a ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135 z dnia 28.08.2002 r., poz. 1144), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonych ustawą obowiązków zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł odnawialnych oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

II. Konsultacje społeczne

Tekst rozporządzenia będzie rozesłany do towarzystw wytwórców i kupujących energię objętą obowiązkiem zakupu oraz zostanie opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej w celu przeprowadzenia konsultacji społecznych.

III. Zakres OSR

Przygotowana OSR sporządzona została zgodnie z obowiązującymi zasadami i obejmuje minimalny zakres oceny, ze względu na to, że regulacja nie pociąga kosztów dla budżetu państwa. Spadek wpływów z tytułu braku podatku akcyzowego na energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii (wypierającą sukcesywnie część energii ze źródeł konwencjonalnych), z uwagi na wyższy poziom cen energii odnawialnej winny zrekomensować zwiększone wpływy z tytułu podatku VAT.

OSR porównuje sytuację jaka jest przewidywana po wejściu w życie rozporządzenia z sytuacją wcześniejszą, kiedy obowiązywało rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. w *sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* (Dz. U. Nr 104, poz. 971).

Wyznaczone limity zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła powinny objąć całość wytwarzanej w ten sposób energii.

IV. Skutki wprowadzenia regulacji

1) Wpływ regulacji na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

Wdrożenie rozporządzenia nie spowoduje bezpośrednich negatywnych skutków dla budżetu państwa i sektora publicznego.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać następujące czynniki:

- Wzrost cen energii elektrycznej i spadek cen usług przesyłowych,
- Wzrost wpływów z podatku VAT w związku z pojawieniem się na rynku większej ilości droższej energii ze źródeł odnawialnych,
- Spadek wpływów z podatku VAT w związku z obniżeniem kosztów usług przesyłowych w wyniku uwolnienia PSE S.A. od obowiązku rekompensaty kosztów zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem,
- Spadek wpływów z podatku akcyzowego dla energii wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych na skutek zmniejszenia ilości tej energii,

Należy zauważyć, że są to takie same czynniki, jak w przypadku dotychczasowego stanu prawnego w zakresie obowiązku zakupu.

Zmiana sposobu nałożenia i wyrównanie obciążeń związanych z obowiązkiem zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem nie wprowadza zmian w skali całego kraju, prowadząc jedynie do zmian lokalnych. Zmiana nie wymusza, a

jedynie dopuszcza ograniczony wzrost ilości energii objętej tym obowiązkiem. Wielkość początkowa udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem została ustalona na podstawie szczegółowych analiz przygotowywanych dla dotychczas obowiązującego rozporządzenia.

2) Wpływ regulacji na rynek pracy

Projektowane rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

3) Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Regulacje zaprojektowane w rozporządzeniu nie wpływają bezpośrednio na konkurencyjność gospodarki.

Wzrost wymaganej sprawności dla energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w skojarzonych źródłach energii powinien wymusić działania zwiększające efektywność wykorzystania paliw pierwotnych w tych źródłach, prowadząc do racjonalizacji kosztów.

Wzrost kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną jest ograniczony poniższymi zapisami rozporządzenia ministra gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną i nie może być wyższy, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, o więcej niż o 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski".

4) Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Zapisy rozporządzenia nie zawierają odniesień do poszczególnych regionów. Mogą nastąpić zmiany obciążeń lokalnych kosztami zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem: wzrost w regionach objętych zasięgiem działania operatorów systemów dystrybucyjnych o mniejszej mocy zainstalowanej wytwórców na ich terenie, spadek zaś w pozostałych regionach. Wzrost jest ograniczony, jak wspomniano w p. 3).

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI I PRACY¹⁾**

z dnia

w sprawie trybu przeprowadzania przetargu na sprzedawcę z urzędu

Na podstawie art. 9i ust.12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz.1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz.257, Nr 34, poz.293, Nr 91, poz.875, Nr 96, poz.959 i Nr....., poz...) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Rozporządzenie określa szczegółowe warunki postępowania przetargowego na wyłonienie sprzedawców z urzędu dla paliw gazowych i energii elektrycznej, w tym tryb ogłaszania przetargu, szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz warunki i tryb organizowania, przeprowadzenia i zakończenia przetargu.

2. Przetarg na wyłonienie sprzedawców z urzędu dla paliw gazowych i energii elektrycznej, zwany dalej "przetargiem", ogłasza się jednocześnie w prasie codziennej o zasięgu ogólnokrajowym oraz w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, a jeżeli wyłonienie sprzedawcy z urzędu ma dotyczyć jedynie określonych obszarów, także w codziennej prasie lokalnej ukazującej się na obszarach, których przetarg będzie dotyczył.

3. W pisemnym ogłoszeniu o przetargu określa się:

- 1) sposób nabycia dokumentacji przetargowej oraz wysokości i tryb uiszczenia opłaty za dokumentację przetargową;
- 2) miejsce i termin złożenia i otwarcia ofert;
- 3) wykaz dokumentów potwierdzających formę prawną oraz kondycję finansową oferenta.

4. Określony w ogłoszeniu termin złożenia ofert nie może być krótszy niż 45 dni od dnia udostępnienia dokumentacji przetargowej.

5. Po upływie terminu do złożenia oferty Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej "Prezesem", sporządza listę podmiotów, które złożyły oferty.

6. Oferty złożone po terminie zwraca się bez otwierania.

§ 2. 1. Dokumentacja przetargowa w szczególności powinna zawierać:

- 1) określenie warunków jakie powinno spełniać przedsiębiorstwo energetyczne uczestniczące w przetargu;
- 2) określenie wymagań jakim powinna odpowiadać oferta;
- 3) kryteria oceny ofert;
- 4) określenie warunków prowadzenia działalności w zakresie świadczenia usług kompleksowych.

2. W dokumentacji przetargowej określa się ponadto dokumenty i dane, które uczestnik przetargu jest obowiązany złożyć, a w szczególności:

- 1) aktualny odpis z właściwego rejestru;
- 2) sprawozdanie finansowe za ostatnie 3 lata działalności podmiotu uczestniczącego w przetargu;
- 3) informację o zakresie i formach dotychczasowej działalności gospodarczej prowadzonej przez uczestnika przetargu, uwzględniającą doświadczenia:
 - a) w prowadzeniu działalności w zakresie wytwarzania paliw gazowych lub energii elektrycznej lub,
 - b) w prowadzeniu działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną.

§ 3. 1. Do przeprowadzenia przetargu Prezes powołuje Komisję Przetargową, zwaną dalej "Komisją".

2. Prezes powołuje Komisję w składzie od 6 do 9 osób spośród pracowników Urzędu Regulacji Energetyki, wskazuje jej przewodniczącego i zatwierdza sporządzony przez Komisję regulamin jej pracy.

3. Członkowie Komisji przed rozpoczęciem prac składają pisemne zobowiązania do nieujawniania informacji uzyskanych w związku z pracami Komisji.

4. Po sporządzeniu listy, o której mowa w § 1 ust. 5, członkowie Komisji składają pisemne oświadczenia, że:

- 1) nie pozostają w związku małżeńskim albo w stosunku pokrewieństwa lub powinowactwa w linii prostej, pokrewieństwa lub powinowactwa w linii bocznej do drugiego stopnia oraz nie są związani z tytułu przysposobienia, opieki lub kurateli z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami władz osób prawnych ubiegających się o sprzedawcę z urzędu;
- 2) przed upływem trzech lat od daty wszczęcia postępowania nie pozostawały w stosunku pracy lub zlecenia z oferentem, nie były członkami władz osób prawnych ubiegających się o sprzedawcę z urzędu;
- 3) nie pozostają z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami władz osób prawnych ubiegających się o sprzedawcę z urzędu w takim stosunku prawnym lub faktycznym, że może to budzić uzasadnione wątpliwości co do ich bezstronności.

5. Prezes odwołuje członka Komisji, który nie złożył oświadczenia, o którym mowa w ust. 4.

§ 4. 1. Ocenę ofert przeprowadza się w dwóch etapach.

2. Ocena oferty w I etapie obejmuje sprawdzenie:

- 1) nabycia dokumentacji przetargowej przez oferenta, a w przypadku spółki także przez wspólnika, udziałowca lub akcjonariusza spółki występującej o sprzedawcę z urzędu;
- 2) złożenia oferty w terminie określonym w ogłoszeniu;
- 3) zachowania formy i zgodności złożonej oferty z wymogami dokumentacji przetargowej.

3. Warunkiem dopuszczenia do II etapu jest spełnienie wymogów określonych w ust. 2.

4. Ocena oferty w II etapie obejmuje:

- 1) kwalifikacje oferenta w zakresie prowadzonej przez oferenta działalności koncesjonowanej na wytwarzanie lub obrót paliwami gazowymi lub energią i jego wiarygodność,
- 2) ekonomiczno-finansową zdolność oferenta,
- 3) wartość techniczną,
- 4) wartość ekonomiczną oferty

oraz stwierdzenie, która z ofert uzyskała minimum kwalifikacyjne wskazane w dokumentacji przetargowej.

5. Ocena oferty stanowi sumę punktów uzyskanych w II etapie oraz przyznanych na podstawie szczegółowych kryteriów oceny ofert ustalonych przez Prezesa w dokumentacji przetargowej.

§ 5. 1. Komisja sporządza protokół z postępowania przetargowego.

2. Protokół powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie czasu i miejsca przeprowadzenia poszczególnych etapów przetargu;
- 2) imiona i nazwiska członków Komisji, ze wskazaniem czynności, w których brali udział;
- 3) wskazanie oferentów przystępujących do przetargu;
- 4) liczbę ofert poddanych ocenie w I etapie;
- 5) liczbę ofert zakwalifikowanych oraz niezakwalifikowanych do oceny w II etapie, z podaniem przyczyn niezakwalifikowania;
- 6) szczegółowe uzasadnienie rozstrzygnięć i ocen dokonywanych w czasie postępowania przetargowego, w tym rozstrzygnięcia dotyczące uzyskania minimum kwalifikacyjnego;
- 7) liczbę punktów, jaką uzyskał każdy z oferentów, w zakresie spełnienia poszczególnych kryteriów w II etapie;
- 8) ustalenie kolejności ofert wraz z oceną punktową i uzasadnieniem;
- 9) podpisy wszystkich członków Komisji.

3. Komisja niezwłocznie przekazuje Prezesowi protokół postępowania przetargowego.

4. Prezes niezwłocznie zawiadamia na piśmie oferentów o wyniku przetargu.

§ 6. Po zakończeniu postępowania przetargowego protokół udostępnia się do wglądu uczestnikom postępowania przetargowego na ich wniosek, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych oraz innych informacji prawnie chronionych.

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

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz.1428).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie trybu przeprowadzania przetargu na sprzedawcę z urzędu dla paliw gazowych lub energii elektrycznej stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 9i ust.12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz.1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr....., poz...)

Proponowane rozwiązania dotyczą materii dotychczas nieregulowanej.

Rozporządzenie określa tryb ogłaszania przetargu na sprzedawcę z urzędu, w tym szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej. Rozporządzenie określa warunki i tryb organizowania, przeprowadzenia i zakończenia przetargu. Przedstawione w rozporządzeniu wymagania dotyczące warunków organizowania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przetargu powinny zapewnić przejrzystość kryteriów przetargu oraz równoprawne traktowanie jego uczestników.

W projekcie określono szczegółowe wymagania dotyczące dokumentów jakie oferent jest zobowiązany złożyć wraz z ofertą przetargową (§ 2 ust.).

Wyznaczenie przez Prezesa URE komisji przetargowej na podstawie przepisów § 3 rozporządzenia gwarantować będzie obiektywną ocenę przedłożonych ofert, na podstawie której Prezes URE będzie mógł dokonać wyboru najlepszego oferenta zapewniającego prawidłową realizację przedmiotu przetargu.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Podmiotami, do których jest adresowane rozporządzenie są podmioty działające w obszarze sektora energetycznego..

Projekt będzie konsultowany z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych.

Wejście w życie projektowanego rozporządzenia nie będzie miało wpływu na sektor finansów publicznych (w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego), rynek pracy, konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki jak również na sytuację i rozwój regionalny.

Rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI I PRACY¹⁾**

z dnia

w sprawie trybu przeprowadzania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną

Na podstawie art. 16a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr....., poz...) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Rozporządzenie określa:

- 1) tryb ogłaszania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- 2) tryb ogłaszania przetargu na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- 3) szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej;
- 4) warunki i tryb organizowania, przeprowadzenia i zakończenia przetargu.

2. Przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie energii elektrycznej, zwany dalej "przetargiem", ogłasza się jednocześnie w prasie codziennej o zasięgu ogólnokrajowym oraz w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

3. W pisemnym ogłoszeniu o przetargu określa się:

- 1) sposób udostępniania dokumentacji przetargowej oraz wysokości i tryb uiszczenia opłaty za dokumentację przetargową;
- 2) miejsce i termin złożenia i otwarcia ofert;
- 3) wykaz dokumentów potwierdzających formę prawną oraz kondycję finansową oferenta.

4. Określony w ogłoszeniu termin złożenia ofert nie może być krótszy niż 45 dni od dnia udostępnienia dokumentacji przetargowej.

5. Po upływie terminu do złożenia oferty Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej "Prezesem", sporządza listę podmiotów, które złożyły oferty.

6. Oferty złożone po terminie zwraca się bez otwierania.

§ 2. 1. Dokumentacja przetargowa w szczególności powinna zawierać:

- 1) określenie warunków jakie powinien spełniać podmiot uczestniczący w przetargu;
- 2) określenie wymagań jakim powinna odpowiadać oferta;
- 3) kryteria oceny ofert i określenie dla każdego z kryteriów maksymalnej ilości punktów;
- 4) informację dotyczącą treści wskazań lokalizacyjnych nowych mocy wytwórczych;
- 5) podstawowe informacje techniczne dotyczące danej inwestycji;
- 6) informacje o trybie składania dokumentacji ofertowej;

7) inne dane lub informacje wynikające ze specyfikacji budowy nowych mocy wytwórczych lub realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie energii elektrycznej objętych postępowaniem przetargowym.

2. W dokumentacji przetargowej określa się ponadto dokumenty i dane, które uczestnik przetargu jest obowiązany złożyć, a w szczególności:

- 1) aktualny odpis z właściwego rejestru;
- 2) sprawozdanie finansowe za ostatnie 3 lata działalności podmiotu uczestniczącego w przetargu;
- 3) informację o zakresie i formach dotychczasowej działalności gospodarczej prowadzonej przez uczestnika przetargu, uwzględniającą odpowiednio doświadczenia:
 - a) w organizacji finansowania budowy i eksploatacji mocy wytwórczych energii elektrycznej lub przedsięwzięć o podobnym charakterze, przez podanie co najmniej dwóch przedsięwzięć o porównywalnym zakresie,
 - b) w realizacji budowy mocy wytwórczych energii elektrycznej lub przedsięwzięć o podobnym charakterze, przez podanie co najmniej dwóch przedsięwzięć o porównywalnym zakresie,
 - c) w eksploatacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub przedsięwzięć o podobnym charakterze przez podanie co najmniej dwóch przedsięwzięć o porównywalnym zakresie,
 - d) w realizowaniu przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie energii elektrycznej;
- 4) ogólną propozycję finansowania odpowiednio budowy nowych mocy wytwórczych lub realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie energii elektrycznej wraz z dokumentami uprawniającymi do zgromadzenia środków finansowych na te przedsięwzięcia.

3. Oferta złożona w przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych powinna ponadto zawierać:

- 1) studium wykonalności inwestycji – budowa nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- 2) harmonogram robót budowlanych, z uwzględnieniem terminów opracowania projektu budowlanego, rozpoczęcia i zakończenia budowy oraz terminów realizacji poszczególnych obiektów;
- 3) koncepcję eksploatacji nowych mocy wytwórczych;
- 4) przewidziane do zastosowania rozwiązania techniczne, technologiczne oraz materiałowe;
- 5) plan organizacyjny budowy i eksploatacji nowych mocy wytwórczych;
- 6) warunki, wysokość kosztów i zakres zabezpieczeń dotyczących ochrony środowiska;
- 7) oświadczenie o akceptacji przewidywanych istotnych warunków koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej;
- 8) informację o kwalifikacjach osób odpowiedzialnych za budowę mocy wytwórczych energii elektrycznej, w tym członków władz zarządzających i głównych ekspertów przez przedstawienie ich życiorysów zawodowych i uprawnień zawodowych;
- 9) inne dane lub informacje wynikające ze specyfikacji budowy i eksploatacji mocy wytwórczych objętych postępowaniem przetargowym, określone w informacji o warunkach przetargu.

§ 3. 1. Do przeprowadzenia przetargu Prezes powołuje Komisję Przetargową, zwaną dalej "Komisją".

2. Powołanie członków komisji powinno nastąpić przed upływem terminu wyznaczonego do składania dokumentacji.

3. Prezes powołuje Komisję w składzie od 6 do 9 osób spośród pracowników Urzędu Regulacji Energetyki, wskazuje jej przewodniczącego i zatwierdza sporządzony przez Komisję regulamin jej pracy.

4. Członkowie Komisji przed rozpoczęciem prac składają pisemne zobowiązania do nieujawniania informacji uzyskanych w związku z pracami Komisji.

5. Po sporządzeniu listy, o której mowa w § 1 ust. 5, członkowie Komisji składają pisemne oświadczenia, że:

- 1) nie pozostają w związku małżeńskim albo w stosunku pokrewieństwa lub powinowactwa w linii prostej, pokrewieństwa lub powinowactwa w linii bocznej do drugiego stopnia oraz nie są związani z tytułu przysposobienia, opieki lub kurateli z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami władz osób prawnych ubiegających się o budowę nowych mocy wytwórczych lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- 2) przed upływem trzech lat od daty wszczęcia postępowania nie pozostawały w stosunku pracy lub zlecenia z oferentem, nie były członkami władz osób prawnych ubiegających się o budowę nowych mocy wytwórczych lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- 3) nie pozostają z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami władz osób prawnych ubiegających się o budowę nowych mocy wytwórczych lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną w takim stosunku prawnym lub faktycznym, że może to budzić uzasadnione wątpliwości co do ich bezstronności;
- 4) nie ujawnią informacji uzyskanych w związku z pracami komisji.

6. Prezes odwołuje członka Komisji, który nie złożył oświadczenia, o którym mowa w ust.4.

7. Komisja uchwała regulamin swej pracy i wykonuje swoje czynności na posiedzeniach.

8. Regulamin, o którym mowa w ust. 6, powinien określać w szczególności: tryb pracy komisji, jej organizację, zadania przewodniczącego komisji oraz sposób zapewnienia poufności pracy komisji.

9. Komisja podejmuje uchwały większością głosów w obecności co najmniej 2/3 jej składu.

§ 4. 1. Ocena ofert przeprowadza się w dwóch etapach.

2. Ocena oferty w I etapie obejmuje sprawdzenie:

- 1) nabycia dokumentacji przetargowej przez oferenta, a w przypadku spółki także przez współnika, udziałowca lub akcjonariusza spółki występującej w przetargu;
- 2) złożenia oferty w terminie określonym w ogłoszeniu;
- 3) zachowania formy i zgodności złożonej oferty z wymogami dokumentacji przetargowej.

3. Warunkiem dopuszczenia do II etapu jest spełnienie wymogów określonych w ust. 2.

4. Ocena oferty w II etapie obejmuje:

- 1) kwalifikacje oferenta w zakresie odpowiedniego doświadczenia:
 - a) w organizacji finansowania budowy i eksploatacji mocy wytwórczych energii elektrycznej lub przedsięwzięć o podobnym charakterze,
 - b) w realizacji budowy mocy wytwórczych energii elektrycznej lub przedsięwzięć o podobnym charakterze,
 - c) w eksploatacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub przedsięwzięć o podobnym charakterze,
 - d) w realizowaniu przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie energii elektrycznej;
- 2) ekonomiczno-finansową zdolność oferenta do realizacji przedsięwzięć będących przedmiotem przetargu,
- 3) wartość techniczną,

4) wartość ekonomiczną oferty oraz stwierdzenie, która z ofert uzyskała minimum kwalifikacyjne wskazane w dokumentacji przetargowej.

5. Ocena oferty stanowi sumę punktów uzyskanych w II etapie oraz przyznanych na podstawie szczegółowych kryteriów oceny ofert ustalonych przez Prezesa w dokumentacji przetargowej.

§ 5. 1. Komisja sporządza protokół z postępowania przetargowego.

2. Protokół powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie czasu i miejsca przeprowadzenia poszczególnych etapów przetargu;
- 2) imiona i nazwiska członków Komisji, ze wskazaniem czynności, w których brali udział;
- 3) wskazanie oferentów przystępujących do przetargu;
- 4) liczbę ofert poddanych ocenie w I etapie;
- 5) liczbę ofert zakwalifikowanych oraz niezakwalifikowanych do oceny w II etapie, z podaniem przyczyn niezakwalifikowania;
- 6) szczegółowe uzasadnienie rozstrzygnięć i ocen dokonywanych w czasie postępowania przetargowego, w tym rozstrzygnięcia dotyczące uzyskania minimum kwalifikacyjnego;
- 7) liczbę punktów, jaką uzyskał każdy z oferentów, w zakresie spełnienia poszczególnych kryteriów w II etapie;
- 8) ustalenie kolejności ofert wraz z oceną punktową i uzasadnieniem;
- 9) podpisy wszystkich członków Komisji.

3. Komisja niezwłocznie przekazuje Prezesowi protokół postępowania przetargowego.

4. Prezes niezwłocznie zawiadamia na piśmie oferentów o wyniku przetargu.

§ 6. Po zakończeniu postępowania przetargowego protokół udostępnia się do wglądu uczestnikom postępowania przetargowego na ich wniosek, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych oraz innych informacji prawnie chronionych.

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

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej - gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz.1428).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie trybu przeprowadzania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 16a ust.6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz.1504 i Nr 203, poz.1966 oraz z 2004r. Nr 29, poz.257, Nr 34, poz.293, Nr 91, poz.875, Nr 96, poz.959 i Nr....., poz...)

Proponowane rozwiązania dotyczą materii dotychczas nieregulowanej.

Rozporządzenie określa szczegółowy tryb ogłaszania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną, w tym szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz określa warunki i tryb organizowania, przeprowadzenia i zakończenia przetargu. Określone w rozporządzeniu wymagania dotyczące warunków organizowania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przetargu powinny zapewnić przejrzystość kryteriów przetargu oraz równoprawne traktowanie jego uczestników.

W projekcie określono szczegółowe wymagania dotyczące dokumentów jakie oferent jest zobowiązany złożyć wraz z ofertą przetargową. W § 2 ust. 3 przedstawiono szczegółowe wymagania dotyczące zawartości oferty na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej.

Wyznaczenie przez Prezesa URE komisji przetargowej na podstawie przepisów § 3 rozporządzenia gwarantować będzie obiektywną ocenę przedłożonych ofert, na podstawie której Prezes URE będzie mógł dokonać wyboru najlepszego oferenta zapewniającego prawidłową realizację przedmiotu przetargu.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Podmiotami, do których jest adresowane rozporządzenie są podmioty działające w obszarze sektora energetycznego..

Projekt wymaga uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki i będzie konsultowany z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych.

Wejście w życie projektowanego rozporządzenia nie będzie miało wpływu na sektor finansów publicznych (w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego), rynek pracy, konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki jak również na sytuację i rozwój regionalny.

Rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI I PRACY¹⁾**

z dnia

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi

Na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959, Nr..., poz.....) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania i kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, obrotu, skraplania gazu ziemnego, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz magazynowania paliw gazowych;
- 2) rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi między przedsiębiorstwem energetycznym i odbiorcami tych paliw, rodzaje stosowanych cen i stawek opłat.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie - należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 2) sieci gazowej - należy przez to rozumieć gazociągi wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi i tłoczniami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, należące do przedsiębiorstwa energetycznego;
- 3) układzie pomiarowym - należy przez to rozumieć gazomierze i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiaru ilości paliw gazowych i dokonywania rozliczeń;
- 4) grupie taryfowej - należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci gazowej lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem odbiorców w te paliwa, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
- 5) charakterystyce odbioru paliwa gazowego - należy przez to rozumieć określone w umowie lub rzeczywiste wielkości charakteryzujące w szczególności:
 - a) roczną ilość odbieranego paliwa i nierównomierność jego poboru w czasie,
 - b) godzinową lub dobową moc,

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 1 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz. 1428).

- c) ciśnienie w miejscu dostarczania paliwa;
- 6) mocy umownej - należy przez to rozumieć maksymalną godzinową lub dobową możliwość odebrania w danym roku paliwa gazowego, określoną w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie przesyłowej, umowie magazynowania paliw gazowych lub w umowie skraplania gazu;
- 7) subsydiowaniu skrośnym - należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców;
- 8) pozyskaniu paliw gazowych - należy przez to rozumieć zakup paliw gazowych z importu i źródeł krajowych oraz wydobywanie, wytwarzanie i przetwarzanie paliw gazowych;
- 9) pojemności czynnej magazynu - należy przez to rozumieć maksymalną ilość paliw gazowych możliwą do odebrania w ciągu jednego cyklu pracy instalacji magazynowej przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy tej instalacji;
- 10) okresie regulacji - należy przez to rozumieć okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 28 ust. 2.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

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

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

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

- 1) grupy taryfowe;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania;
- 3) bonifikaty;
- 4) opłaty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

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

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, określone w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie przesyłowej, umowie magazynowania paliw gazowych lub umowie skraplania gazu.

§ 6. 1. Określone w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat ustala się z uwzględnieniem standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w umowie sprzedaży, umowie przesyłowej, umowie magazynowania paliw gazowych, umowie skraplania gazu albo w odrębnych przepisach.

2. Warunki, o których mowa w ust. 1, powinny określać w szczególności:

- 1) zakres świadczonych usług dla odbiorców;
- 2) standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 3) sposób obliczania opłat w przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) ceny paliw gazowych;
- 2) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw gazowych;
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie odpowiednio:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 2) stawki opłat za usługi przesyłowe sieciami przesyłowymi lub sieciami dystrybucyjnymi;
- 3) stawki opłat abonamentowych za świadczone usługi przesyłowe;
- 4) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów świadczonych usług przesyłowych;
- 5) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 6) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi ustala w taryfie:

- 1) ceny paliw gazowych;
- 2) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw;
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją, ustala w taryfie jedną stawkę opłaty abonamentowej dla obydwu rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za usługi magazynowania paliw gazowych;
- 2) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakości świadczonych usług magazynowania paliw gazowych;
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
- 2) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakości świadczonych usług skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 8. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest według następujących kryteriów:

- 1) przyłączenia do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 2) rodzaju pobieranego paliwa gazowego;

- 3) wielkości i charakterystyki odbioru paliwa gazowego;
- 4) systemu rozliczeń;
- 5) niezawodności i ciągłości świadczonych usług i ponoszonych z tego tytułu kosztów.

§ 9. Wyodrębnione w taryfie ceny i stawki opłat dla grup taryfowych mogą być różnicowane, z uwzględnieniem podziału roku na okresy czasowe, ze względu na uzasadnione koszty dostarczania paliw gazowych w tych okresach.

§ 10. 1. W przypadku gdy odbiorca, który nie korzysta z prawa do usług przesyłowych, może być zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wówczas ma prawo wyboru jednej z nich.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej nie częściej niż raz na 12 miesięcy. Grupę taryfową oraz warunki jej zmiany określa umowa sprzedaży paliw gazowych.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 11. Podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych, stawek opłat za magazynowanie oraz stawek opłat za skraplanie lub regazyfikację skroplonego gazu ziemnego dla pierwszego roku okresu regulacji zwanego dalej "rokiem bazowym" stanowią:

- 1) planowane uzasadnione koszty operacyjne działalności gospodarczej związanej z przesyłaniem, dystrybucją, skraplaniem, regazyfikacją lub magazynowaniem, z wyłączeniem amortyzacji;
- 2) amortyzacja wynikająca z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust.1 i 6 ustawy;
- 3) koszty finansowe związane z obsługą kredytów i papierów wartościowych, przeznaczonych na realizację inwestycji rozwojowych oraz modernizacyjnych, pomniejszone o planowane przychody finansowe. W kosztach i przychodach finansowych nie uwzględnia się kosztów i przychodów pozostałych w rozumieniu ustawy o rachunkowości;
- 4) wynagrodzenie kapitału własnego zaangażowanego w prowadzoną działalność gospodarczą związaną z przesyłaniem, dystrybucją, skraplaniem, regazyfikacją lub magazynowaniem paliw gazowych.

§ 12. 1. Koszty, o których mowa w § 11 pkt 1, ustala się:

- 1) zgodnie z art. 44 i 45 ustawy oraz z zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych, planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne na poszczególne rodzaje działalności gospodarczej;
- 2) przyjmując planowane dla roku bazowego ilości paliw gazowych, które zostaną przesłane lub zmagazynowane, ilości skroplonego lub regazyfikowanego gazu ziemnego i wielkości mocy umownej;

2. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty, poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym rok bazowy, określone na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości.

§ 13. 1. Wynagrodzenie kapitału własnego, o którym mowa w §11 pkt 4, ustala się według wzoru:

$$ROE = r \cdot WRA,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ROE - wynagrodzenie kapitału własnego,
- r - roczna stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału własnego będąca sumą stopy wolnej od ryzyka oraz premii za ryzyko związane z angażowaniem kapitału własnego w działalność sieciową lub magazynową, ustalana przez Prezesa URE na podstawie analiz porównawczych z sektorem gazowniczym w krajach Unii Europejskiej,
- WRA - księgowo wartość netto majątku służącego prowadzeniu działalności przesyłowej, dystrybucyjnej lub magazynowej.

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

- 1) wytwarzania i magazynowania paliw gazowych - planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska dla źródeł i magazynów paliw gazowych;
- 2) przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych - planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 3) skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska dla instalacji skroplonego gazu ziemnego.

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

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

4. W planowanych kosztach rozwoju, stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe, nie uwzględnia się kosztów wynikających z nakładów inwestycyjnych

stanowiących podstawę do obliczenia stawek opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

§ 14. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

§ 15. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, , dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

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

§ 16. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw gazowych kalkuluje ustalone w taryfie ceny paliw gazowych na podstawie uzasadnionych kosztów wytwarzania paliw gazowych w źródłach własnych i instalacjach.

§ 17. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie stawki opłat za przyłączenie do sieci:

- 1) odrębnie dla sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej wysokich ciśnień oraz w zależności od średnicy odcinków sieci służących do przyłączenia i rodzaju stosowanych materiałów przy zastosowaniu standardowych elementów sieci i wykonaniu przyłączenia w warunkach standardowych;
- 2) odrębnie dla sieci dystrybucyjnej innej niż wymieniona w pkt. 1 oraz w zależności od średnicy odcinków sieci służących do przyłączenia i rodzaju stosowanych materiałów przy zastosowaniu standardowych elementów sieci i wykonaniu przyłączenia w warunkach standardowych;
- 3) w zależności od standardów jakościowych paliw gazowych określonych na podstawie odrębnych przepisów.

2. Do standardowych elementów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się:

- 1) rurę przewodową, złącze izolacyjne lub połączenia typu polietylen-stal na przyłączy polietylenowym, kurek główny oraz reduktor ciśnienia gazu o przepustowości do 10 m³/h, rury ochronne na skrzyżowaniu z innym uzbrojeniem podziemnym - przy przyłączeniu do sieci dystrybucyjnej;
- 2) rurę przewodową, złącze izolacyjne, dwa układy zaporowo-upustowe, rury ochronne na skrzyżowaniach z innym uzbrojeniem podziemnym - przy przyłączeniu do sieci przesyłowej.

3. Do warunków standardowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się wykonanie przyłączenia:

- 1) w wykopie otwartym, na terenie bez nawierzchni utwardzonej;
- 2) w wykopie otwartym, na terenie z nawierzchnią utwardzoną;
- 3) przeciskiem, bez naruszania nawierzchni.

§ 18. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 17 ust. 1 pkt. 1, ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

2. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 17 ust. 1 pkt. 2 ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16.

3. W nakładach, o których mowa w ust. 1 i 2, uwzględnia się odpowiednio koszty ponoszone na wykonanie prac projektowych oraz geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwolenia na budowę, budowę standardowych elementów odcinków sieci, nadzoru budowlanego, robót budowlano-montażowych wraz z niezbędnymi próbami oraz opłaty za zajęcie terenu.

§ 19. Stawki opłat za usługi przesyłowe kalkuluje się:

- 1) oddzielnie dla sieci przesyłowej i dystrybucyjnej;
- 2) w sieciach przesyłowych z uwzględnieniem podziału na:
 - a) dystansowe stawki opłat - dla odbiorców, którzy korzystają z prawa do usług przesyłowych;
 - b) dystansowe stawki opłat dla pozostałych odbiorców, którzy nie korzystają z prawa do usług przesyłowych;
- 3) w sieciach dystrybucyjnych, jako grupowe stawki opłat za usługi przesyłowe.

§ 20. 1. Stawki opłat za usługi przesyłowe, o których mowa w § 19, kalkuluje się jako stawki opłaty zmiennej i stawki opłaty stałej, na podstawie uzasadnionych kosztów dostarczania paliw gazowych odbiorcom poszczególnych grup taryfowych.

2. Stawki opłaty stałej mogą być różnicowane odpowiednio do charakterystyki odbioru paliw gazowych i potrzeb ich magazynowania, skraplania lub regazyfikacji.

3. Dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej grupowe stawki opłat za usługi kompleksowe świadczone przez sprzedawcę z urzędu ustala się na podstawie łącznych kosztów, ponoszonych przez sprzedawcę z urzędu w związku ze świadczeniem usług kompleksowych na podstawie umowy sprzedaży i umowy przesyłowej albo umowy sprzedaży, umowy przesyłowej i umowy magazynowania od źródła gazu do odbiorcy.

§ 21. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych kalkuluje stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe na podstawie kosztów zmiennych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) zakupu paliw gazowych w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością paliw gazowych wprowadzoną do sieci gazowej a ilością paliw gazowych pobraną z sieci przez odbiorców;
- 2) utrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw gazowych, poprzez zapewnienie niezbędnych rezerw tych paliw i zdolności przesyłowych w źródłach, magazynach, instalacjach i sieciach własnych oraz innych podmiotów.

2. Stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe, kalkuluje się na podstawie kosztów stałych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) eksploatacji i odtworzenia przyłączy, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy;
- 2) eksploatacji, odtworzenia, modernizacji i rozbudowy sieci gazowej;
- 3) magazynowania paliw gazowych, skraplania a następnie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w zakresie koniecznym do zbilansowania systemu;

- 4) budowy i eksploatacji układów pomiarowych oraz wykorzystania infrastruktury technicznej, koniecznych dla zapewnienia dostarczania paliw gazowych.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych kalkuluje stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe na podstawie kosztów zmiennych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) zakupu paliw gazowych w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością paliw gazowych wprowadzoną do sieci gazowej a ilością paliw gazowych pobraną z sieci przez odbiorców;
- 2) utrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw gazowych, poprzez zapewnienie niezbędnych rezerw tych paliw i zdolności przesyłowych w źródłach, magazynach, instalacjach i sieciach własnych oraz innych podmiotów.

2. Stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe, kalkuluje się na podstawie kosztów stałych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) eksploatacji i odtworzenia przyłączy, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy;
- 2) eksploatacji, odtworzenia, modernizacji i rozbudowy sieci gazowej;
- 3) magazynowania paliw gazowych, skraplania a następnie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w zakresie koniecznym do zbilansowania systemu;
- 4) budowy i eksploatacji układów pomiarowych oraz wykorzystania infrastruktury technicznej, koniecznych dla zapewnienia dostarczania paliw gazowych.

§ 23. 1. Stawki opłaty zmiennej: dystansowe lub grupowe kalkuluje się na jednostkę paliwa gazowego odbieranego z sieci, w miejscu jego dostarczenia, przez przedsiębiorstwo energetyczne, jako stawki niezależne od odległości przesyłania tego paliwa oraz mocy umownej.

2. Stawki opłaty stałej dystansowej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej i jednostkę długości sieci służącej do przesyłania paliwa gazowego, od miejsca jego pozyskania do miejsca odbioru tego paliwa przez odbiorcę.

3. Stawki opłaty stałej grupowej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej, z zastrzeżeniem § 34 pkt 3.

§ 24. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie stawki opłat abonamentowych na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług, obejmujących: odczytywanie wskazań układów pomiarowych, wystawianie faktur, obliczanie i pobieranie należności za dostarczone paliwo gazowe, a także czynności związane z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymywania warunków umów i prawidłowości rozliczeń, jako iloraz tych kosztów i liczby układów pomiarowo-rozliczeniowych.

§ 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych może ustalić w taryfie stawki opłat i zasady obliczania opłat, pobieranych za dodatkowe usługi lub czynności, wykonywane na dodatkowe zlecenia przyłączonego podmiotu.

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

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania paliw gazowych;
- 2) sprawdzanie prawidłowości wskazań układu pomiarowego;
- 3) usługi pogotowia gazowego.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych kalkuluje stawki opłat, o których mowa w ust. 2, na podstawie uzasadnionych kosztów realizacji usług lub czynności.

§ 26. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi kalkuluje ustalane w taryfie ceny paliw gazowych na podstawie uzasadnionych kosztów pozyskania tych paliw, kosztów własnych związanych z obrotem tymi paliwami oraz przy uwzględnieniu marży związanej z ryzykiem prowadzenia działalności.

2. Koszty własne, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, a w szczególności kosztów:

- 1) handlowej obsługi odbiorców;
- 2) finansowych.

§ 27. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych ustala:

- 1) stawki opłaty zmiennej za usługi magazynowania - na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych, zależnych od ilości paliwa gazowego zatłaczanego do magazynu i odbieranego z tego magazynu;
- 2) stawki opłaty stałej za usługi magazynowania - na podstawie uzasadnionych kosztów stałych zależnych od zamówionej pojemności czynnej magazynu i zamawianej mocy odbioru paliw gazowych z magazynu.

§ 28. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego ustala:

- 1) stawki opłaty zmiennej za usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego - na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych, zależnych od ilości skroplonego gazu ziemnego lub zregazyfikowanego gazu ziemnego w instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 2) stawki opłaty stałej za usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego - na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych, zależnych od zamówionej mocy odbioru paliw gazowych z instalacji skroplonego gazu ziemnego.

§ 29. 1. Ceny i stawki opłat ustalone w taryfie na dany rok jej obowiązywania powinny być ustalone na takim poziomie, aby spełnione były warunki, o których mowa w ust. 2 i § 29 ust. 3.

2. Ceny wskaźnikowe dla poszczególnych rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej obliczone dla danego roku obowiązywania taryfy powinny spełniać warunek określony wzorem:

$$Cw_{pn} \leq Cw_{pn-1} \times [1 + (RPI - X)/100],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Cw_{pn} - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy,
- Cw_{pn-1} - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok obowiązywania taryfy,
- RPI - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym dany rok obowiązywania taryfy, określony w

komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %],
X - współczynnik korekcyjny, ustalony dla danego rodzaju działalności gospodarczej prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej [w %].

3. Cenę wskaźnikową, dla danego roku obowiązywania taryfy, o której mowa w ust. 2, dla prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania paliw gazowych - oblicza się jako średnią cenę sprzedanych paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z ich sprzedaży, określonych na podstawie cen tych paliw planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz ilości sprzedaży z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego, do ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego;
- 2) obrotu paliwami gazowymi - oblicza się jako średnią cenę sprzedanych paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z ich sprzedaży, określonych na podstawie cen tych paliw oraz stawek opłat abonamentowych planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego, do ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego;
- 3) przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych - oblicza się jako średnią cenę przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do ilości dostaw paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego;
- 4) magazynowania paliw gazowych - oblicza się jako średnią cenę magazynowania paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług magazynowania, wyliczanych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do pojemności czynnej magazynów przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego;
- 5) skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – oblicza się jako średnią cenę skraplania lub regazyfikacji, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży tych usług, wyliczonych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do ilości zamówionej mocy odbioru paliw gazowych z instalacji skroplonego gazu ziemnego przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego.

4. Cenę wskaźnikową dla roku poprzedzającego dany rok, o której mowa w ust. 2, dla prowadzonej działalności gospodarczej oblicza się odpowiednio, w sposób określony w ust. 3, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie stosowanej w roku poprzedzającym dany rok oraz ilości sprzedaży z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego.

5. W przychodach, o których mowa w ust. 3 oraz w § 29 ust. 2, nie uwzględnia się przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za przyłączenie podmiotów do sieci;
- 2) za usługi i czynności, o których mowa w § 24 ust. 1;
- 3) za nielegalny pobór paliw gazowych;
- 4) za niedotrzymanie warunków umów.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych określa na dany rok obowiązywania taryfy, dla każdej grupy taryfowej, średnią stawkę opłaty za usługę przesyłową.

2. Średnią stawkę opłaty za usługę przesyłową oblicza się jako iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz opłat abonamentowych w danej grupie taryfowej, wyliczanych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do ilości dostaw paliw gazowych dla danej grupy taryfowej przyjętej do kalkulacji taryfy na rok bazowy, z zastrzeżeniem § 28 ust. 5.

3. Jeżeli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może wprowadzić wzrost średniej stawki opłaty za usługę przesyłową, o której mowa w ust. 1, w subsydiowanych grupach taryfowych w danym roku obowiązywania taryfy, w stosunku do średniej stawki opłaty za usługę przesyłową dla danej grupy taryfowej z poprzedniego roku obowiązywania taryfy, który nie może być wyższy niż o 5 punktów procentowych dla pierwszego roku obowiązywania taryfy oraz 15 punktów procentowych dla lat następnych, ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, o którym mowa w § 28 ust. 2.

§ 31. 1. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie obrotu, przedsiębiorstwo to może wystąpić z wnioskiem o korektę cen ustalonych w taryfie wprowadzonej do stosowania w trybie określonym w art. 47 ustawy lub przez zawarcie umów, o których mowa w § 5 ust. 3, po dokonaniu analizy i oceny skutków ekonomicznych tych zmian.

2. Korekta cen i stawek opłat, o której mowa w ust. 1, może nastąpić w szczególności w przypadku zakupu paliw gazowych z importu po cenach:

- 1) wyższych o więcej niż 5% w stosunku do cen przyjętych do kalkulacji w taryfie - nie częściej niż raz na kwartał;
- 2) niższych o więcej niż 5% w stosunku do cen przyjętych do kalkulacji w taryfie - nie częściej niż raz na kwartał.

§ 32. 1. W przypadku nowo tworzonych przedsiębiorstw energetycznych lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwa nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, wysokość cen i stawek opłat ustala się na podstawie planowanych przychodów i wielkości sprzedaży dla pierwszego roku prowadzenia nowej działalności gospodarczej, z uwzględnieniem analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

2. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, oblicza średnie ceny wskaźnikowe i średnie stawki opłat za usługi przesyłowe, w sposób określony w § 28 i 29, jeżeli nowa działalność gospodarcza stanowi kontynuację dotychczas prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, a w szczególności gdy działalność ta jest wynikiem:

- 1) przekształceń własnościowych;
- 2) zmiany źródła pozyskania paliw gazowych.

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

Rozdział 4

Szczegółowe zasady prowadzenia rozliczeń

§ 33. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala wysokość opłaty za przyłączenie do sieci gazowej na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie, w zależności od rodzaju odcinków sieci służących do przyłączenia i ich długości, wyrażonych w metrach.

2. Opłata za przyłączenie do sieci gazowej stanowi sumę:

- 1) opłaty za budowę odcinka sieci służącego do przyłączenia do 5 m do sieci dystrybucyjnej lub do 30 m do sieci przesyłowej;
- 2) opłaty za budowę odcinków sieci powyżej 5 m do sieci dystrybucyjnej lub powyżej 30 m do sieci przesyłowej, stanowiącej iloczyn stawki opłaty za przyłączenie i długości odcinków sieci służących do przyłączenia.

3. Opłatę za przyłączenie do sieci gazowej oblicza się według wzoru:

$$OP = OR + SP \times LP,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

OP - opłatę za przyłączenie, wyrażoną w złotych,

OR - opłatę za budowę odcinka sieci służącego do przyłączenia do 5 m do sieci dystrybucyjnej lub do 30 m do sieci przesyłowej,

SP - stawkę opłaty za przyłączenie za każdy metr odcinków sieci służących do przyłączenia powyżej 5 m do sieci dystrybucyjnej lub za każdy metr powyżej 30 m do sieci przesyłowej,

LP - długość odcinków sieci powyżej 5 m do sieci dystrybucyjnej lub powyżej 30 m do sieci przesyłowej, wyrażoną w metrach.

§ 34. 1. Opłata za przyłączenie jest pobierana jednorazowo, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne może, na wniosek przyłączanego podmiotu, rozłożyć opłatę, o której mowa w ust. 1, na raty. Warunki pobierania opłaty w ratach, w tym pokrywania związanych z tym kosztów, określa umowa o przyłączenie.

§ 35. Opłatę za usługę przesyłową:

- 1) dla stawek dystansowych oblicza się według wzoru:

$$Od = Szd \times Q + Ssd \times Mp \times L \times T,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Od - opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,
- Szd - stawkę opłaty zmiennej dystansowej, wyrażoną w złotych za metr sześcienny paliwa gazowego,
- Q - ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,
- Ssd - stawkę opłaty stałej dystansowej odniesioną do okresu rozliczeniowego, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej i jednostkę długości drogi przesyłania paliwa gazowego,
- Mp - moc umowną, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,
- L - obliczeniową długość drogi przesyłania paliwa gazowego, obliczaną jako najmniejszą możliwą do świadczenia takiej usługi odległość między miejscem pozyskania i miejscem odbioru tego paliwa, liczoną wzdłuż gazociągów przesyłowych określonych na schemacie sieci przesyłowych przedsiębiorstwa energetycznego, wyrażoną w metrach,
- T - ilość godzin lub dób w okresie rozliczeniowym, odpowiednio do ustalonej jednostki mocy umownej;

2) dla stawek grupowych, oblicza się według wzoru:

$$Og = Szg \times Q + Ssg \times Mp \times T,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Og - opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,
- Szg - stawkę opłaty zmiennej grupowej, wyrażoną w złotych za metr sześcienny przesłanego paliwa gazowego,
- Q - ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,
- Ssg - stawkę opłaty stałej grupowej odniesioną do okresu rozliczeniowego, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej,
- Mp - moc umowną, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,
- T - ilość godzin lub dób w okresie rozliczeniowym, odpowiednio do ustalonej jednostki mocy umownej

3) dla stawek grupowych, w przypadku odbiorców odbierających paliwa gazowe w ilości do 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, oblicza się według wzoru:

$$Ocg = Szg \times Q + Osg,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Ocg - opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,
- Szg - stawkę opłaty zmiennej grupowej, wyrażoną w złotych za metr sześcienny przesłanego paliwa gazowego,
- Q - ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,
- Osg - opłatę stałą grupową odniesioną do okresu rozliczeniowego dla danej grupy taryfowej, wyrażoną w złotych, obliczaną w zależności od nierównomierności dobowej lub godzinowej przesyłania i odbioru paliwa gazowego w sieci dystrybucyjnej (N), ustaloną

przez przedsiębiorstwo energetyczne - na podstawie średniej charakterystyki odbioru tego paliwa dla poszczególnych grup taryfowych, określoną wzorem:

N (dobowa) = $(M \times 365) : QR$ - dla nierównomierności dobowej lub

N (godzinowa) = $(M \times 8.760) : QR$ - dla nierównomierności godzinowej,

w którym:

M - jednakowa dla całej grupy taryfowej obliczeniowa moc odbioru paliwa gazowego, ustalona na podstawie średniej charakterystyki odbioru tego paliwa dla poszczególnych grup taryfowych, wyrażona w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,

QR - ilość przesłanego paliwa gazowego w roku dla danej grupy taryfowej, wyrażona w metrach sześciennych.

§ 36. Opłatę za usługę magazynowania paliw gazowych oblicza się według wzoru:

$$OM = Szz \times Vz + Szo \times Vo + SSV \times VC + SSM \times MM,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

OM - opłatę za usługę magazynowania paliw gazowych, wyrażoną w złotych,

Szz - stawkę opłaty zmiennej za zatłoczenie metra sześciennego paliwa gazowego do magazynu, wyrażoną w złotych za metr sześcienny,

Vz - ilość paliwa gazowego zatłoczoną do magazynu, wyrażoną w metrach sześciennych,

Szo - stawkę opłaty zmiennej za odbiór metra sześciennego paliwa gazowego z magazynu, wyrażoną w złotych za metr sześcienny,

Vo - ilość paliwa gazowego odebraną z magazynu, wyrażoną w metrach sześciennych,

SSV - stawkę opłaty stałej za zamówioną pojemność czynną magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za metr sześcienny zamówionej pojemności czynnej magazynu,

VC - zamówioną pojemność czynną magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w metrach sześciennych,

SSM - stawkę opłaty stałej za zamówioną moc paliwa gazowego z magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej,

MM - zamówioną moc paliwa gazowego z magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę.

§ 37. Opłatę za usługę regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oblicza się według wzoru:

$$Pr = Tfr \times Qr + Tvr \times Cr,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Pr - opłatę za usługę regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, wyrażoną w złotych,

Qr - dzienną ilość zregazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego wyrażoną w metrach sześciennych,

Tfr - stawka opłaty stałej za zregazyfikowanie jednego metra sześciennego skroplonego

- gazu ziemnego,
- Cr - ilość zregazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego wyrażona w metrach sześciennych w okresie rozliczeniowym,
- TvR - stawka opłaty zmiennej za zamówioną moc instalacji skroplonego gazu ziemnego w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za metr sześcienny lub jej odpowiednik w postaci zregazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego.

§ 38. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe, na podstawie wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie lub w umowie sprzedaży paliw gazowych:

- 1) z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w ilościach nie większych niż 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy - w okresach nie dłuższych niż 12 miesięcy;
- 2) z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w ilościach większych niż 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy - co miesiąc.

2. W okresach, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, mogą być pobierane opłaty za paliwa gazowe w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw.

3. Jeżeli w wyniku wnoszenia opłat na podstawie prognozowanego zużycia, o którym mowa w ust. 2, powstanie nadpłata lub niedopłata za pobrane paliwo gazowe, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zawiadomić o tym odbiorców.

4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwo gazowe:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca w terminie określonym w zawiadomieniu, o którym mowa w ust. 3, nie krótszym niż 7 dni od dnia otrzymania zawiadomienia o nadpłacie, nie zażąda jej zwrotu;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszego rachunku, ustalonego dla najbliższego okresu rozliczeniowego.

§ 39. 1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub przyjęcia do rozliczeń błędnych odczytów wskazań układu pomiarowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobrane paliwo gazowe, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane dokonać korekty uprzednio wystawionych rachunków.

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

§ 40. Przedsiębiorstwo energetyczne obniża odbiorcy wysokość opłat za świadczone usługi przesyłowe i usługi magazynowania paliw gazowych w sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, proporcjonalnie do wielkości ograniczenia mocy umownej i czasu trwania przerwy lub ograniczenia, a w szczególności w przypadku przerw lub ograniczeń wynikających z:

- 1) awarii, zagrożenia wybuchem lub wybuchu;
- 2) zagrożenia pożarem lub pożaru;
- 3) prowadzenia prac związanych z usuwaniem awarii;
- 4) wykonywania planowanych prac konserwacyjnych lub remontowych sieci gazowych;
- 5) prowadzenia prac związanych z przyłączaniem nowych odbiorców lub prac przyłączeniowych w sieci gazowej należącej do przedsiębiorstwa gazowniczego.

§ 41. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty w przypadku:

- 1) ograniczenia ciśnienia dostarczanego paliwa gazowego poniżej wielkości określonych w umowie;
- 2) niespełniania przez paliwo gazowe standardów jakościowych określonych w odrębnych przepisach.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela lub odmawia udzielenia bonifikaty w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku przez odbiorcę; wysokość bonifikaty określa taryfa.

§ 42. W razie niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, wysokość opłat, o ile umowa sprzedaży paliw gazowych nie stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:

- 1) w przypadku odmowy udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania paliw gazowych, przerwanej z powodu awarii sieci - opłata stanowi 1/300 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia nowej taryfy, określonego w obwieszczeniu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski";
- 2) w przypadku niepowiadomienia co najmniej z czternastodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie paliw gazowych, w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej - opłata stanowi 1/150 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) w przypadku niepowiadomienia w formie pisemnej, telefonicznej lub za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej z czternastodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie paliw gazowych, odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej - opłata stanowi 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) w przypadku niepowiadomienia z tygodniowym wyprzedzeniem odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej o zamierzonej zmianie ciśnienia i innych parametrów mających wpływ na współpracę ruchową z siecią - opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) w przypadku odmowy odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci dla umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci - opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 6) w przypadku nieudzielenia na żądanie odbiorcy informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - opłata stanowi 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;

§ 43. 1. W przypadku gdy paliwo gazowe jest pobierane niezgodnie z warunkami określonymi w umowie, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla danej grupy odbiorców.

2. W przypadku gdy paliwo gazowe jest pobierane bez zawarcia umowy sprzedaży, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo – rozliczeniowego lub w wyniku ingerencji w ten układ, za każdą jednostkę tak pobranego paliwa gazowego przedsiębiorstwo energetyczne obciąża pobierającego opłatami za nielegalnie pobrane paliwa w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla odbiorców danej grupy.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 1 i 2, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego pobierania paliw gazowych.

§ 44. W przypadku nielegalnie pobranego paliwa gazowego, którego ilości nie można ustalić, do obliczenia opłaty za nielegalnie pobrane paliwo przyjmuje się:

- 1) dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 10 m³/godzinę w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy - iloczyn średniodobowego poboru paliwa wyznaczonego na podstawie mocy zainstalowanych odbiorników i ilości dób udowodnionego trwania nielegalnego poboru;
- 2) dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 10 m³/godzinę w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy - iloczyn mocy umownej i ilości godzin trwania udowodnionego nielegalnego poboru lub iloczyn sumy maksymalnego poboru przez zainstalowane odbiorniki paliwa gazowego i ilości godzin udowodnionego trwania nielegalnego poboru o ile umowa sprzedaży paliw gazowych, lub umowa przesyłowa nie stanowi inaczej.

§ 45. Jeżeli nie można ustalić okresu nielegalnie pobieranego paliwa gazowego, przyjmuje się do obliczenia opłaty za nielegalnie pobrane paliwo zryczałtowane ilości określone w taryfie, o ile umowa sprzedaży paliw gazowych, umowa przesyłowa nie stanowi inaczej.

Rozdział 5

Przepis końcowy

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

MINISTER GOSPODARKI I PRACY

UZASADNIENIE

Projekt nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi oraz rodzajów stosowanych cen i stawek opłat* został sporządzony w związku z powstaniem projektu ustawy „o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz zmiany ustawy – Prawo budowlane” (PE). Nowelizacja ta miała na celu dostosowanie ustawy – Prawo energetyczne do dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w tym także do dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (DG). Dyrektywa ta ma za zadanie przyspieszyć proces powstawania i liberalizację rynków gazu ziemnego, które mają służyć poprawie konkurencyjności gospodarki krajów Unii Europejskiej. Zgodnie z DG w PE znalazły się przepisy wprowadzające prawny wymóg wydzielenia operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych obsługujących więcej niż 100.000 odbiorców oraz operatorów systemów połączonych przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego. Wydzieleni operatorzy będą świadczyć usługi zgodnie z zasadą TPA wobec odbiorców uprawnionych tj. od 1 lipca 2004r. wobec wszystkich odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi i od 1 lipca 2007r. wobec odbiorców będących gospodarstwami domowymi. W (DG) stwierdzono, że działalność przesyłowa i dystrybucyjna będzie regulowana czyli taryfowana. W (PE) przyjęto przepisy, które zgodnie z (DG) nakładają obowiązek świadczenia usług przez operatorów systemu przesyłowego, dystrybucyjnego oraz skroplonego gazu ziemnego na podstawie zatwierdzanych przez Prezesa URE taryf. Jeśli chodzi o operatora systemu magazynowania paliw gazowych, to w tym przypadku (DG) dopuszczała możliwość wyboru dostępu do magazynowania w oparciu o dostęp regulowany lub negocjowany ale ponieważ w Polsce wszystkie istniejące magazyny gazu ziemnego są w posiadaniu pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa jakim jest PGNiG S.A. Zdecydowano się na wybranie dostępu do instalacji magazynowych na podstawie zatwierdzanych taryf przez Prezesa URE.

Zgodnie z art. 16 ustawy „o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz zmiany ustawy – Prawo budowlane” przepisy wykonawcze wydane przed dniem jej wejścia w życie na podstawie

upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc, o ile nie są z nią sprzeczne, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym przez tę ustawę, nie dłużej jednak niż przez dwanaście miesięcy od dnia wejścia w życie tejże ustawy. Ponieważ art. 46 ust. 1 zawierający upoważnienie ustawowe na podstawie, którego zostało wydane rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000r. (Dz. U. z 2001r. Nr 1 poz. 8, Dz.U. Nr 34, poz. 407, z 2002r. Dz.U. Nr 213 poz. 1804) zostanie zmieniony przez wspomnianą wyżej ustawę, istnieje wymóg opracowania nowego rozporządzenia zgodnie ze zmienionym upoważnieniem ustawowym, o którym mowa w art. 46. ust 1.

W nowym rozporządzeniu musiały zostać uwzględnione zmiany wynikające z projektu nowelizacji (PE) będące wynikiem dostosowywania naszego prawa do wymogów UE. Nowością jest uwzględnienie w rozporządzeniu w ślad za (PE) nowej działalności, która po raz pierwszy pojawiła się w (PE) a mianowicie skraplanie gazu ziemnego oraz regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego. Ponieważ (DG) wymaga od nas ażeby usługi przy użyciu instalacji skroplonego gazu ziemnego były świadczone w oparciu o opublikowane taryfy, stosowane w sposób obiektywny i niedyskryminacyjny wobec odbiorców uprawnionych. Dlatego w sposób kompleksowy nowe uregulowania dotyczące skraplania gazu ziemnego zostały umieszczone w odpowiednich Rozdziałach rozporządzenia.

W Rozdziale 1 dostosowano istniejące definicje do pojęć używanych przez zmienione (PE). W Rozdziale 2 i 3 gdzie jest mowa o szczegółowych zasadach kształtowania taryf oraz szczegółowych zasadach kalkulacji cen i stawek uwzględniono wymóg rozdzielenia poszczególnych rodzajów działalności, w związku z planowanym wydzieleniem niezależnych operatorów systemu przesyłowego, dystrybucyjnego i połączonych systemów, którzy od tej pory nie będą mogli zajmować się obrotem. Do uzasadnionych kosztów dodano także możliwość zaliczenia kwoty zwrotu z zaangażowanego kapitału własnego w zależności od dopuszczalnej stopy zwrotu, uwzględniającej rynkową stopę zwrotu oraz ryzyko prowadzonej działalności gospodarczej. Zgodnie z ustawą (PE) zróżnicowano sposób kalkulacji stawek opłat za przyłączenie w zależności od rodzaju sieci gazowych. W odniesieniu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych wysokich ciśnień, opłata za przyłączenie będzie kalkulowana na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Natomiast w odniesieniu do pozostałych sieci dystrybucyjnych opłata za przyłączenie będzie kalkulowana w oparciu o stawki

opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy (PE).

W rozdziale 5 Przepisy przejściowe i końcowe zawarto przepis przejściowy dotyczący zachowania ważności taryf, o których mowa w art. 4 ust. 2 (PE) oraz zatwierdzonych lub obowiązujących przed dniem wejścia w życie (PE). Wprowadzono także przepis uchylający obecnie obowiązujące rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Rozporządzenie wejdzie w życie z normalnym 14-dniowym *vacatio legis*.

Wejście w życie rozporządzenia w proponowanym brzmieniu nie spowoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

I. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

1. Na dochody i wydatki budżetu sektora publicznego.

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

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw.

Projektowane rozporządzenie wprowadza wymóg taryfowania działalności w zakresie skraplanie gazu ziemnego oraz regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz magazynowania skroplonego gazu ziemnego. Uregulowano także zgodnie z projektem ustawy o zmianie ustawy PE kwestię uwzględniania w taryfie kosztów kapitału własnego zaangażowanego w regulowaną działalność.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki.

Przewiduje się wzrost konkurencyjności firm używających gazu ziemnego w procesie technologicznym w sposób bezpośredni.

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia w powyższym zakresie.

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

Projekt służy dostosowaniu rozporządzenia do zmian w ustawie – Prawo energetyczne, dostosowujących przepisy do prawa UE, oraz uwzględnia praktyczne doświadczenia w stosowaniu przepisów rozporządzenia.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI i PRACY¹⁾**

z dnia

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

Na podstawie art. 46 ust.3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz.1504 i Nr 203, poz.1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz.257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr....., poz....) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji lub obrotu energią elektryczną;
- 2) rozliczeń w obrocie energią elektryczną między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz z odbiorcami.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie - należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 2) operatorze - należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego;
- 3) grupie przyłączeniowej - należy przez to rozumieć grupę podmiotów przyłączanych do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
 - a) grupa I - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
 - b) grupa II - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV,
 - c) grupa III - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
 - d) grupa IV - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz.1428).

- e) grupa V - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
 - f) grupa VI - podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłączenie, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok,
 - g) grupa VI a – podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie przebudowane i dostosowane zgodnie z warunkami przyłączenia lub umową o przyłączenie i zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok,
 - h) grupa VI b – podmioty przyłączane do sieci poprzez przyłącze, które będzie wykorzystane do docelowego zasilania obiektu, bez konieczności jego przebudowy lub dostosowania;
- 4) miejscu dostarczania - należy przez to rozumieć punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie przesyłowej albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej;
 - 5) układzie pomiarowo-rozliczeniowym - należy przez to rozumieć liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
 - 6) jednostce wytwórczej - należy przez to rozumieć opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy;
 - 7) mocy przyłączeniowej - należy przez to rozumieć moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służącą do zaprojektowania przyłącza;
 - 8) mocy umownej - należy przez to rozumieć moc czynną, pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie przesyłowej oraz umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut,
 - b) umowie przesyłowej, zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, lub
 - c) umowie sprzedaży, zawieranej pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej, zwanym dalej „wytwórcą” a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa dostępu do sieci, w okresie godziny;
 - 9) rezerwie mocy - należy przez to rozumieć nie wykorzystaną w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci;
 - 10) usługach systemowych – należy przez to rozumieć usługi świadczone na rzecz operatorów, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jakości tej energii;
 - 11) subsydiowaniu skrośnym - należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców;

- 12) grupie taryfowej - należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających energię elektryczną lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w tę energię, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
- 13) rynku bilansującym – należy przez to rozumieć działający na zasadach rynkowych mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym;
- 14) grafiku obciążeń – należy przez to rozumieć zbiór danych określających planowane wielkości, wprowadzenia do sieci energii elektrycznej lub jej poboru przez jednostkę grafikową, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych rynku bilansującego;
- 15) okresie regulacji - należy przez to rozumieć okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 14 ust. 1 lub § 24 ust. 2.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

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

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

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

- 1) grupy taryfowe;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania;
- 3) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej i obsługi odbiorców;
- 4) wysokość opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej i warunki ich pobierania.

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

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług, związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określone w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej.

§ 6. Taryfę ustala się na okres 12 miesięcy kalendarzowych, zwany dalej "rokiem obowiązywania taryfy"; dla operatora rok obowiązywania taryfy rozpoczyna się od dnia 1 stycznia każdego roku.

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

- 1) grupy taryfowe;
- 2) ceny energii elektrycznej;
- 3) stawki opłat za rezerwy mocy;
- 4) stawki opłat za usługi systemowe;

- 5) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej i obsługi odbiorców;
 - 6) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej i warunki ich pobierania.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej ustala w taryfie w szczególności:
- 1) grupy taryfowe;
 - 2) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci i sposób kalkulowania stawek za przyłączenie;
 - 3) stawki opłat za usługi przesyłowe, zwane dalej "stawkami opłat przesyłowych";
 - 4) stawki opłat abonamentowych;
 - 5) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej i obsługi odbiorców;
 - 6) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej i warunki ich pobierania.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną ustala w taryfie w szczególności:
- 1) grupy taryfowe;
 - 2) ceny energii elektrycznej;
 - 3) stawki opłat abonamentowych;
 - 4) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych energii elektrycznej i obsługi odbiorców.

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

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

2. Ceny i stawki opłat, o których mowa w § 7, mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe.

3. Podział odbiorców, o którym mowa w ust. 1, może uwzględniać wyodrębnioną grupę odbiorców taryfowych zużywających rocznie mniej niż 1.000 kWh energii elektrycznej, dla których mogą być kalkulowane jednoskładnikowe stawki opłat za dostarczaną energię elektryczną.

4. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców, którzy nie mają prawa wyboru sprzedawcy lub nie korzystają z tego prawa, zwanych dalej "odbiorcami taryfowymi", kupujących rocznie więcej niż 10 MWh energii elektrycznej, mogą być kalkulowane co najmniej dla dwóch okresów doby, a dla kupujących rocznie więcej niż 10 GWh energii elektrycznej - kalkuluje się co najmniej dla trzech okresów doby i dwóch okresów roku.

§ 9. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o różnych poziomach napięć, jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc;

- 2) do zasilania jednego zespołu urządzeń pobiera energię elektryczną z więcej niż jednego miejsca dostarczania na tym samym poziomie napięcia, wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania;
- 3) ze względu na przyjęty, w przedsiębiorstwie energetycznym, podział odbiorców na grupy taryfowe dokonany na podstawie kryteriów wymienionych w § 8 ust. 1, może być, dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej, zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, ma prawo wyboru jednej spośród tych grup.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej, nie częściej niż raz na 12 miesięcy; warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

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

- 1) planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań;
- 2) wynagrodzenia kapitału własnego zaangażowanego w prowadzoną działalność gospodarczą na którą przedsiębiorstwo energetyczne uzyskało koncesję.

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

3. Koszty uzasadnione prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu tą energią uwzględniają również uzasadniony zwrot z kapitału własnego zaangażowanego w tę działalność.

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

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

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

§ 12. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów i

zachowaniem należytej staranności w sposobie zaliczania tych kosztów do poszczególnych grup taryfowych.

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

3. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne, przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

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

- 1) ceny energii elektrycznej - na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i jednostkowych kosztów zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4, wyrażone w złotych za MWh;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy - na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3, wyrażone w złotych za MW za godzinę;
- 3) stawki opłat za usługi systemowe - na podstawie kosztów uzasadnionych stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty produkcji energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1 i 2.

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

- 1) składnik stały - za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w złotych za godzinę, lub miesiąc lub w złotych za MW za godzinę, lub złotych za MW za miesiąc;
- 2) składnik zmienny - za świadczenie usług systemowych, wyrażony w złotych za MWh.

3. Jednostkowe koszty stałe, oblicza się według wzoru:

$$k_{js} = \frac{K_{sp}}{n \cdot n \cdot (\sum_{i=1} P_{dwi} + \sum_{i=1} P_{dri})},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

k_{js} - jednostkowe koszty stałe [w zł/MWh],

K_{sp} - koszty stałe planowane na rok obowiązywania taryfy, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, dla których są kalkulowane ceny i stawki opłat, ustalone na podstawie kosztów uzasadnionych eksploatacji tych jednostek oraz kosztów uzasadnionych wynikających z nakładów na rozwój i modernizację tych jednostek, z wyłączeniem kosztów, wymienianych w ust. 4 [w zł],

P_{dwi} - moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej sprzedawanej w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh],

P_{dri} - moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh],

n - liczbę godzin, planowaną odpowiednio do mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem "P_{dwi}" albo mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem "P_{dri}", w danym roku obowiązywania taryfy.

4. Jednostkowe koszty zmienne, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

k_{jz} - jednostkowe koszty zmienne [w zł/MWh],

K_{zp} - koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w danym roku obowiązywania taryfy dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł],

K_{ze} - koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska przyrodniczego oraz składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł],

K_{zw} - pozostałe koszty zmienne planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł],

E_{jw} - ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży, a wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh].

§ 14. 1. Cenę energii elektrycznej wytworzonej w skojarzonym źródle energii, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_s - cenę energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną na dany rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh],

C_k - średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh],

RPI_{n-1} - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %],

X_n - współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy [w %]. Współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji uwzględnia się w cenie energii elektrycznej.

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

3. Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych C_k , o której mowa w ust. 1, obliczana jest jako iloraz przychodów ze sprzedaży tej energii oraz ilości sprzedanej energii elektrycznej.

4. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło mniejszą niż 70%, obliczoną jako średnioroczną w danym roku obowiązywania taryfy, ustala się w taryfie w sposób określony w § 13.

5. Taryfy dla energii elektrycznej i ciepła dla źródeł, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, ustala się dla tego samego okresu, który rozpoczyna się z dniem 1 lipca każdego roku.

§ 15. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 2, dla podmiotów zaliczanych do IV i V grupy przyłączeniowej, kalkuluje się na podstawie jednej planowanych średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy. Stawki opłat za przyłączenie mogą być kalkulowane w odniesieniu do wielkości mocy przyłączeniowej, jednostki długości lub rodzaju elementu sieci służącego do przyłączenia.

2. Dla podmiotów zaliczanych do I, II, III, i VI grupy przyłączeniowej, opłatę za przyłączenie oblicza się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów związanych z przyłączeniem do sieci, z uwzględnieniem proporcji wykorzystania mocy przyłącza przez dany podmiot.

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

4. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, dla podmiotów zaliczanych do IV i V grupy przyłączeniowej, mogą być różnicowane w zależności od rodzaju przyłącza kablowego lub napowietrznego.

5. Przyłączany podmiot może wybrać rodzaj przyłącza, - kablowy lub napowietrzny, o ile wybrany rodzaj przyłącza jest technicznie możliwy do realizacji.

6. Stawki opłat za przyłączenie do sieci dla IV i V grupy przyłączeniowej dla przyłącza kablowego uwzględniają koszty zakupu i montażu złącza kablowego.

7. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania, opłatę za przyłączenie ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów.

8. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej dla podmiotów zakwalifikowanych do I, II, III i IV grupy przyłączeniowej pobiera się opłatę określoną indywidualnie w umowie o przyłączenie w

wysokości jednej czwartej poniesionych nakładów stosownie do stopnia wykorzystania mocy przyłącza przez ten podmiot.

9. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej dla podmiotów zakwalifikowanych do IV i V grupy przyłączeniowej, dokonane na wniosek podmiotu przyłączanego, pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej.

10. Za wymianę lub przebudowę dotychczasowego przyłącza bez zwiększenia mocy przyłączeniowej lub do poziomu dotychczasowej mocy, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu, podmiot ten ponosi rzeczywiste nakłady z tym związane.

11. Jeżeli przyłączany podmiot w porozumieniu z przedsiębiorstwem energetycznym wykona we własnym zakresie niezbędną dokumentację techniczną i prawną, określoną w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie, spełniającą warunki obowiązujące na terenie działania przedsiębiorstwa energetycznego, obliczoną dla tego podmiotu opłatę za przyłączenie obniża się o 10 %.

§ 16. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 3, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki:

- 1) sieciowe;
- 2) systemowe;
- 3) rozliczeniowe,
- 4) rynkowe.

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

- 1) jakościowy;
- 2) wyrównawczy.

§ 17. 1. Stawki sieciowe, o których mowa w § 16 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na następujące poziomy napięcie znamionowych:

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

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

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

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

§ 18. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie kosztów uzasadnionych:

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

- 4) zakupu rezerw w zdolnościach przesyłowych w sieciach należących do innych operatorów;
- 5) wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci danego poziomu napięć znamionowych, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust.8 ustawy;
- 6) z tytułu transgranicznych przepływów energii elektrycznej.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie kosztów uzasadnionych:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych, a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców i przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów;
- 3) stałych za przesyłanie energii elektrycznej, w części nie uwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w ust. 1, w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 1, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{SVn} - składnik stały stawki sieciowej dla danej grupy taryfowej [w zł za MW lub w zł/miesiąc dla odbiorców będących gospodarstwem domowym],
- K_{SVn} - sumę planowanych do poniesienia w okresie obowiązywania taryfy kosztów stałych, o których mowa w ust. 1, alokowanych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,
- P_{Vn} - sumę mocy umownych planowanych do pobrania w okresie obowiązywania taryfy przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, w tym innych operatorów i przedsiębiorstw energetycznych realizujących usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będących operatorem z sieci o poziomie napięcia znamionowego V_n .

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{ZVn} - składnik zmienny stawki sieciowej [w zł za MWh],

- K_{ZV_n} - sumę planowanych do poniesienia w okresie obowiązywania taryfy kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2, alokowanych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,
- E_{V_n} - sumę planowanej do pobrania w okresie obowiązywania taryfy energii elektrycznej z sieci o poziomie napięcia znamionowego V_n przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, przyłączonych na tym poziomie napięć znamionowych, w tym operatorów, przedsiębiorstw energetycznych realizujących usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będących operatorem oraz planowanych do przesłania do sieci innych poziomów napięć znamionowych.

§ 19. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 16 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{oSJ} - składnik jakościowy stawki systemowej [w zł za MWh],
- K_{SJ} - planowane do poniesienia w okresie obowiązywania taryfy koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej,
- E_S - planowana do zużycia w okresie obowiązywania taryfy ilość energii elektrycznej przez odbiorców z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh].

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

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

3. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 16 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oS_W} = \frac{K_{S_W}}{E_S} ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{oS_W} - składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh],

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

4. Koszty usług dodatkowych, o których mowa w ust. 3, kalkuluje się jako roczne koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust.1a ustawy, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów długoterminowych”, a planowanymi przychodami ze sprzedaży mocy i energii elektrycznej, obliczane według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{SW} - koszty usług dodatkowych, o których mowa w ust.3,
- C_{KD} – planowaną średnią cenę zakupu energii elektrycznej, na podstawie umów długoterminowych, przeznaczonych do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26, podwyższoną o jednostkowe koszty własne obrotu tą energią i koszty ryzyka handlowego zarządcy kontraktów [w zł za MWh]; w kalkulacji ceny zakupu energii elektrycznej nie uwzględnia się planowanych przychodów ze sprzedaży rezerw mocy i usług, uzyskanych od jednostek wytwórczych objętych umowami długoterminowymi,
- C_{TH} – planowaną średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej określoną na podstawie cen ustalonych w taryfie zarządcy kontraktów, o którym mowa w § 26 [w zł za MWh],
- E_{KD} – ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26 [w MWh].

§ 20. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 16 ust. 1 pkt 3, dla podmiotów zgłaszających grafiki obciążeń, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w okresie obowiązywania taryfy.

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

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może kalkulować stawkę rozliczeniową na podstawie kosztów zakupu usług przesyłowych, w części przypadającej na

opłatę rozliczeniową oraz własnych kosztów, o których mowa w ust. 2, nie uwzględnionych do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej, wymienionego w § 17 ust. 2 pkt 1.

4. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową, o której mowa w § 16 ust. 1 pkt. 4, dla przedsiębiorstw energetycznych, które realizują handlową wymianę energii elektrycznej z krajami nie będącymi członkami Unii Europejskiej, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w okresie obowiązywania taryfy przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wynikających z rozliczeń opłat kompensacyjnych pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a zagranicznymi operatorami systemów przesyłowych, w części dotyczącej handlowej wymiany energii elektrycznej pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym i krajami nie będącymi członkami Unii Europejskiej.

5. Stawkę rynkową kalkuluje się jako iloraz kosztów określonych w ust. 4, do ilości energii elektrycznej określonej w zgłaszanych do operatora grafikach obciążeń jako eksportowana do lub importowana z państw nie będących członkami Unii Europejskiej w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie.

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

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

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

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

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz własnych kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.

2. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz z uwzględnieniem kosztów zakupionych usług przesyłowych, jeżeli tak stanowi umowa sprzedaży energii elektrycznej.

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

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

4. Jednoskładnikową stawkę opłaty za dostarczaną odbiorcy energią elektryczną, o której mowa w § 8 ust. 3, kalkuluje się na podstawie łącznych kosztów zakupu tej energii i świadczenia usługi przesyłowej, w przeliczeniu na jednostkę dostarczonej odbiorcy energii elektrycznej.

§ 23. Stawkę opłaty abonamentowej, o której mowa w § 7 ust. 2 pkt 4 i ust. 3 pkt 3, kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych:

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

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

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

$$C_{W_n} \leq C_{W_{n-1}} \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_{W_n} - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku okresu regulacji,
- $C_{W_{n-1}}$ - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok okresu regulacji,
- RPI_{n-1} - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %],
- X_n - współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej [w %]. Współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji uwzględnia się w cenach i stawkach opłat zawartych w taryfach.

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

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

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

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

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

- 1) za przyłączenie do sieci;
- 2) za usługi lub czynności wymienione w § 21 ust. 1;
- 3) za nielegalny pobór energii elektrycznej.

§ 25. 1. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, taryfę oraz cenę wskaźnikową ustala się na podstawie

planowanych wielkości kosztów, przychodów i sprzedaży, a także na podstawie analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

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

3. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 2, oblicza ceny wskaźnikowe w sposób określony w § 24.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną

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

§ 27. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w § 19 ust. 3, z operatorem systemu przesyłowego obliczając opłatę według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{SW} - opłatę za usługi dodatkowe, o których mowa w § 19 ust. 3 [w zł za okres rozliczeniowy],

S_{oSW} - składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh],

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{poi} - opłatę przesyłową obliczoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a także dla przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego operatorem [w zł za okres rozliczeniowy],

S_{SVn} - składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW mocy umownej],

P_i - moc umowną określoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a także dla przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego operatorem [w MW],

S_{ZVn} - składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh],

E_{pi} - ilość energii elektrycznej pobranej w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie z sieci przez danego odbiorcę, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a także przez przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będące operatorem [w MWh za okres rozliczeniowy],

k_{oi} - współczynnik udziału odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w pokrywaniu kosztów systemowych ustalony w sposób określony w ust. 2,

S_{oS} - stawkę systemową, określoną jako suma składników wymienionych w § 16 ust. 2 [w zł/MWh],

E_{oi} - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy] obliczaną:

- 1) dla operatorów systemów dystrybucyjnych - jako sumę energii zużytej przez odbiorców przyłączonych do sieci operatora, o których mowa w ust. 2 pkt. 1 i 2 oraz energii zużytej przez odbiorców przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego operatorem, przyłączonego do sieci operatora,
- 2) dla przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będące operatorem - jako sumę energii zużytej przed odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 2 pkt. 1 i 2,

S_{pr} - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],

E_{zi} - ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy]; dla odbiorców niezgłaszających umów sprzedaży energii elektrycznej $E_{zi} = 0$,

S_r - stawkę rynkową [w zł/MWh],

E_{wi} - ilość energii elektrycznej określoną w zgłaszanych do operatora grafikach obciążeń jako eksportowana do lub importowana z państw nie będących członkami Unii Europejskiej w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh].

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

- 1) odbiorców, którzy w poprzednim roku kalendarzowym zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 20% kosztów produkcji jako $k_{oi} = k_{os} = 0,1$;
- 2) odbiorców w krajowym systemie elektroenergetycznym, innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne nie będące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby jako $k_{oi} = k_{ok}$; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{os}, E_{ok} - ilość energii elektrycznej planowanej do zużycia w okresie obowiązywania taryfy, odpowiednio przez tych odbiorców oraz odbiorców, o których mowa w pkt 1 [w MWh];

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

$$k_{oi} = k_{or} = (k_{os} \times E_{osr} + k_{ok} \times E_{okr}) / E_{or} ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

k_{or}, k_{os}, k_{ok} - współczynniki udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalane w sposób określony w pkt 1 i 2,

E_{osr}, E_{okr} - ilość energii elektrycznej planowanej do zużycia w okresie obowiązywania taryfy przez odbiorców, o których mowa w pkt 1 i 2, przyłączonych do sieci operatora oraz przez odbiorców przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, nie będącego operatorem, przyłączonego do sieci dystrybucyjnej danego operatora [w MWh],

E_{or} - ilość energii elektrycznej równa sumie E_{osr}, E_{okr} [w MWh].

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{pw} - opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],

S_{pr} - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],

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

4. Oplatę przesyłową dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się sprzedażą lub obrotem energią elektryczną, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{pn} - opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],
- S_{pr} - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],
- E_{sn} - ilość energii elektrycznej odbieranej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy],
- E_{zn} - ilość energii elektrycznej dostarczanej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy],
- S_r - stawkę rynkową [w zł/MWh],
- E_{wi} - ilość energii elektrycznej określoną w zgłaszanych do operatora grafikach obciążeń jako eksportowana do lub importowana z państw nie będących członkami Unii Europejskiej w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie. [MWh za okres rozliczeniowy].

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

§ 30. Operator systemu dystrybucyjnego w odrębnej umowie zawartej z innym operatorem może ustalić inny niż określony w § 29 sposób rozliczenia opłaty za świadczone usługi przesyłowe na połączeniach sieci, pod warunkiem równego traktowania podmiotów korzystających z tych sieci.

§ 31. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych, ustalonych w taryfie.

2. Okres rozliczeniowy nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok.

3. Jeżeli okres rozliczeniowy jest nie krótszy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz usługi przesyłowe w wysokości określonej odpowiednio na podstawie prognozowanego zużycia energii elektrycznej w tym okresie oraz wstępnych danych

rozliczeniowych lub wielkości zastępczych w sposób ustalony w taryfie w przypadku należności za usługi przesyłowe.

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

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

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

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

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

§ 34. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty rachunków, o których mowa w § 33 ust. 1, jest wielkość błędu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawę do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowo - rozliczeniowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta rachunku; w wyliczaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru tej energii.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

§ 35. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 33 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- W_{UT} - wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł],
- U - wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych, określonych w odrębnych przepisach, wartości granicznych [w %],
- A_T - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii],
- C_T - cenę energii elektrycznej określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- W_{UT} - wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł],
- A_T - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii],
- C_T - cenę energii elektrycznej określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],
- b_{rT} - ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w zł za godzinę],
- t_T - łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w godzinach].

2. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii; ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie.

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

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

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy - opłata w wysokości 15,18 zł;
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci - opłata w wysokości 75,91 zł;
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanej z powodu awarii sieci - opłata w wysokości 7,59 zł;
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV - opłata w wysokości 15,18 zł;
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV - opłata w wysokości 151,83 zł;
- 6) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią - opłata w wysokości 75,91 zł;
- 7) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania - opłata w wysokości 75,91 zł;
- 8) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci - opłata w wysokości 151,83 zł;
- 9) za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci - opłata w wysokości 75,91 zł;
- 10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - opłata w wysokości 7,59 zł;
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki - opłata w wysokości 2,28 zł.

2. Opłaty o których mowa w ust. 1, w kolejnym roku ustalania taryf ulegają zmianie o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski".

§ 39. 1. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, lub umowy przesyłowej, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot nielegalnie pobierający energię, opłatami w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla grupy taryfowej do której podmiot byłby zakwalifikowany, przyjmując ryczałtowe ilości zużycia energii określone w taryfie i wielkość mocy wynikającą z sumy zainstalowanych odbiorników.

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

- 1) w przypadku udowodnionego okresu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej do której jest zakwalifikowany odbiorca, przyjmując wielkości pobieranej mocy i zużycia tej energii, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej lub po jego ustaniu; opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpiło pobranie energii elektrycznej niezgodnie z umową;
- 2) w przypadku, gdy nie można ustalić ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej do której jest zakwalifikowany odbiorca, przyjmując ryczałtowe wielkości zużycia tej energii, określone w taryfie i wielkość mocy określoną w zawartej z odbiorcą umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłowych.

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

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

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

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego, albo zniszczenie tego licznika lub urządzenia;
- 2) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie nowych plomb na zabezpieczeniu głównym, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu, w miejsce zerwanych przez odbiorcę plomb lub przez niego uszkodzonych;
- 3) poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub ich naruszenia;
- 4) założenie, w miejsce zerwanej przez odbiorcę plomb na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy, lub naruszenie tej plomb.

§ 40. 1. W okresie rozliczeniowym opłacie podlega ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości umownego współczynnika mocy.

2. Rozliczeniom za energię bierną w okresie rozliczeniowym podlega jej ponadumowny pobór w strefach, odpowiadających strefom w jakich następuje sprzedaż energii czynnej. Jeżeli zainstalowany u odbiorcy układ pomiarowo - rozliczeniowy nie pozwala na przeprowadzenie rozliczeń energii biernej w strefach, to rozliczenie dokonywane jest całodobowo.

3. Jako umowny współczynnik mocy $\text{tg}\varphi_0$ przyjmuje się wartość określoną w warunkach przyłączenia lub uzgodnioną w umowie, lecz nie niższą niż 0,2. Jeżeli $\text{tg}\varphi_0$ nie został określony w warunkach przyłączenia przyjmuje się $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$.

4. Opłatę za nadwyżkę energii biernej pobranej w okresie rozliczeniowym ponad ilość wynikającą ze współczynnika $\text{tg}\varphi_0$, w przypadku poboru energii czynnej i biernej przy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$, oblicza się według wzoru:

$$O_b = 2x \sum_{k=1}^n S_{ZVgk} \left(\sqrt{\frac{1 + tg^2 \varphi_k}{1 + tg^2 \varphi_o}} - 1 \right) x A_k ,$$

gdzie:

O_b - opłata za nadwyżkę energii biernej [w zł],

S_{ZVgk} - składnik zmienny stawki sieciowej dla strefy czasowej k grupy taryfowej, w której rozliczany jest odbiorca [w /kWh],

$tg\varphi_k$ - współczynnik mocy dla strefy czasowej k danego okresu rozliczeniowego,

$tg\varphi_o$ - umowny współczynnik mocy,

A_k - energia czynna pobrana w strefie czasowej k [w zł/kWh],

n - ilość rozliczeniowych stref czasowych.

§ 41. 1. Za przekroczenie w okresie rozliczeniowym mocy umownej pobierana jest opłata w wysokości stanowiącej iloczyn dwukrotności składnika stałego stawki sieciowej i:

1) sumy maksymalnych nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną 15 minutową, wyznaczanych z rozdzielczością 1 minutową, w cyklach godzinnych;

lub

2) maksymalnej nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną 15 minutową, o ile układ pomiarowo – rozliczeniowy nie pozwala na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1).

2. Jeżeli zasilanie odbiorcy odbywa się z kilku miejsc dostarczania, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego miejsca, w którym nastąpiło przekroczenie.

Rozdział 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 42. 1. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują do dnia określonego w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających taryfy.

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

3. Zasady kalkulacji stawki opłat za usługi przesyłowe określone w § 18 ust. 2 pkt 3 obowiązują do dnia 31 grudnia 2005 r.

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

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

Minister Gospodarki i Pracy

Uzasadnienie

Projekt nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 2004 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr ... z dnia... 2004 r., poz.).

W stosunku do obowiązującego rozporządzenia rozszerzono zakres regulacji wynikający z art. 46 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz 1504, z późn. zm).

W rozdziale 3 „Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat”:

- w § 6 skreślono ust. 2, z uwagi na upoważnienie Prezesa URE do ustalania okresu obowiązywania taryfy,
- w §15 określono zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci oraz kalkulowania stawek tych opłat,
- w § 16 ust. 1 dodano pkt 4 w celu umożliwienia kalkulowania przez OSP opłaty rynkowej, związanej z wprowadzaniem do KSE energii elektrycznej z państw nie będących członkami Unii Europejskiej,
- w § 18 ust. 1 dodano pkt 6 w związku z koniecznością przenoszenia dodatkowych kosztów związanych z importem energii elektrycznej spoza krajów UE,
- skreślono w § 19 ust. 3 i 4 – w związku ze zmianą zasad rozliczeń za zakupioną energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, określonych w ww. rozporządzeniu z dnia 30.05.03 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- w § 20 dodano ust. 4 i ust. 5 w związku ze stworzeniem dodatkowej opłaty (opłata rynkowa), która umożliwi przeniesienie dodatkowych kosztów bezpośrednio na podmioty je wywołującą (importerów),
- skreślono § 27 w związku z koniecznością eliminacji subsydiowania skrośnego.

W rozdziale 4 „Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną”

- skreślono § 31 – w związku ze zmianą zasad rozliczeń za zakupioną energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła określonych w ww. rozporządzeniu z dnia 30.05.03 r.,
- w § 30 zaktualizowano wzory dotyczące opłat przesyłowych,
- w § 40 określono sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej,
- w § 41 określono sposób ustalania opłat za przekroczenie mocy.

Wprowadzone projektem zmiany nie wywołają żadnych skutków finansowych dla budżetu państwa.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI i PRACY¹⁾**

z dnia

**w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf
oraz rozliczeń w obrocie ciepłem**

Na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr , poz.) zarządza się, co następuje:

ROZDZIAŁ 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przetwarzania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu ciepłem;
- 2) rozliczeń w obrocie ciepłem między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz z odbiorcami.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) ustawa - ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 2) przedsiębiorstwo ciepłownicze - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła we własnych źródłach oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła wytworzonego we własnych źródłach lub zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 3) wytwórca ciepła – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła;
- 4) dystrybutor ciepła – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 5) przedsiębiorstwo obrotu ciepłem – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wyłącznie handlem ciepłem;
- 6) źródło ciepła - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła;
- 7) lokalne źródło ciepła – zlokalizowane w obiekcie źródło ciepła, w którym zainstalowana moc cieplna nie przekracza 0,5 MW, bezpośrednio zasilające instalacje odbiorcze w tym obiekcie;
- 8) sieć ciepłownicza - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła ze źródeł ciepła do węzłów cieplnych;

¹⁾ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej – gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 134, poz.1428).

- 9) przyłącze - odcinek sieci ciepłowniczej doprowadzający ciepło wyłącznie do jednego węzła cieplnego albo odcinek zewnętrznych instalacji odbiorczych za grupowym węzłem cieplnym, łączący te instalacje z instalacjami odbiorczymi w obiektach;
- 10) węzeł cieplny - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju lub parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych;
- 11) grupowy węzeł cieplny - węzeł cieplny obsługujący więcej niż jeden obiekt;
- 12) instalacja odbiorcza - połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do transportowania ciepła lub ciepłej wody z węzłów cieplnych do odbiorników ciepła lub punktów poboru ciepłej wody w obiekcie;
- 13) zewnętrzna instalacja odbiorcza – odcinki instalacji odbiorczych łączące grupowy węzeł cieplny z instalacjami odbiorczymi w obiektach;
- 14) obiekt - budowlę lub budynek wraz z instalacjami odbiorczymi;
- 15) układ pomiarowo-rozliczeniowy - dopuszczony do stosowania, zgodnie z odrębnymi przepisami, zespół urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła;
- 16) grupa taryfowa – grupę odbiorców korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w ciepło, z którymi rozliczenia są prowadzone na podstawie tych samych cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania;
- 17) handlowa obsługa odbiorców – czynności związane z:
 - a) kontrolą układów pomiarowo-rozliczeniowych i odczytywaniem ich wskazań, stanowiących podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła lub ustalenia udziału odbiorcy w kosztach ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego,
 - b) obliczaniem należności i ich egzekwowaniem oraz wystawianiem faktur,
 - c) wykonywaniem kontroli dotrzymywania warunków umowy i prawidłowości rozliczeń;
- 18) moc cieplna – ilość ciepła wytworzonego lub dostarczonego do podgrzania określonego nośnika ciepła albo ilość ciepła odebranego z tego nośnika w ciągu godziny;
- 19) zamówiona moc cieplna – ustaloną przez odbiorcę największą moc cieplną, jaka w ciągu roku występuje w danym obiekcie dla warunków obliczeniowych, która zgodnie z warunkami technicznymi oraz wymaganiami technologicznymi dla tego obiektu jest niezbędna do zapewnienia:
 - a) pokrycia strat ciepła w celu utrzymania normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach,
 - b) utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych,
 - c) prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji;
- 20) przyłączeniowa moc cieplna – moc cieplną ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danej sieci ciepłowniczej na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców, po uwzględnieniu strat mocy cieplnej podczas przesyłania ciepła tą siecią oraz niejednoczesności występowania szczytowego poboru mocy cieplnej u odbiorców;
- 21) obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła – największe natężenie przepływu nośnika ciepła, odpowiadające w przypadku:

- a) sieci ciepłowniczej - przyłączeniowej mocy cieplnej i parametrom nośnika ciepła dostarczanego ze źródła ciepła do tej sieci, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
 - b) węzła cieplnego – zamówionej mocy cieplnej dla obiektu lub obiektów zasilanych z tego węzła cieplnego oraz parametrom nośnika ciepła dostarczanego do tego węzła, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
 - c) obiektu zasilanego z grupowego węzła cieplnego za pośrednictwem eksploatowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zewnętrznej instalacji odbiorczej - zamówionej mocy cieplnej dla potrzeb ogrzewania tego obiektu oraz parametrom wody dostarczanej z grupowego węzła cieplnego do instalacji centralnego ogrzewania, określonym dla warunków obliczeniowych na podstawie danych projektowych dla tej instalacji;
- 22) tabela regulacyjna – przedstawioną w postaci tabeli lub na wykresie zależność temperatury nośnika ciepła od warunków atmosferycznych;
- 23) warunki obliczeniowe:
- a) obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego określoną dla strefy klimatycznej, w której zlokalizowane są obiekty do których jest dostarczane ciepło,
 - b) normatywną temperaturę ciepłej wody;
- 24) sezon grzewczy - okres, w którym warunki atmosferyczne powodują konieczność ciągłego dostarczania ciepła w celu ogrzewania obiektów;
- 25) subsydiowanie skrośne - pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.

ROZDZIAŁ 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy oraz kosztów ponoszonych odpowiednio w zakresie określonym w art. 9a ust. 3 ustawy;
- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat;
- 3) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

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

2. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą, która nie wymaga uzyskania koncesji lub zwolnione przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, opracowuje taryfę zgodnie z zasadami określonymi w ustawie i rozporządzeniu oraz wprowadza ją do stosowania przy zawieraniu umów z odbiorcami.

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

- 1) grupy taryfowe;

- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania;
- 3) bonifikaty i upusty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) opłaty za nielegalny pobór ciepła.

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

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność, odpowiadającą określonej w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w ciepło, przy różnym stopniu wykorzystania przez niego mocy zamówionej.

§ 6. 1. Określone w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat ustala się z uwzględnieniem standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej, albo w odrębnych przepisach.

2. Warunki, o których mowa w ust. 1, powinny określać w szczególności:

- 1) zakres świadczonych usług dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych;
- 2) standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 3) sposób obliczania opłat w przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 7. 1. Taryfa wytwórcy ciepła zawiera:

- 1) ceny za zamówioną moc cieplną - wyrażone w złotych za MW;
- 2) ceny ciepła - wyrażone w złotych za GJ;
- 3) ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania sieci ciepłowniczych i instalacji odbiorczych oraz do uzupełnienia ubytków wody poza źródłem ciepła lub nie zwróconych skroplin – wyrażone odpowiednio w złotych za metr sześcienny lub za tonę.

2. Taryfa przedsiębiorstwa ciepłowniczego zawiera:

- 1) ceny za zamówioną moc cieplną – wyrażone w złotych za MW;
- 2) ceny ciepła - wyrażone w złotych za GJ;
- 3) ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania i uzupełniania jej ubytków w instalacjach odbiorczych lub nie zwróconych skroplin - wyrażone odpowiednio w złotych za metr sześcienny lub za tonę;
- 4) stawki opłat stałych za usługi przesyłowe, wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej;
- 5) stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe, wyrażone w złotych za GJ ciepła dostarczonego do przyłącza.

3. Taryfa dystrybutora ciepła zawiera:

- 1) stawki opłat stałych za usługi przesyłowe, wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej;
- 2) stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe, wyrażone w złotych za GJ ciepła dostarczonego do przyłącza.

4. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 2 i 3:

- 1) prowadzi działalność gospodarczą na obszarze gminy, dla którego uchwalone zostały założenia wymienione w art. 19 ust. 8 ustawy, taryfa tego przedsiębiorstwa zawiera stawki opłat za przyłączenie do sieci, wyrażone w złotych za metr bieżący przyłącza;

- 2) zakupuje ciepło od innych przedsiębiorstw energetycznych, taryfa tego przedsiębiorstwa określa warunki stosowania cen i stawek opłat, ustalonych w taryfach tych przedsiębiorstw, z zastrzeżeniem § 8.

5. Taryfa przedsiębiorstwa obrotu ciepłem zawiera stawki opłat za obsługę odbiorców, wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej oraz określa warunki stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach innych przedsiębiorstw energetycznych.

6. W przypadku wytwarzania ciepła w lokalnym źródle ciepła, które nie jest wyposażone w układ pomiarowo - rozliczeniowy, taryfa zawiera:

- 1) stawki opłaty miesięcznej, wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej lub w złotych za metr kwadratowy powierzchni lokali;
- 2) stawki opłaty sezonowej, wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej lub w złotych za metr kwadratowy powierzchni lokali.

7. W przypadku wytwarzania ciepła w lokalnym źródle ciepła wyposażonym w układ pomiarowo - rozliczeniowy lub źródle ciepła, w którym zainstalowana moc cieplna nie przekracza 5 MW, bezpośrednio zasilającym zewnętrzne instalacje odbiorcze, taryfa zawiera:

- 1) stawki opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną, wyrażone w złotych za MW;
- 2) stawki opłaty za ciepło, wyrażone w złotych za GJ.

§ 8. Taryfa określa sposób ustalania cen za zamówioną moc cieplną oraz cen ciepła i cen nośnika ciepła, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do sieci ciepłowniczej w przypadku, gdy dostarczane tym odbiorcom ciepło i nośnik ciepła są:

- 1) wytworzone w kilku własnych źródłach ciepła;
- 2) wytworzone we własnych źródłach ciepła oraz zakupione od innych wytwórców ciepła;
- 3) zakupione w kilku źródłach ciepła należących do jednego lub kilku wytwórców ciepła.

§ 9.1. Taryfa może określać sposób ustalania opłat pokrywających koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie indywidualnych kalkulacji tych opłat, na zasadach określonych w odrębnej umowie.

§ 10. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z dostarczaniem ciepłem do tych odbiorców, według następujących kryteriów:

- 1) rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów;
- 2) źródła ciepła lub zespołu źródeł ciepła zasilających sieć ciepłowniczą;
- 3) sieci ciepłowniczej, którą ciepło jest przesyłane do węzłów cieplnych w postaci określonego nośnika ciepła;
- 4) miejsca dostarczania ciepła i związanym z nim zakresem usług przesyłowych, świadczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne;
- 5) wymagań odbiorców w zakresie niezawodności i ciągłości dostarczania ciepła.

2. Ustalając grupę taryfową, o której mowa w ust. 1 pkt. 4, uwzględnia się w szczególności odbiorców, którzy są zasilani w ciepło:

- 1) bezpośrednio z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne źródeł ciepła;

- 2) z eksploatowanych, przez przedsiębiorstwo energetyczne, wydzielonych sieci ciepłowniczych, odpowiednio do rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów oraz sposobu regulacji w zależności od warunków atmosferycznych i zapotrzebowania na ciepło;
- 3) z eksploatowanych, przez przedsiębiorstwo energetyczne, węzłów cieplnych, z którymi są połączone instalacje odbiorcze obsługujące:
 - a) jeden obiekt,
 - b) więcej niż jeden obiekt, a zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne,
 - c) więcej niż jeden obiekt, a zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne.

3. Ustalając grupy taryfowe, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się zróżnicowanie kosztów eksploatacji źródeł ciepła, wydzielonych sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych i zewnętrznych instalacji odbiorczych, o których mowa w ust. 2, w zależności, czy należą one do przedsiębiorstwa energetycznego, czy też nie należą do tego przedsiębiorstwa.

4. W przypadku źródeł ciepła, w których jest stosowany ten sam rodzaj paliwa, a zainstalowana moc cieplna w każdym z tych źródeł nie przekracza 5 MW, odbiorcy zasilani z tych źródeł mogą być zaliczeni do jednej grupy taryfowej.

ROZDZIAŁ 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 11. Koszty uzasadnione, stanowiące podstawę obliczania jednostkowych kosztów oraz ustalania cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy, określa się na podstawie:

- 1) planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, obejmujących również uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz koszty finansowe związane z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań;
- 2) planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych.

§ 12. 1. Koszty, o których mowa w § 11 pkt 1, ustala się zgodnie z art. 44 i 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł powstawania tych kosztów.

2. Oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, dokonuje się na podstawie porównania, wynikających z nich, jednostkowych kosztów planowanych dla pierwszego roku stosowania taryfy z uzasadnionymi jednostkowymi kosztami wynikającymi z kosztów poniesionych w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy, określonych na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości.

3. Koszty, o których mowa w ust. 1, określa się na podstawie planowanych dla pierwszego roku stosowania taryfy:

- 1) wielkości zamówionej mocy cieplnej, a w przypadku lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6, powierzchni lokali, określonej na podstawie dokumentacji, w szczególności na podstawie zawartych z odbiorcami umów sprzedaży

ciepła, przesyłowych i o przyłączenie do sieci, [odpowiednio w MW lub metrach kwadratowych];

2) rocznej sprzedaży ciepła określonej według wzoru:

$$Q = N \times w_n,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q – planowaną sprzedaż ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy [w GJ],

N – zamówioną moc cieplną, o której mowa w pkt 1 [w MW],

w_n – wskaźnik wykorzystania zamówionej mocy cieplnej, ustalony jako średnia w okresie ostatnich pięciu lat ilość sprzedanego ciepła przypadająca na 1 MW zamówionej mocy cieplnej lub w faktycznym okresie prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne, gdy okres ten jest krótszy niż pięć lat [w GJ/MW];

3) rocznej ilości nośnika ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczych w celu napełniania i uzupełniania ubytków tego nośnika w tych sieciach oraz sprzedaży tego nośnika odbiorcom [w metrach sześciennych lub tonach].

§ 13. 1. Planowane koszty wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła wytwarzanego w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej w przedsiębiorstwach energetycznych, do których stosuje się obowiązek zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 4 ustawy, oblicza się jako różnicę między łącznymi planowanymi kosztami prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przetwarzania oraz magazynowania ciepła i energii elektrycznej wraz z kosztami modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska w danym źródle ciepła, a przychodem z tytułu wytwarzania energii elektrycznej, według wzoru:

$$K_c = K_{ec} - E_s \times C_e,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_c – planowane koszty wytwarzania ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy [w zł],

K_{ec} – planowane łączne koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w pierwszym roku stosowania taryfy [w zł],

E_s – planowaną wielkość sprzedaży energii elektrycznej w pierwszym roku stosowania taryfy [w MWh],

C_e – cenę energii elektrycznej ustaloną w taryfie dla danego źródła, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ustawy, określającymi szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej, w pierwszym roku stosowania taryfy [w zł/MWh].

2. W przypadku innych, niż określone w ust. 1, przedsiębiorstw energetycznych w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, planowane koszty wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła, oblicza się według wzoru:

$$K_c = K_{cs} + E_u \times C_e,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_c – planowane koszty wytwarzania ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy [w zł],

K_{cs} – planowane koszty operacyjne, dotyczące urządzeń i instalacji służących do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom w pierwszym roku stosowania taryfy [w zł],

E_u – planowane obniżenie produkcji energii elektrycznej w pierwszym roku stosowania taryfy, spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom [w MWh],

C_e – cenę energii elektrycznej ustaloną w taryfie dla danego źródła, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ustawy, dla energii elektrycznej lub cenę planowaną do uzyskania na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, w pierwszym roku stosowania taryfy dla ciepła [w zł/MWh].

3. Koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz cenę energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 i 2, a także taryfy dla ciepła i energii elektrycznej dla źródeł ciepła, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, ustala się dla tego samego okresu.

§ 14. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym koszty wspólne dotyczące modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

2. Metoda podziału kosztów, o której mowa w ust. 1, nie może ulec zmianie w okresie obowiązywania taryfy.

§ 15. 1. Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w § 11 pkt 2, ustala się jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji.

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

- 1) wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła – planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska dla źródeł ciepła;
- 2) przesyłania i dystrybucji ciepła – planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

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

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

kosztów transportu, remontów i innych kosztów, wynikających z rodzaju urządzeń i instalacji oraz warunków ich pracy.

4. Planowane koszty rozwoju w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe, nie mogą obejmować kosztów wynikających z nakładów, o których mowa w § 24 ust. 4, stanowiących podstawę do obliczenia stawek opłat za przyłączenie.

§ 16. Koszty, o których mowa w § 11 - 15, odpowiednio do zakresu prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, obejmują:

- 1) koszty stałe i koszty zmienne wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, a także koszty:
 - a) utrzymania zapasów paliw, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy,
 - b) utrzymania źródeł ciepła przewidzianych w programie pracy sieci ciepłowniczych, pracujących tylko w okresie największego poboru mocy cieplnej w sezonie grzewczym,
 - c) handlowej obsługi odbiorców bezpośrednio zasilanych ze źródeł ciepła;
- 2) koszty stałe i koszty zmienne pozyskania, uzdatniania i podgrzewania nośnika ciepła oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w tym zakresie;
- 3) koszty stałe i koszty zmienne przesyłania i dystrybucji, koszty handlowej obsługi odbiorców oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła siecią ciepłowniczą od źródła ciepła do przyłączy, wraz z kosztami rozwoju związanymi z przyłączaniem obiektów do tej sieci, a także koszty związane:
 - a) z magazynowaniem i przepompowywaniem wody krążącej w sieci ciepłowniczej,
 - b) ze stratami mocy cieplnej, stratami ciepła i ubytkami nośnika ciepła podczas przesyłania;
- 4) koszty stałe i koszty zmienne przesyłania i dystrybucji ciepła, koszty handlowej obsługi odbiorców oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w zakresie usług przesyłowych związanych z eksploatacją:
 - a) węzłów cieplnych, z którym są połączone instalacje odbiorcze obsługujące jeden obiekt,
 - b) grupowych węzłów cieplnych,
 - c) zewnętrznych instalacji odbiorczych;
- 5) koszty obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem.

§ 17. W przypadku gdy odbiorca, na zasadach ustalonych w odrębnej umowie, udostępnia przedsiębiorstwu energetycznemu pomieszczenie, w którym zainstalowane są należące do tego przedsiębiorstwa urządzenia służące do wytwarzania lub przesyłania i dystrybucji ciepła, koszty ponoszone z tego tytułu przez przedsiębiorstwo energetyczne zalicza się do kosztów uzasadnionych zaopatrzenia w ciepło odbiorców, do których ciepło jest dostarczane za pomocą tych urządzeń.

§ 18. 1. Koszty wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła, określone zgodnie z § 11 - 16, zwane dalej "kosztami wytwarzania ciepła", stanowią podstawę do obliczenia planowanych kosztów jednostkowych oraz bazowej ceny za zamówioną moc cieplną i bazowej ceny ciepła.

2. Planowane koszty jednostkowe, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzorów:

$$K_{jm} = A \times (a \times K_{st} + K_{zm}) : N \quad \text{oraz} \quad K_{jc} = (1 - A) \times (a \times K_{st} + K_{zm}) : Q ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{jm} – planowany koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do obliczenia bazowej ceny za zamówioną moc cieplną dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła [w zł/MW],

K_{jc} – planowany koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do obliczenia bazowej ceny ciepła dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła [w zł/GJ],

K_{st} – planowane roczne koszty stałe wytwarzania ciepła w postaci określonego nośnika ciepła [w zł],

K_{zm} – planowane roczne koszty zmienne wytwarzania ciepła w postaci określonego nośnika ciepła [w zł],

A – wskaźnik udziału opłat za zamówioną moc cieplną w łącznych opłatach za tę moc i ciepło dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła, którego wartość nie może być wyższa od udziału kosztów stałych w łącznych kosztach wytwarzania ciepła i nie może przekroczyć wartości 0,3,

a – współczynnik redukcyjny kosztów stałych, którego wartość w zależności od stosunku $N_{zain} : N_w$ wynosi:

$N_{zain} : N_w$	a
do 1,25	1,00
powyżej 1,25 do 1,40	0,95
powyżej 1,40	0,90

N – moc cieplną, określoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła, obliczoną na podstawie planowanej, na pierwszy rok stosowania taryfy, przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczych i zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zasilanych bezpośrednio z tego źródła [w MW],

N_{zain} - zainstalowaną moc cieplną w źródle ciepła, określoną dla ciepłowni jako suma mocy znamionowej kotłów, zainstalowanej w danym źródle ciepła w celu wytwarzania ciepła w postaci określonego nośnika ciepła, a dla elektrociepłowni i elektrowni jako maksymalna trwała moc osiągalna danego źródła ciepła dla określonego nośnika ciepła, ustaloną na podstawie dokumentacji techniczno-ruchowej, z uwzględnieniem udokumentowanych zmian w stosunku do stanu na ostatni dzień roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy [w MW],

N_w - wykorzystaną moc cieplną, stanowiącą sumę określonej przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła:

- przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczych i zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zasilanych bezpośrednio z tego źródła,
- mocy cieplnej niezbędnej do pokrycia potrzeb własnych tego źródła ciepła, ustalonej na podstawie dokumentacji techniczno-ruchowej,

- mocy cieplnej przeznaczonej do zużycia własnego na inne rodzaje działalności gospodarczej,
z uwzględnieniem udokumentowanych zmian w stosunku do stanu na ostatni dzień roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy [w MW],

Q – planowaną na pierwszy rok stosowania taryfy ilość ciepła, określoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła jako:

- a) planowaną, do sprzedaży odbiorcom, sumę ilości ciepła - w przypadku wytwórcy ciepła, lub
- b) planowaną, do sprzedaży odbiorcom, sumę ilości ciepła i strat ciepła podczas przesyłania siecią ciepłowniczą - w przypadku przedsiębiorstwa ciepłowniczego [w GJ].

3. Współczynnika redukcyjnego kosztów stałych, o którym mowa w ust. 2, nie stosuje się w kalkulacji kosztów jednostkowych wytwarzania ciepła w przypadku gdy:

- 1) planowane roczne koszty stałe wytwarzania ciepła nie obejmują kosztów utrzymania niewykorzystywanych kotłów;
- 2) likwidacja niewykorzystanej mocy cieplnej spowodowałaby zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

§ 19. 1. Koszty pozyskania, uzdatniania i podgrzewania nośnika ciepła, określone zgodnie z § 11 - 16, zwane dalej “kosztami uzdatniania nośnika ciepła”, stanowią podstawę do obliczenia kosztów jednostkowych i bazowej ceny nośnika ciepła.

2. Koszty jednostkowe, o których mowa w ust. 1, oblicza się jako iloraz planowanych, na pierwszy rok stosowania taryfy, kosztów uzdatniania nośnika ciepła oraz planowanej ilości tego nośnika, dostarczanego do sieci ciepłowniczych w celu napełniania i uzupełniania jego ubytków w tych sieciach oraz sprzedaży tego nośnika odbiorcom w celu napełniania instalacji odbiorczych i uzupełnienia ubytków wody w tych instalacjach.

§ 20. 1. W przypadku źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6 i 7, koszty stanowiące podstawę do obliczenia kosztów jednostkowych i bazowych stawek opłat obejmują:

- 1) określone, zgodnie z § 12 i § 14, koszty stałe i koszty zmienne:
 - a) wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła,
 - b) pozyskania, uzdatniania i podgrzewania nośnika ciepła,
 - c) eksploatacji zewnętrznych instalacji odbiorczych, o których mowa w § 7 ust. 7;
- 2) określone zgodnie z § 15 planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska;
- 3) planowane koszty związane z:
 - a) utrzymaniem zapasów paliw, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy,
 - b) handlową obsługą odbiorców.

2. Koszty jednostkowe dla lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6, oblicza się według wzorów:

$$K_{jrl} = 1/12 (A \times K_l : N_{ol}) \quad \text{lub} \quad K_{jrl} = 1/12 (A \times K_l : P_{ol})$$

$$K_{jsl} = 1/7 [(1-A) \times K_l : N_{ol}] \quad \text{lub} \quad K_{jsl} = 1/7 [(1-A) \times K_l : P_{ol}],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{jrl} – koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do obliczenia bazowej stawki opłaty miesięcznej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w zł/MW lub w zł/m² powierzchni lokali],

K_{jsl} – koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do obliczenia bazowej stawki opłaty sezonowej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w zł/MW lub w zł/m² powierzchni lokali],

K_1 – planowane roczne koszty, o których mowa w ust. 1, dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w zł],

N_{ol} – planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, zamówioną moc cieplną dla obiektów zasilanych z danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w MW],

P_{ol} – planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, powierzchnię lokali w obiektach zasilanych z danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła, [w m²],

A - współczynnik udziału opłat stałych, którego wartość nie może być większa niż 0,3.

3. Koszty jednostkowe dla źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7, oblicza się według wzorów:

$$K_{jzN} = 1/12 (A \times K_z : N_{oz})$$

$$K_{jzQ} = (1-A) \times K_z : Q_{oz} ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{jzN} – koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do obliczenia bazowej stawki opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną dla danego rodzaju źródeł ciepła [w zł/MW],

K_{jzQ} – koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do obliczenia bazowej stawki opłaty za ciepło dla danego rodzaju źródeł ciepła [w zł/GJ],

K_z – planowane roczne koszty, o których mowa w ust. 1, dla danego rodzaju źródeł ciepła [w zł],

N_{oz} – planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, zamówioną moc cieplną dla obiektów zasilanych z danego rodzaju źródeł ciepła [w MW],

Q_{oz} – planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, ilość ciepła, przeznaczoną do sprzedaży odbiorcom, określoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego rodzaju źródeł ciepła i określonego nośnika ciepła [w GJ],

A - współczynnik udziału opłat stałych, którego wartość nie może być większa niż 0,3.

§ 21. 1. Planowane koszty przesyłania i dystrybucji, o których mowa w § 16 pkt 3 i 4, stanowią podstawę do obliczenia kosztów jednostkowych oraz bazowych stawek opłat za usługi przesyłowe w zakresie:

- 1) sieci ciepłowniczej - dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z przyłączy;
- 2) sieci ciepłowniczej i węzłów cieplnych - dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne węzłów cieplnych obsługujących jeden obiekt;
- 3) sieci ciepłowniczej i grupowych węzłów cieplnych - dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne grupowych węzłów cieplnych;

4) sieci ciepłowniczej i grupowych węzłów cieplnych oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych - dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne grupowych węzłów cieplnych wraz z zewnętrznymi instalacjami odbiorczymi.

2. Koszty jednostkowe, o których mowa w ust. 1, oblicza się, odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej, według wzorów:

1) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1:

$$k_{sp} = B \times [K_{ps} : \Sigma N_s]$$

$$k_{zp} = (1 - B)[K_{ps} \times N_{gp} : \Sigma N_s] : Q_{gp};$$

2) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2:

$$k_{sw} = B \times [K_{ps} : \Sigma N_s + K_{pw} : N_{gw}]$$

$$k_{zw} = (1 - B)[K_{ps} \times N_{gw} : \Sigma N_s + K_{pw}] : Q_{gw};$$

3) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 3:

$$k_{swg} = B \times [K_{ps} : \Sigma N_s + K_{pwg} : (N_{gwg} + N_{giz})]$$

$$k_{zwg} = (1 - B)[K_{ps} \times N_{gwg} : \Sigma N_s + K_{pwg} \times N_{gwg} : (N_{gwg} + N_{giz})] : Q_{gwg};$$

4) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 4:

$$k_{siz} = B \times [K_{ps} : \Sigma N_s + K_{pwg} : (N_{gwg} + N_{giz}) + K_{piz} : N_{giz}]$$

$$k_{ziz} = (1 - B)[K_{ps} \times N_{giz} : \Sigma N_s + K_{pwg} \times N_{giz} : (N_{gwg} + N_{giz}) + K_{piz}] : Q_{giz},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- k_{sp} - koszt jednostkowy stały usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w zł/MW],
- k_{zp} - koszt jednostkowy zmienny usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w zł/GJ],
- B - wskaźnik udziału opłat stałych za usługi przesyłowe w łącznych opłatach za te usługi, którego wartość nie może być wyższa niż 0,3,
- K_{ps} - planowane roczne koszty usług przesyłowych w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła daną siecią ciepłowniczą od źródła ciepła do przyłączy [w zł],
- N_{gp} - zamówioną moc cieplną przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w MW],
- ΣN_s - sumę zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców przyłączonych do danej sieci ciepłowniczej [w MW],
- Q_{gp} - planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w GJ],
- k_{sw} - koszt jednostkowy stały usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w zł/MW],
- k_{zw} - koszt jednostkowy zmienny usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w zł/GJ],
- K_{pw} - planowane roczne koszty usług przesyłowych w zakresie eksploatacji węzłów cieplnych obsługujących jeden obiekt, o których mowa w ust. 1 pkt 2 [w zł],

- N_{gw} - zamówioną moc cieplną przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w MW],
- Q_{gw} - planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w GJ],
- k_{swg} - koszt jednostkowy stały usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w zł/MW],
- k_{zwg} - koszt jednostkowy zmienny usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w zł/GJ],
- K_{pwg} - planowane roczne koszty usług przesyłowych w zakresie eksploatacji grupowych węzłów cieplnych, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4 [w zł],
- N_{gwg} - zamówioną moc cieplną przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w MW],
- N_{giz} - zamówioną moc cieplną przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w MW],
- Q_{gwg} - planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w GJ],
- k_{siz} - koszt jednostkowy stały usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w zł/MW],
- k_{ziz} - koszt jednostkowy zmienny usług przesyłowych wyliczony dla danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w zł/GJ],
- K_{piz} - planowane roczne koszty usług przesyłowych w zakresie eksploatacji zewnętrznych instalacji odbiorczych, o których mowa w ust. 1 pkt 4 [w zł],
- Q_{giz} - planowaną, na pierwszy rok stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w GJ].

§ 22.1. Planowane koszty obsługi odbiorców, o których mowa w § 16 pkt 5, stanowią podstawę do obliczenia kosztów jednostkowych i bazowej stawki opłaty za obsługę odbiorców przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem.

2. Koszty jednostkowe, o których mowa w ust. 1, oblicza się jako iloraz planowanych kosztów obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem i zamówionej mocy cieplnej dla pierwszego roku stosowania taryfy przez odbiorców obsługiwanych przez to przedsiębiorstwo.

§ 23. 1. Koszty, na podstawie których są obliczane bazowe stawki opłat za przyłączenie:

- 1) do sieci ciepłowniczej, określa się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia węzłów cieplnych, określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, dla okresu, na który opracowana jest taryfa; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do wielkości mocy przyłączeniowej, jednostki długości odcinka służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;
- 2) źródeł współpracujących z siecią ciepłowniczą oraz sieci ciepłowniczych innych przedsiębiorstw energetycznych, określa się na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem źródeł energii wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła o mocy elektrycznej nie większej niż 5 MW i projektowanej średniorocznej

sprawności przemiany ogółem nie niższej niż 70 %, za przyłączenie których pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

2. Nakłady związane z przyłączeniem odcinków sieci, o których mowa w ust. 1, obejmują w przypadku przyłączenia do:

- 1) sieci ciepłowniczej - nakłady na budowę odcinków rurociągów do ściany węzła cieplnego i wykonanie przejścia rurociągów przez tę ścianę oraz zainstalowanie w pomieszczeniu węzła cieplnego układu pomiarowo-rozliczeniowego, wraz z niezbędnymi rurociągami, osprzętem i armaturą oraz dokonaniem koniecznych połączeń, a w przypadku sieci ciepłowniczej, w której nośnikiem ciepła jest woda, także nakłady na zainstalowanie urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła;
- 2) zewnętrznych instalacji odbiorczych należących do przedsiębiorstwa energetycznego - nakłady na budowę odcinków rurociągów do ściany obiektu i wykonanie przejścia rurociągów przez tę ścianę oraz zainstalowanie w obiekcie:
 - a) urządzenia regulującego natężenie przepływu wody dostarczanej do instalacji centralnego ogrzewania w tym obiekcie oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego na przyłączy do instalacji centralnego ogrzewania,
 - b) urządzeń, których wskazania będą stanowiły podstawę do określenia udziału tego obiektu w kosztach ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego, w celu podgrzania wody wodociągowej,
 - c) niezbędnych rurociągów, osprzętu i armatury oraz koniecznych połączeń.

3. Jeżeli w pomieszczeniu węzła cieplnego jest instalowany, na koszt odbiorcy, prefabrykowany węzeł cieplny wyposażony przez producenta w układ pomiarowo-rozliczeniowy i urządzenie regulujące natężenie przepływu nośnika ciepła, nakłady o których mowa w ust. 2 pkt 1, obejmują tylko nakłady na budowę odcinków rurociągów i wykonanie przejścia tych rurociągów przez ścianę węzła cieplnego, wraz z niezbędnym osprzętem i armaturą oraz dokonaniem koniecznych połączeń.

4. Koszty jednostkowe, stanowiące podstawę do obliczenia bazowej stawki opłaty za przyłączenie, oblicza się według wzoru:

$$k_p = K_p : L_p,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- k_p – koszty jednostkowe, stanowiące podstawę do obliczenia bazowej stawki opłaty za przyłączenie, określone dla danego rodzaju przyłączy [w zł/m],
- K_p – planowane roczne koszty, ustalone na podstawie nakładów, o których mowa w ust. 2 i 3, dla danego rodzaju przyłączy [w zł],
- L_p – planowaną, średnią w roku, łączną długość odcinków rurociągów dla danego rodzaju przyłączy określonych w planie rozwoju, o którym mowa w ust. 1 [w m].

§ 24. 1. Ceny i stawki opłat, o których mowa w § 7, ustala się na podstawie kosztów jednostkowych obliczonych w sposób określony w § 18-23.

2. Przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat, o których mowa w ust. 1, dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach, o których mowa w § 15 ust. 2, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

3. W odniesieniu do cen za zamówioną moc cieplną, stawek opłat stałych za usługi przesyłowe i stawek opłat za obsługę odbiorców, w taryfie ustala się również ich raty miesięczne, stanowiące 1/12 ich wartości.

4. Na wniosek odbiorcy, dla którego zamówiona moc cieplna nie przekracza 30 kW, przedsiębiorstwo energetyczne może w umowie sprzedaży ciepła określić sposób ustalania:

- 1) średniej ceny ciepła, wyrażonej w złotych za GJ, zamiast ustalonej w taryfie ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła;
- 2) średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe, wyrażonej w złotych za GJ, zamiast ustalonej w taryfie stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe i stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe.

§ 25.1. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje i przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki uzasadnienie kalkulacji bazowych cen i stawek opłat, które odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej, związanej z zaopatrzeniem w ciepło, zawiera:

- 1) analizę zmian kosztów jednostkowych w poszczególnych pozycjach kosztów stałych i zmiennych;
- 2) ocenę skutków wprowadzenia bazowych cen i stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych w pierwszym roku stosowania taryfy;
- 3) średnią wskaźnikową cenę ciepła i średnią wskaźnikową stawkę opłaty za usługi przesyłowe, obliczone na podstawie bazowych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy oraz na podstawie ostatnio stosowanych cen i stawek opłat.

2. Analiza, o której mowa w ust. 1 pkt 1, obejmuje porównanie kosztów jednostkowych w poszczególnych pozycjach kosztów stałych i zmiennych, obliczonych odpowiednio na podstawie wielkości rzeczowych planowanych dla pierwszego roku stosowania taryfy, o których mowa w § 12 ust. 3, oraz wielkości rzeczowych ustalonych zgodnie z ewidencją finansowo-księgową za ostatni rok kalendarzowy.

3. Ocena, o której mowa w ust. 1 pkt 2, obejmuje porównanie opłat, jakie odbiorcy zakwalifikowani do poszczególnych grup taryfowych ponosiliby w przypadku planowanych, dla pierwszego roku stosowania taryfy, wielkościach zamówionej mocy cieplnej, sprzedaży ciepła i nośnika ciepła po wprowadzeniu planowanych bazowych cen i stawek oraz utrzymaniu ostatnio stosowanych cen i stawek opłat.

4. Średnią wskaźnikową cenę ciepła oblicza się jako iloraz sumy opłat za zamówioną moc cieplną, opłat za ciepło i opłat za nośnik ciepła oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy, przy czym wysokość tych opłat określa się na podstawie planowanych, w pierwszym roku stosowania taryfy, wielkości zamówionej mocy cieplnej, sprzedaży ciepła i sprzedaży nośnika ciepła oraz bazowych cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła, ujętych odpowiednio jako ceny planowane dla pierwszego roku stosowania taryfy oraz ceny stosowane w roku poprzedzającym na podstawie obowiązującej taryfy.

5. Średnią wskaźnikową stawkę opłaty za usługi przesyłowe oblicza się jako iloraz sumy opłat stałych i zmiennych za te usługi oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy, przy czym wysokość opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe określa się na podstawie planowanych, w pierwszym roku stosowania taryfy, wielkości zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła oraz bazowych stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, ujętych odpowiednio jako stawki opłat planowane dla

pierwszego roku stosowania taryfy oraz stawki opłat stosowane w roku poprzedzającym na podstawie obowiązującej taryfy.

6. Średnie wskaźnikowe ceny i stawki opłat, o których mowa w ust. 4 i 5, oblicza się bez uwzględniania bonifikat i upustów oraz opłat z tytułu niedotrzymania warunków umowy lub nielegalnego pobierania ciepła.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje analizy i weryfikacji kosztów przyjętych przez przedsiębiorstwo energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji bazowych cen i stawek opłat, na podstawie przedstawionego przez to przedsiębiorstwo uzasadnienia zawierającego analizę i ocenę, o których mowa w ust. 1 – 3, a także dokonuje oceny zmiany poziomu średniej wskaźnikowej ceny ciepła i średniej wskaźnikowej stawki opłaty za usługi przesyłowe, jaka nastąpiłaby w pierwszym roku stosowania taryfy oraz dokonuje oceny poziomu tych cen i stawek opłat w porównaniu z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi o podobnym zakresie działania.

8. Dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 7, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może ustalić współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej w pierwszym roku stosowania taryfy.

9. W przypadku ustalenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki współczynników korekcyjnych, o których mowa w ust. 8, przedsiębiorstwo energetyczne oblicza skorygowaną średnią wskaźnikową cenę ciepła i średnią wskaźnikową stawkę opłaty za usługi przesyłowe na pierwszy rok stosowania taryfy jako iloczyn tych współczynników i ujętej odpowiednio średniej wskaźnikowej ceny, o której mowa w ust. 4 lub średniej wskaźnikowej stawki opłaty, o której mowa w ust. 5, a także określa skorygowane bazowe ceny i stawki opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy.

§ 26. 1. W okresie stosowania taryfy, nie krótszym niż dwa lata, bazowe ceny i stawki opłat ustalone na pierwszy rok jej stosowania przedsiębiorstwo energetyczne może dostosowywać do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej w sposób określony w ust. 2.

2. Dostosowywanie cen i stawek opłat, o którym mowa w ust. 1, może nastąpić nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy od ich wprowadzenia jako obowiązujących i nie częściej niż co 12 miesięcy, a wysokość tych cen i stawek opłat oblicza się według wzoru:

$$C_{sn} = C_{sb} [1 + (RPI - X_r) : 100] ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{sn} – nową cenę lub stawkę opłaty,

C_{sb} – dotychczas stosowaną cenę lub stawkę opłaty przed ich zmianą,

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %],

X_r – współczynnik korekcyjny, ustalany dla danego rodzaju działalności gospodarczej, prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło,

określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy [w %].

§ 27. 1. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, jest możliwa zmiana taryfy wprowadzonej do stosowania w trybie określonym w art. 47 ustawy lub przez zawarcie umów, o których mowa w § 4 ust. 2, po dokonaniu analizy i oceny skutków ekonomicznych tych zmian.

2. Jeżeli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może wprowadzić ceny i stawki opłat dla subsydiowanych grup taryfowych w taki sposób, aby nie wzrosły one w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat o więcej niż 1,25-krotności wzrostu w przedsiębiorstwie energetycznym średniej ceny ciepła i średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe.

§ 28. 1. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, podstawę do określenia kosztów jednostkowych oraz ustalenia bazowych cen i stawek opłat, stanowią koszty planowane dla pierwszego roku prowadzenia nowej działalności gospodarczej, a uzasadnienie kalkulacji bazowych cen i stawek opłat powinno uwzględniać analizy porównawcze z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, zajmującymi się takim samym rodzajem działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

2. Jeżeli nowa działalność gospodarcza przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, stanowi kontynuację dotychczas prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, a w szczególności gdy działalność ta jest wynikiem:

- 1) przekształceń własnościowych,
 - 2) likwidacji źródła ciepła i zastąpienia go innym źródłem ciepła,
 - 3) zmiany rodzaju paliwa w istniejącym źródle ciepła
- przedsiębiorstwo uzasadnia kalkulację bazowych cen i stawek opłat lub metody obliczania opłat w sposób określony w § 25.

ROZDZIAŁ 4

Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie ciepłem

§ 29. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne kupuje ciepło w innym przedsiębiorstwie energetycznym w celu sprzedaży tego ciepła odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczej lub korzysta z usług przesyłowych świadczonych przez inne przedsiębiorstwo energetyczne, w rozliczeniach prowadzonych na podstawie zawartych między tymi przedsiębiorstwami umów sprzedaży ciepła, umów przesyłowych lub umów kompleksowych, stosuje się odpowiednio:

- 1) opłatę za zamówioną moc cieplną, stanowiącą iloczyn zamówionej mocy cieplnej i ceny za zamówioną moc cieplną dla określonego nośnika ciepła - opłata ta jest pobierana w 12 ratach miesięcznych;
- 2) opłatę za ciepło, stanowiącą iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu określonym w umowie

sprzedaży ciepła i ceny ciepła dla określonego nośnika ciepła - opłata ta jest pobierana za każdy miesiąc, w którym dostarczono ciepło;

- 3) opłatę za nośnik ciepła, stanowiącą iloczyn ilości tego nośnika, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu określonym w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej i ceny nośnika ciepła dla danej sieci ciepłowniczej - opłata ta jest pobierana za każdy miesiąc, w którym dostarczono nośnik ciepła;
- 4) opłatę stałą za usługi przesyłowe, stanowiącą iloczyn zamówionej mocy cieplnej i stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej sieci ciepłowniczej - opłata ta jest pobierana w 12 ratach miesięcznych;
- 5) opłatę zmienną za usługi przesyłowe, stanowiącą iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu określonym w umowie sprzedaży ciepła i stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej sieci ciepłowniczej - opłata ta jest pobierana za każdy miesiąc, w którym dostarczono ciepło.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi rozliczenia z odbiorcami ciepła, odpowiednio do zakresu świadczonych usług dla poszczególnych grup taryfowych, na podstawie odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej, z wyłączeniem lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6.

2. Wytwórca ciepła w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami stosuje opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła, a w przypadku:

- 1) lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6, - opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie miesięcznych i sezonowych stawek opłat;
- 2) źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7, - opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za zamówioną moc cieplną i stawek opłat za ciepło.

3. Przedsiębiorstwo ciepłownicze w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła stosuje opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła, cen nośnika ciepła oraz stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, a w przypadku:

- 1) lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6 – opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie miesięcznych i sezonowych stawek opłat;
- 2) źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7 – opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za zamówioną moc cieplną i stawek opłat za ciepło;
- 3) zakupu ciepła od innego przedsiębiorstwa energetycznego - opłaty obliczane na podstawie cen i stawek opłat ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, od którego kupowane jest ciepło sprzedawane odbiorcom.

4. Dystrybutor ciepła, w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła, stosuje opłaty obliczane na podstawie:

- 1) ustalonych w taryfie stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe;
- 2) cen i stawek opłat ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, od którego kupowane jest ciepło sprzedawane odbiorcom.

5. Przedsiębiorstwo obrotu ciepłem w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła stosuje opłaty obliczane na podstawie stawek opłat za obsługę odbiorców, ustalonych w taryfie tego przedsiębiorstwa oraz opłaty obliczane na podstawie:

- 1) cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła, ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwa energetyczne, od których jest kupowane ciepło sprzedawane odbiorcom;
- 2) stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi przesyłowe dla przedsiębiorstwa obrotu ciepłem.

§ 31. Przedsiębiorstwo energetyczne wyodrębnia w fakturze wystawionej odbiorcy ciepła opłaty obliczone na podstawie cen lub stawek opłat:

- 1) ustalonych przez to przedsiębiorstwo w taryfie dla ciepła;
- 2) ustalonych przez inne przedsiębiorstwa energetyczne, z którymi prowadzi rozliczenia w obrocie ciepłem.

§ 32. Rodzaje opłat pobieranych od odbiorców ciepła oraz podstawy i sposób ich obliczania powinny być określone w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej, a wysokość tych opłat oblicza się w następujący sposób:

- 1) miesięczna rata opłaty za zamówioną moc cieplną, pobierana w każdym miesiącu, stanowi iloczyn zamówionej mocy cieplnej oraz 1/12 ceny za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej lub stawki opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej zasilanej ze źródła ciepła, o którym mowa w § 7 ust. 7;
- 2) opłata za ciepło, pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, stanowi iloczyn ilości dostarczonego ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego na przyłączy do węzła cieplnego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, o których mowa w § 30 ust. 1 oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej lub stawki opłaty za ciepło dla danej grupy taryfowej zasilanej ze źródła ciepła, o którym mowa w § 7 ust. 7;
- 3) opłata za nośnik ciepła, pobierana za każdy miesiąc w którym nastąpił pobór nośnika ciepła, stanowi iloczyn ilości nośnika ciepła dostarczonego do napełniania i uzupełnienia ubytków wody w instalacjach odbiorczych, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w węźle cieplnym oraz ceny nośnika ciepła dla danej grupy taryfowej;
- 4) miesięczna rata opłaty stałej za usługi przesyłowe, pobierana w każdym miesiącu, stanowi iloczyn zamówionej mocy cieplnej oraz 1/12 stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej;
- 5) opłata zmienna za usługi przesyłowe, pobierana za każdy miesiąc w którym nastąpił pobór ciepła, stanowi iloczyn ilości dostarczonego ciepła ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, zainstalowanego na przyłączy do węzła cieplnego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, o których mowa w § 30 ust. 1 oraz stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej;
- 6) miesięczna rata opłaty za obsługę odbiorców, pobierana przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem w każdym miesiącu, stanowi iloczyn zamówionej mocy cieplnej i 1/12 stawki opłaty za obsługę odbiorców dla danej grupy taryfowej.

§ 33. W przypadku odbiorców zasilanych z lokalnych źródeł ciepła, nie wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe, o których mowa w § 7 ust. 6, rodzaje opłat pobieranych od odbiorców ciepła oraz podstawa i sposób ich obliczania powinny być określone w umowie sprzedaży ciepła lub umowie kompleksowej, a wysokość tych opłat oblicza się w następujący sposób:

- 1) opłata miesięczna, pobierana w każdym miesiącu, stanowi iloczyn stawki opłaty miesięcznej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła i zamówionej mocy cieplnej lub powierzchni lokali w obiektach odbiorcy;
- 2) opłata sezonowa, pobierana przez 7 miesięcy sezonu grzewczego, stanowi iloczyn stawki opłaty sezonowej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła i zamówionej mocy cieplnej lub powierzchni lokali w obiektach odbiorcy.

§ 34. 1. W przypadku dostarczania ciepła do grupowego węzła cieplnego, obsługującego obiekty więcej niż jednego odbiorcy, zawarte z odbiorcami umowy sprzedaży ciepła lub umowy kompleksowe powinny określać rodzaje opłat pobieranych od tych odbiorców oraz podstawy ich obliczania.

2. O ile umowa sprzedaży ciepła lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, wysokość opłat, o których mowa w ust. 1, oblicza się w następujący sposób:

- 1) miesięczne raty opłaty za zamówioną moc cieplną, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 ceny za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej;
- 2) miesięczne raty opłaty stałej za usługi przesyłowe, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej;
- 3) opłata za dostarczone ciepło, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, jest obliczana w następujący sposób:

a) w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłatę za ciepło dostarczone:

- w celu ogrzewania - oblicza się jako iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w obiektach danego odbiorcy oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej,
- w celu podgrzewania wody wodociągowej - oblicza się według wzoru:

$$O_{cwo} = Q_{wgcw} \times C_{wg} \times G_{cwo} : G_{scwo} ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{cwo} – opłatę za ciepło dostarczone w celu podgrzewania wody wodociągowej, obliczoną dla danego odbiorcy [w zł],

Q_{wgcw} – ilość ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego w celu podgrzewania wody wodociągowej, określoną na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, zainstalowanego w tym węźle [w GJ],

C_{wg} – cenę ciepła dla danej grupy taryfowej [w zł/GJ],

G_{cwo} – sumę odczytów wskazań wodomierzy, zainstalowanych na przyłączach do instalacji ciepłej wody w obiektach danego odbiorcy [w m³],

G_{scwo} – sumę odczytów wskazań wodomierzy, zainstalowanych na przyłączach do instalacji ciepłej wody we wszystkich obiektach zasilanych z grupowego węzła cieplnego [w m³],

- b) w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłatę za ciepło oblicza się jako sumę iloczynów ilości ciepła, dostarczonego w celu ogrzewania lokali i pomieszczeń oraz podgrzewania wody wodociągowej, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, zainstalowanego w węźle cieplnym oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej;
- 4) opłata zmienna za usługi przesyłowe, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, jest obliczana:
- a) w przypadku, gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne – jako iloczyn stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej oraz łącznej ilości ciepła, ustalonej w sposób określony w pkt 3 lit a,
- b) w przypadku, gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne – jako iloczyn stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej oraz łącznej ilości ciepła, ustalonej w sposób określony w pkt 3 lit b;
- 5) opłata za nośnik ciepła, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór nośnika ciepła, dostarczonego do napełniania i uzupełnienia ubytków wody w instalacji centralnego ogrzewania, jest obliczana według wzoru:

$$O_{no} = G_{nwg} \times C_n \times N_{oo} : N_{owg},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{no} – opłatę za nośnik ciepła, obliczoną dla danego odbiorcy [w zł],

G_{nwg} – ilość nośnika ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego, w celu napełniania i uzupełnienia ubytków wody w połączonej z tym węzłem instalacji centralnego ogrzewania [w m³],

C_n – cenę nośnika ciepła dla danej grupy taryfowej [w zł/m³],

N_{oo} – sumę mocy cieplnej instalacji ogrzewania dla obiektów danego odbiorcy [w MW],

N_{owg} – sumę mocy cieplnej instalacji ogrzewania dla wszystkich obiektów, zasilanych z grupowego węzła cieplnego [w MW].

§ 35. 1. Opłatę za przyłączenie oblicza się jako iloczyn długości przyłącza i stawki opłaty za przyłączenie, ustalonej w taryfie dla danego rodzaju przyłącza.

2. W przypadku grupowego węzła cieplnego, z którym połączone są instalacje odbiorcze zasilające obiekty więcej niż jednego odbiorcy, opłatę za przyłączenie grupowego węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej, ustaloną w sposób określony w ust. 1, dzieli się między poszczególnych odbiorców proporcjonalnie do ich udziału w obciążeniu grupowego węzła cieplnego według wzoru:

$$O_{po} = O_{pwg} \times N_o : N_{wg},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{po} - opłatę za przyłączenie dla danego odbiorcy,

O_{pwg} - opłatę za przyłączenie grupowego węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej,

N_o - zamówioną moc cieplną dla obiektów danego odbiorcy [w MW],

N_{wg} - zamówioną moc cieplną dla wszystkich obiektów, obsługiwanych przez grupowy węzeł cieplny [w MW].

§ 36. 1. W przypadku uszkodzenia lub stwierdzenia nieprawidłowych wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie braku prawidłowego pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, wysokość opłat ustala się w sposób określony w rozporządzeniu, o ile umowa sprzedaży ciepła nie stanowi inaczej.

2. W przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ilość ciepła dostarczonego w okresie braku prawidłowego pomiaru oblicza się według wzoru:

$$Q_b = [Q_{ow} (t_w - t_b) : (t_w - t_o) + Q_{cwt}] \times h_b : h_o,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_b – ilość ciepła dostarczonego w okresie braku prawidłowego pomiaru [w GJ],

Q_{ow} – ilość ciepła zależną od warunków atmosferycznych, dostarczoną na ogrzewanie i wentylację w miesięcznym okresie rozliczeniowym przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego [w GJ],

Q_{cwt} – ilość ciepła niezależną od warunków atmosferycznych, dostarczoną na podgrzewanie wody wodociągowej i na cele technologiczne w miesięcznym okresie rozliczeniowym przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego [w GJ],

t_w – normatywną temperaturę ogrzewanych pomieszczeń [w $^{\circ}\text{C}$],

t_b – średnią temperaturę zewnętrzną w okresie braku prawidłowego pomiaru [w $^{\circ}\text{C}$],

t_o – średnią temperaturę zewnętrzną, w miesięcznym okresie rozliczeniowym, przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego [w $^{\circ}\text{C}$],

h_b – liczbę dni w okresie braku prawidłowego pomiaru,

h_o – liczbę dni, w miesięcznym okresie rozliczeniowym, przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego.

3. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowych wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, wprowadza się uzgodnioną przez strony korektę odczytów wskazań tego układu, a jeżeli uzgodnienie tej korekty nie jest możliwe, ilość ciepła dostarczonego w okresie nieprawidłowych wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, oblicza się w sposób określony w ust. 2.

4. Jeżeli nie można ustalić liczby dni w okresie braku prawidłowego pomiaru, ilość dostarczonego ciepła oblicza się począwszy od dnia rozpoczęcia okresu rozliczeniowego do dnia usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości.

5. Żądanie odbiorcy sprawdzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub zawiadomienie o jego wadliwym działaniu, nie zwalnia odbiorcy od terminowego regulowania bieżących należności za usługi związane z zaopatrzeniem w ciepło.

6. Odbiorca pokrywa koszty zażądane przez niego sprawdzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadku, gdy nie stwierdzono:

- 1) błędów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego większego od określonego w odrębnych przepisach, z uwzględnieniem klasy dokładności;
- 2) innych, niż wymienione w pkt 1, wad powodujących nieprawidłowe działanie układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 37. 1. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców lub niedotrzymania przez odbiorcę warunków umowy sprzedaży ciepła, umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej, wysokość opłat, o ile umowy te nie stanowią inaczej, ustala się w następujący sposób:

- 1) jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne bez zmiany postanowień umowy sprzedaży ciepła, umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej:
 - a) zwiększyło obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczyło jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła i zamówioną moc cieplną przyjmuje się obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła,
 - b) zmniejszyło obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczyło jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za zamówioną moc cieplną przyjmuje się zmniejszone natężenie przepływu,
 - c) podniosło temperaturę dostarczanego nośnika ciepła i przekroczyło jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się temperaturę nośnika ciepła, w wysokości określonej w umowie,
 - d) obniżyło temperaturę dostarczanego nośnika ciepła i przekroczyło jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się obniżoną temperaturę nośnika ciepła;
- 2) jeżeli odbiorca bez zmiany postanowień umowy sprzedaży ciepła, umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej:
 - a) zwiększył obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczył jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła i zamówioną moc cieplną przyjmuje się zwiększone natężenie przepływu nośnika ciepła,
 - b) zmniejszył obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczył jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za:
 - ilość dostarczonego ciepła - przyjmuje się zmniejszone natężenie przepływu nośnika ciepła,
 - zamówioną moc cieplną - przyjmuje się obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła,
 - c) podniósł temperaturę zwracanego nośnika ciepła i przekroczył jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się temperaturę nośnika ciepła, która jest zgodna z warunkami umowy,
 - d) obniżył temperaturę zwracanego nośnika ciepła i przekroczył jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się obniżoną temperaturę nośnika ciepła.

2. Sprawdzenie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców i dotrzymywania przez odbiorcę warunków umowy sprzedaży ciepła, umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej, w zakresie określonym w

ust. 1, jest dokonywane, o ile umowy te nie stanowią inaczej, na podstawie średniego natężenia przepływu i temperatury nośnika ciepła:

- 1) w okresie doby - gdy nośnikiem ciepła jest woda;
- 2) w ciągu godziny - gdy nośnikiem ciepła jest para.

3. O ile umowa nie stanowi inaczej, średnie natężenie przepływu i średnia temperatura nośnika ciepła, o których mowa w ust. 2, stanowią podstawę do ustalania opłat za zamówioną moc cieplną i ciepło oraz opłaty stałej i zmiennej za usługi przesyłowe, pobieranych za miesiąc, w którym stwierdzono niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub niedotrzymanie przez odbiorcę warunków umowy.

§ 38. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty w przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków umowy sprzedaży ciepła, umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej w zakresie:

- 1) terminów rozpoczęcia i zakończenia dostarczania ciepła w celu ogrzewania;
 - 2) planowanych przerw w dostarczaniu ciepła w okresie letnim.
2. Wysokość bonifikat, o których mowa w ust. 1, jeżeli umowa sprzedaży ciepła, umowa przesyłowa lub umowa kompleksowa stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:
- 1) jeżeli rozpoczęcie lub zakończenie dostarczania ciepła w celu ogrzewania nastąpiło z opóźnieniem w stosunku do ustalonych standardów jakościowych obsługi odbiorców, bonifikata stanowi 1/30 miesięcznej opłaty za zamówioną moc cieplną dla obiektów, w których nastąpiło opóźnienie - za każdą rozpoczętą dobę opóźnienia;
 - 2) jeżeli planowa przerwa w dostarczaniu ciepła w okresie letnim była dłuższa od ustalonych standardów jakościowych obsługi odbiorców, bonifikata stanowi 1/30 miesięcznej opłaty za zamówioną moc cieplną dla obiektów, w których nastąpiło przedłużenie przerwy w dostarczaniu ciepła - za każdą rozpoczętą dobę przedłużenia tej przerwy.

§ 39. Zamówiona moc cieplna jest ustalana przez odbiorcę co najmniej na okres 12 miesięcy i może być zmieniona wyłącznie w terminie ustalonym w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej.

§ 40. 1. Obliczeniowe natężenie przepływu w przyłączy do węzła cieplnego, a w przypadku grupowego węzła cieplnego - obsługującego obiekty więcej niż jednego odbiorcy, także w eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w tych obiektach, jest ustalane przez to przedsiębiorstwo na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez danego odbiorcę i różnicy temperatury wody w warunkach obliczeniowych w następujący sposób:

- 1) temperaturę wody dostarczanej do węzła cieplnego ustala się na podstawie tabeli regulacyjnej dla danej sieci ciepłowniczej, po uwzględnieniu strat ciepła podczas przesyłania i wynikającego z tych strat obniżenia temperatury wody w przyłączy do tego węzła;
- 2) temperaturę wody dostarczanej do instalacji centralnego ogrzewania ustala się na podstawie danych projektowych dla tej instalacji;
- 3) obniżenie temperatury wody w przyłączy, o którym mowa w pkt 1, określa się w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej;
- 4) temperaturę wody zwracanej z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej ustala się dla warunków obliczeniowych, uwzględniając układ funkcjonalny tego węzła oraz optymalne wykorzystanie ciepła w zainstalowanych w nim urządzeniach;

5) różnicę temperatury wody dostarczonej do węzła cieplnego i zwróconej z tego węzła do sieci ciepłowniczej oblicza się uwzględniając obowiązujący dla tej sieci wykres regulacyjny oraz schemat funkcjonalny i warunki cieplno – hydrauliczne dla tego węzła cieplnego.

2. Obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła dla danej sieci ciepłowniczej, określone na podstawie przyłączeniowej mocy cieplnej dla tej sieci, powinno być równe sumie obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła dla węzłów cieplnych przyłączonych do tej sieci i średnich strat nośnika ciepła w tej sieci, z tolerancją + 5 % i – 5 %.

3. Jeżeli warunek, o którym mowa w ust. 2, nie jest spełniony, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje niezbędnej korekty przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczej lub uzgadnia z odbiorcami korektę zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła dla węzłów cieplnych, przyłączonych do tej sieci.

4. Obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła dla węzła cieplnego stanowi podstawę doboru urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła w przyłączy do tego węzła, a w przypadku grupowego węzła cieplnego, obsługującego obiekty więcej niż jednego odbiorcy, także urządzeń regulujących natężenie przepływu wody w eksploatowanych przez to przedsiębiorstwo przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w tych obiektach.

§ 41. 1. Wielkość poboru mocy cieplnej oblicza się na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego:

- 1) przy dostarczaniu ciepła w postaci pary - jako średnią w ciągu godziny moc cieplną, obliczoną:
 - a) jako różnica odczytów wskazań ciepłomierza, dokonanych w odstępie jednej godziny,
 - b) na podstawie średniego w ciągu godziny natężenia przepływu, ciśnienia i temperatury pary dostarczanej ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej lub z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego oraz średniego w ciągu tej godziny natężenia przepływu i temperatury skroplin, zwracanych z sieci ciepłowniczej do źródła ciepła lub z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej;
- 2) przy dostarczaniu ciepła w postaci gorącej wody - jako średnią w ciągu doby moc cieplną, obliczoną:
 - a) jako 1/24 różnicy odczytów wskazań ciepłomierza, dokonanych w odstępie 24 godzin,
 - b) na podstawie średniego w ciągu doby natężenia przepływu i temperatury wody dostarczanej ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej lub z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego oraz średniego w ciągu tej doby natężenia przepływu i temperatury wody, zwracanej z sieci ciepłowniczej do źródła ciepła lub z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej.

2. Ograniczenie lub przekroczenie mocy cieplnej określa się jako różnicę między rzeczywistą mocą cieplną, określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i rzeczywistych parametrów nośnika ciepła dla aktualnych lub obliczeniowych warunków atmosferycznych, a mocą cieplną określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła, określonych w tabeli regulacyjnej dla tych samych warunków atmosferycznych.

3. Jeżeli umowa sprzedaży ciepła, umowa przesyłowa lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, a ustalone w odrębnych przepisach standardy jakościowe obsługi odbiorców określające dopuszczalne odchylenia natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła są dotrzymane przez przedsiębiorstwo energetyczne, wynikające z tych odchyleń dopuszczalne ograniczenie mocy cieplnej wynosi w warunkach obliczeniowych:

- 1) przy dostarczaniu ciepła do sieci ciepłowniczej:
 - a) do 7 % - gdy nośnikiem ciepła jest woda,
 - b) do 10 % - gdy nośnikiem ciepła jest para;
- 2) przy dostarczaniu ciepła do węzła cieplnego:
 - a) do 10 % - gdy nośnikiem ciepła jest woda,
 - b) do 17 % - gdy nośnikiem ciepła jest para.

§ 42. 1. Jeżeli z powodu niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców nastąpiło ograniczenie mocy cieplnej, odbiorcy przysługuje upust, o ile umowa sprzedaży ciepła, umowa przesyłowa lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, którego wysokość oblicza się w następujący sposób:

- 1) jeżeli ograniczenie mocy cieplnej wynosi do 40%, wysokość upustu oblicza się według wzorów:

$$S_u = S_{um} + S_{uc}$$
$$S_{um} = 0,25 (N_t - N_r) \times C_n \times h_p : 365$$
$$S_{uc} = 0,4 (N_t - N_r) \times 3,6 \times 24 \times h_p \times C_c :$$

- 2) jeżeli ograniczenie mocy cieplnej wynosi powyżej 40%, wysokość upustu oblicza się według wzorów:

$$S_u = S_{um} + S_{uc}$$
$$S_{um} = 0,5 (N_t - N_r) \times C_n \times h_p : 365$$
$$S_{uc} = 0,8 (N_t - N_r) \times 3,6 \times 24 \times h_p \times C_c ,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_u – łączny upust za ograniczenia w dostarczaniu ciepła,
- S_{um} – upust za ograniczenie mocy cieplnej,
- S_{uc} – upust za nie dostarczone ciepło,
- N_t – moc cieplną określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła określonych w tabeli regulacyjnej [w MW],
- N_r – rzeczywistą moc cieplną, określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i rzeczywistych parametrów nośnika ciepła [w MW],
- 24 - mnożnik, oznaczający 24 godziny w ciągu doby, wyrażony [w h],
- h_p – liczbę dni, w których wystąpiły ograniczenia w dostarczaniu ciepła, spowodowane nie dotrzymaniem przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- C_n – cenę za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej [w zł/MW],
- C_c – cenę ciepła dla danej grupy taryfowej [w zł/GJ].

2. Niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, o których mowa w ust. 1, wymaga potwierdzenia protokołem, podpisanym przez strony, które zawarły umowę sprzedaży ciepła, umowę przesyłową lub umowę kompleksową.

3. W przypadku niestawienia się przedstawiciela jednej ze stron w uzgodnionym miejscu i czasie w celu sporządzenia protokołu, o którym mowa w ust. 2, protokół może być sporządzony przez jedną ze stron oraz stanowi podstawę do dochodzenia upustów, o których mowa w ust. 1.

§ 43. Upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, obliczone w sposób określony w § 42 ust. 1, na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w grupowym węźle cieplnym, obsługującym obiekty więcej niż jednego odbiorcy, dzieli się między poszczególnych odbiorców proporcjonalnie do ich udziału w obciążeniu grupowego węzła cieplnego według wzoru:

$$U_o = U_{wg} \times N_o : N_{wg},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_o – upust dla danego odbiorcy,

U_{wg} – upust obliczony na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, zainstalowanego w grupowym węźle cieplnym,

N_o – zamówioną moc cieplną dla obiektów danego odbiorcy [w MW],

N_{wg} – zamówioną moc cieplną dla wszystkich obiektów, zasilanych z grupowego węzła cieplnego [w MW].

§ 44. 1. W przypadku, gdy ciepło jest pobierane bez zawarcia umowy sprzedaży ciepła, umowy przesyłowej lub umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne obciąża nielegalnie pobierającego ciepło opłatami, których wysokość oblicza się na podstawie pięciokrotności cen za zamówioną moc cieplną i ciepło oraz stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, określonych w taryfie dla grupy taryfowej o podobnym charakterze oraz:

- 1) wielkości nielegalnie pobranej mocy cieplnej, ustalonej na podstawie wielkości obiektów, w których ciepło jest pobierane bez zawarcia umowy oraz zamówionej mocy cieplnej dla podobnych obiektów;
- 2) wielkości nielegalnie pobranego ciepła, ustalonej na podstawie wielkości pobranej mocy cieplnej, o której mowa w pkt 1, i średniego czasu jej wykorzystania dla podobnych obiektów.

2. W przypadku, gdy ciepło jest pobierane niezgodnie z warunkami określonymi w umowie sprzedaży ciepła, umowie przesyłowej lub umowie kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w wysokości obliczonej na podstawie dwukrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla danej grupy taryfowej: opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpił pobór ciepła niezgodnie z umową sprzedaży ciepła, umową przesyłową lub umową kompleksową.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 1, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnie pobieranego ciepła, a w przypadku braku możliwości udowodnienia tego okresu - dla okresu jednego roku, jeżeli umowa sprzedaży ciepła, umowa przesyłowa lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.

4. W przypadku przekroczenia zamówionej mocy cieplnej z powodu zwiększenia przez odbiorcę natężenia przepływu nośnika ciepła powyżej obliczeniowego natężenia przepływu, przedsiębiorstwo energetyczne, na podstawie wysokości mocy cieplnej wynikającej z tego przekroczenia, może obciążyć odbiorcę opłatą za zamówioną moc cieplną oraz opłatą stałą za usługi przesyłowe w sposób określony w ust. 2.

ROZDZIAŁ 5 Przepisy przejściowe i końcowe

§ 45. 1. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych, obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują do dnia określonego w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zatwierdzających te taryfy.

2. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w § 4 ust. 2, obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują do dnia uzgodnionego przez strony w zawartych umowach.

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

Minister Gospodarki i Pracy

Uzasadnienie

Projekt nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr , poz.). Zgodnie z art. 16, przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie tej ustawy, zachowują moc, o ile nie są z nią sprzeczne, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym ustawą, nie dłużej jednak niż przez dwanaście miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy. W związku z powyższym zaistniała konieczność dostosowania zapisów rozporządzenia do wymogów nowelizacji.

Zaproponowane zmiany wynikają z następujących przesłanek:

- a) ze zmiany art. 5 oraz wprowadzeniu nowego art. 5a do ustawy – *Prawo energetyczne* (tekst jednolity Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.), w których wprowadzono możliwość dostarczania ciepła na podstawie umowy kompleksowej,
 - ze zmian art. 45 ww. ustawy, polegających na wprowadzeniu uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność przedsiębiorstwa do kosztów uzasadnionych bieżącej działalności przedsiębiorstwa.

Ponadto należy zaznaczyć, że stosunkowo mała ilość proponowanych obecne innych zmian wynika z tego, że niedawno w obowiązującym rozporządzeniu wprowadzono bardzo istotne zmiany w stosunku do poprzednich regulacji, dostosowując rozwiązania prawne do wzmocnienia więzi rynkowych pomiędzy dostawcami i odbiorcami ciepła oraz do specyfiki funkcjonowania ciepłownictwa na rynkach lokalnych, w tym uwypuklono rolę planowania i

analizy działalności, racjonalizacji kosztów i poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw.

Zaproponowane zmiany korzystnie wpłyną na proces kształtowania usług w zakresie zaopatrywania odbiorców w ciepło, co ze względów społecznych jest pilnie oczekiwane.

Poniżej przedstawiono najbardziej istotne zmiany, jakie wprowadza projekt w stosunku do istniejącego rozporządzenia.

Rozdział 1 „Przepisy ogólne”

1. W § 1 pkt 2 zmieniono zapis zakresu regulacji rozporządzenia dotyczący rozliczeń w obrocie ciepłem.

Rozdział 2 „Szczegółowe zasady kształtowania taryf”

1. W § 5-7 odpowiednio uzupełniono regulacje dotyczące umów o zapis „umowa kompleksowa”.

Rozdział 3 „Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat”

1. W § 11 uzupełniono zapis dotyczący planowanych rocznych kosztów działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło o koszty obejmujące również uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w tę działalność.

Rozdział 4 „Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie ciepłem”

1. W § 29-44 odpowiednio uzupełniono regulacje o zapisy „umowa kompleksowa”.

Rozdział 5 „Przepisy przejściowe i końcowe”

1. W przepisach przejściowych wprowadzono zapisy związane z okresem obowiązywania taryf przedsiębiorstw energetycznych, zarówno zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jak i uzgodnionych przez strony w zawartych umowach.

Wprowadzone projektem zapisy nie wywołują żadnych skutków finansowych dla budżetu państwa.

Ocena skutków regulacji

I. Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia poddany zostanie konsultacjom społecznym z:

- Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, skupiającą szerokie środowisko ciepłowników i odbiorców ciepła;
- Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, jako organem regulującym działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne*;
- Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, skupiającym wytwórców ciepła pracujących w oparciu o technologię kogeneracji;
- Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie, skupiającym wytwórców energii elektrycznej, wytwarzających również ciepło dla odbiorców zewnętrznych.

Wynikiem tych konsultacji mogą być istotne zmiany w stosunku do obecnej treści projektu rozporządzenia.

II. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

1. Na dochody i wydatki budżetu sektora publicznego

Wejście w życie rozporządzenia w proponowanym kształcie nie spowoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw

Przewiduje się, że wprowadzone korekcyjne zmiany zapisów przyczynią się do umacniania więzi rynkowych pomiędzy dostawcami i odbiorcami ciepła. Specyfika funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych na rynkach lokalnych sprawia, że polepszanie jakości świadczonych przez nie usług w obszarze dostaw i sprzedaży ciepła odbiorcom leży coraz bardziej w ich interesie. Oznacza to, że muszą one między innymi coraz bardziej zabiegać o pozyskiwanie nowych i utrzymywanie istniejących odbiorców, a także muszą uruchamiać procesy swojej wewnętrznej restrukturyzacji, adekwatne do warunków zmieniającego się otoczenia, by móc z powodzeniem realizować swoje usługi.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu wprowadzonych zapisów na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki

W dłuższym horyzoncie czasowym, polepszenie funkcjonowania lokalnych rynków ciepła może pozytywnie przyczynić się do poprawy konkurencyjności wewnętrznej gospodarki kraju poprzez zmniejszenie lub ustabilizowanie wydatków na ciepła przez funkcjonujące podmioty gospodarcze (zmniejszenie lub stabilizacja kosztów ciepła).

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny

Jednym z celów poprzedniej nowelizacji rozporządzenia było wzmocnienie procesu wprowadzania elementów rynkowych w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych w obszarach lokalnych rynków ciepła. Niniejsze rozporządzenie w pełni podtrzymuje

wprowadzone zapisy, jako naturalny element ciągłości prawnej. Zatem w dłuższym horyzoncie czasowym można oczekiwać na pozytywne przełożenie się lepszej działalności tych przedsiębiorstw na rozwój regionalny, w postaci gwarantowania przez nie stabilnych dostaw relatywnie tańszego ciepła dla odbiorców.

6. Skutki prawne związane z wejściem w życie projektu rozporządzenia

Projekt służy dostosowaniu rozporządzenia do zmian spowodowanych wejściem w życie ustawy *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne* oraz uwzględnia praktyczne doświadczenia w stosowaniu dotychczasowych przepisów.