**UZASADNIENIE**

Projekt rozporządzenia został opracowany na podstawie przepisu upoważniającego zawartego w art. 46 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „Prawo energetyczne”.

Na mocy tego przepisu, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (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 i przedsiębiorstw energetycznych, eliminowanie subsydiowania skrośnego, przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego.

**Cel i potrzeba zmiany rozporządzenia**

Celem proponowanych zmian jest wprowadzenie do rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”:

* możliwości utworzenia grupy taryfowej dla odbiorców przyłączonych do sieci, którzy wykorzystują energię elektryczną wyłącznie na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania i świadczenia na niej usług ładowania zgodnie z ustawą z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
* mechanizmu uwzględniania w ramach tzw. salda konta regulacyjnego w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych różnic w osiąganych faktycznie przychodach tych operatorów w stosunku do planowanych przychodów wynikających z zatwierdzanych dla tych lat taryf, które to różnice nie zależą od operatorów i są przede wszystkim wynikiem odchyleń nośników opłat takich jak np. wolumen dostaw energii elektrycznej czy poziom mocy umownej, na podstawie których kalkulowane są stawki opłat,
* możliwości otrzymywania przez odbiorców końcowych faktur za energię elektryczną w formie elektronicznej oraz możliwości otrzymywania tą drogą informacji o rozliczeniach za dostarczoną energię.

W przychodach operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) obserwuje się występowanie corocznych rozbieżności pomiędzy przychodem rzeczywistym, a przychodem regulowanym w części tego przychodu zależnego od nośników opłat i zachowań odbiorców. Należy wskazać, że takie rozbieżności występowały w przeszłości i są nie do uniknięcia w przyszłości w odniesieniu do tych opłat, na które wpływają odchylenia wielkości nośników opłat (w szczególności ilości dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej oraz zamawianej mocy), a także opłat będących skutkiem wyłącznie zachowań odbiorców, m.in. pobieranych z powodu przekroczenia przez odbiorców mocy zamówionej (umownej), czy przekroczenia energii biernej, jak i wszelkich opłat dodatkowo pobieranych przez operatorów systemów elektroenergetycznych na podstawie rozporządzenia taryfowego.

Znaczącym przykładem jest 2019 r., w którym w wyniku opóźnionego wejścia w życie taryf operatorów (o ponad 3 miesiące), oraz podjętych przez odbiorców działań ograniczających zużycie energii elektrycznej, operatorzy uzyskali przychód na poziomie niepokrywającym kosztów uzasadnionych (w tym kosztów operacyjnych) oraz poziomu zwrotu z zaangażowanego kapitału, w wysokościach uznanych za uzasadnione przez Prezesa URE i przyjętych do kalkulacji taryf na rok 2019.

Przewiduje się, że sytuacja o podobnym charakterze, lecz o znacznie większej skali, będzie miała miejsce w 2020 roku z powodu istotnego ograniczenia poboru energii przez odbiorców w okresie epidemii koronawirusa SARS CoV-2 (teza ta wynika z aktualnych danych np. w zakresie energii zapotrzebowanej przez odbiorców). Jednocześnie uzyskanie przez OSD i OSP wyższego przychodu niż planowany w taryfie z opłat zależnych od nośników opłat, skutkuje wyższym, nieuzasadnionym obciążaniem odbiorców, niż wynikające z wysokości uzasadnionych kosztów działalności operatorów oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Celowe i uzasadnione jest zatem wprowadzenie mechanizmu wyrównującego w dłuższym terminie przychody OSD i OSP zależne od nośników opłat, który odpowiednio bądź wyrówna OSD i OSP brakujący uzasadniony przychód, bądź też zapewni ograniczenie nadmiernych wzrostów kosztów przenoszonych na odbiorców w przyszłych okresach regulacyjnych - obniżając je. Takim mechanizmem wyrównującym przychód w sytuacji uzależnienia jego uzyskania przede wszystkim od opłat zmiennych i wolumenu dostarczanej odbiorcom energii, jest konto regulacyjne.

Jest to mechanizm znany z regulacji operatorów systemu w wielu państwach europejskich i stosowany tam, gdzie tzw. ryzyko wolumenowe związane z niepewnością planowania dostawy energii do odbiorców jest duże i nie jest ograniczone przez następujące zasady/warunki regulacji: ustalanie przychodu regulowanego w jak największym stopniu poprzez opłaty stałe (np. Holandia, Słowacja), czy model „full revenue cap” (np. Finlandia, Norwegia, Wielka Brytania, Szwecja). Państwami, w których wdrożono mechanizm konta regulacyjnego dla przychodów, są np. Austria, Belgia, Czechy, Francja, Niemcy, Irlandia, Portugalia.

Proponowane zmiany dotyczyć będą wszystkich operatorów systemu przedkładających taryfy do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Stosowanie konta regulacyjnego największy wpływ będzie miało dla największych operatorów systemów, tj. operatorów systemu przesyłowego i operatów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci przesyłowej, których sieci pokrywają obszar całego kraju. Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, rozporządzeniem taryfowym oraz rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, powyżej wymienieni operatorzy mają największy wpływ na bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

**Opis proponowanych zmian oraz wskazanie różnic pomiędzy dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym**

1. Pierwsza zmiana w rozporządzeniu taryfowym ma na celu ułatwienie rozwoju elektromobilności w pierwszym okresie funkcjonowania rynku ładowania pojazdów elektrycznych, w którym liczba pojazdów elektrycznych korzystających z usług ładowania nie jest proporcjonalna do stałych kosztów związanych z zapewnieniem dostaw energii dla infrastruktury ładowania.

Proponowana zmiana zakłada przeniesienie ciężaru finansowego ze składnika stałego stawki sieciowej i stawki opłaty przejściowej na składnik zmienny, który powiązany jest z rzeczywistym zakresem wykorzystania infrastruktury ładowania.

Powyższe pozwoli na prawidłowe odzwierciedlenie kosztów związanych z funkcjonowaniem stacji ładowania w otoczeniu rynkowym znajdującym się w fazie rozwoju, przy jednoczesnym zapewnieniu operatorom systemu dystrybucyjnego przychodów w zakresie opłat dystrybucyjnych wzrastających proporcjonalnie do przyrostu usług ładowania.

## W obecnym stanie prawnym, przepisy ustawy - Prawo energetyczne przewidują w art. 45 ust. 6a, wymóg stworzenia odrębnej taryfy dla energii elektrycznej dla infrastruktury ładowania ale tylko dla drogowego transportu publicznego oraz uwzględniania konieczności rozwoju zbiorowego transportu publicznego wykorzystującego pojazdy elektryczne. Jednocześnie w przypadku pozostałych stacji ładowania, pozostaje możliwość wyodrębnienia zasad rozliczania dla niektórych grup odbiorców, w ramach ogólnych zasad, wynikających z art. 45 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwa energetyczne mogą różnicować ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców także ze względów innych niż koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej. Tego rodzaju przepisy zostały zawarte w obecnie obowiązującym rozporządzeniu taryfowym i obejmują odrębną grupę taryfową dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także specjalną grupę taryfową dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych, w celu stymulowania tych odbiorców do zużywania większej ilości energii elektrycznej w godzinach od 22.00 do 6.00 (tzw. taryfa antysmogowa). Analogiczne rozwiązanie przewiduje rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, pozwalające aby przedsiębiorstwo energetyczne mogło ustalić w taryfie dla ciepła ceny i stawki opłat w taki sposób, aby łagodzić skutki wprowadzenia w pierwszym roku stosowania taryfy cen i stawek opłat dla tych grup taryfowych, których ochrona interesów tego wymaga, biorąc pod uwagę eliminowanie subsydiowania skrośnego. Wprowadzenie odrębnej grupy taryfowej dla stacji ładowania jest zatem możliwe przez proponowane zmiany. Celowe jest przy tym, w celu uproszczenia modelu ustalania taryf, powiązanie cen i stawek opłat określonych w taryfie, z inną najbliższą rodzajowo grupą taryfową (grupą podstawową).

Aktualnie koszty energii i usług dystrybucyjnych dla szybkiej stacji ładowania DC o mocy 50 kW w rozliczeniu miesięcznym i jednostkowym w Polsce są jednymi z najwyższych w Europie. Operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania ponoszą bardzo duże koszty związane z płaceniem stałych opłat dystrybucyjnych, które są nieproporcjonalnie duże w porównaniu z rzeczywistymi kosztami ponoszonymi za zużycie energii w ramach ładowania pojazdów elektrycznych. Obecnie w Polsce występują różne taryfy przeznaczone dla różnych odbiorców energii elektrycznej. Do zasilania stacji ładowania pojazdów elektrycznych stosuje się najczęściej taryfy B 21 dla ładowarek szybkich o mocy powyżej 22 kW oraz C 22 dla ładowarek wolnych o mocy poniżej 22 kW. Dla porównania obliczono obecny koszt funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania w taryfie B21, który w sumie wynosi 3501,89 zł co miesiąc, z czego opłata stała to (standardowa) 3124 zł.

Proponowana taryfa zakłada wprowadzenie do grupy taryfowej z jednostrefowym rozliczeniem zmiany, w której nie stosuje się składnika stałego stawki sieciowej oraz stawki opłaty przejściowej, natomiast stosuje się składnik zmienny stawki sieciowej w wysokości 300 % składnika zmiennego stawki sieciowej obowiązującego w grupie taryfowej z rozliczeniem jednostrefowym. Po wprowadzeniu zmian koszt funkcjonowania stacji w tej taryfie wynosiłby 688,39 zł/m-c.

Proponowana taryfa jest korzystna dla operatorów stacji ładowania. Z obliczeń opracowanych przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych wynika, że OSD w pierwszym roku funkcjonowania powyższej taryfy straciłoby ok. 11 mln. zł. Strata ta zmniejszałaby się wraz ze wzrostem liczby pojazdów elektrycznych i przy liczbie ok. 80 tys. zostałaby zniwelowana. Znaczący zysk wystąpiłby przy liczbie około 150 tys. pojazdów i wynosiłby ok. 50 mln. zł. Wprowadzenie E-taryfy będzie miało bardzo duży wpływ na dalsze wprowadzanie elektromobilności w Polsce i jest zgodne z polityką krajową, w szczególności z określonym w Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych celem w postaci budowy 400 punktów ładowania o dużej mocy. Przedsiębiorca prowadzący stacje ładowania w dalszym ciągu ponosić będzie na tych samych zasadach co inni przedsiębiorcy opłaty dodatkowe obciążające odbiorców o charakterze quasi-publicznoprawnym, tj. opłatę przejściową oraz opłatę OZE w stopniu analogicznym do innych przedsiębiorców. W efekcie projektowany mechanizm nie może stanowić pomocy publicznej, gdyż nawet gdyby prowadził do różnego obciążania przedsiębiorców opłatami dystrybucyjnymi nie będzie udzielany ze środków Państwa.

1. Wdrożenie mechanizmu wyrównującego odbywa się poprzez wprowadzenie w rozporządzeniu mechanizmu tzw. konta regulacyjnego.

Konto regulacyjne jest instrumentem pozwalającym na uzyskanie przez operatorów systemów przychodów pokrywających uznane za uzasadnione przez Prezesa URE koszty wykonywanej działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału, wynikające z zatwierdzonych taryf, które mogą nie być przez tych operatorów faktycznie osiągane lub są osiągane w wielkościach wyższych niż przyjmowane do kalkulacji taryf, z uwagi w szczególności na inne wielkości wykonanych nośników opłat niż przyjmowane do kalkulacji taryf.

W założeniu konto regulacyjne umożliwi ujęcie w kalkulacji taryfy na dany rok obowiązywania taryfy "t+2" przychodu uwzględniającego saldo konta regulacyjnego dotyczącego roku „t”, jednak w ograniczonej wysokości. W roku t+1 zostanie wyznaczona różnica pomiędzy planowanymi (na rok t) a rzeczywistymi przychodami (w roku t) z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodami, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5 rozporządzenia taryfowego, a dla OSP także przychodu z opłaty jakościowej. Różnica zostanie uwzględniona przy kalkulacji wysokości przychodu regulowanego na rok t+2.

Graficzna prezentacja mechanizmu:



Dotychczas stosowane w Polsce mechanizmy regulacyjne nie zapewniały możliwości dokonywania takiej korekty, uniemożliwiając uwzględnianie w kalkulacji taryfy na kolejny rok uzyskanych wyższych lub niższych niż planowane przychodów uzyskanych przez operatora systemu elektroenergetycznego w poprzednich latach taryfowych. Skutkowało to przeniesieniem wyłącznie na OSD i OSP tzw. ryzyka wolumenowego oraz przeważnie prowadziło do braku pokrywania uznanych przez Prezesa URE i przyjętych do kalkulacji taryf uzasadnionych kosztów i zwrotu z zaangażowanego kapitału (a więc jednej z podstawowych zasad regulacji wynikającej z ustawy – Prawo energetyczne, gwarantującej OSD i OSP stabilność przychodów i ich działalności) oraz niemożności ich odzyskania przez operatorów w przyszłości. Oczywiście zdarzały się przypadki odwrotne.

Mając na względzie powyższe, w § 22 rozporządzenia taryfowego dodaje się nowy ust. 4 wskazujący, iż „Ustalając przychód pokrywający koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego, uwzględnia się saldo konta regulacyjnego, o którym mowa w § 22a.”

Jednocześnie dodaje się nowy § 22a, wskazujący w ust. sposób obliczenia salda konta regulacyjnego.

Saldo konta oblicza się według wzoru:

$$KR\_{n}=\left(O\_{dp n-2}-O\_{dr n-2}\right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| *KRn* | - | saldo konta regulacyjnego dla taryfy na rok okresu regulacji „n” [zł],  |
| $$O\_{dp n-2}$$ | - | sumę przyjętego w taryfie na rok okresu regulacji „n-2” planowanego przychodu, będącego podstawą kalkulacji stawek opłat na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych, w części wynikającej z poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz planowanych na ten okres przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, łącznie dla wszystkich odbiorców [zł], |
| $$O\_{dr n-2}$$ | - | sumę rzeczywiście uzyskanego w roku okresu regulacji „n-2” przychodu w części wynikającej z poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2) - 5), a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, w okresie 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych łącznie od wszystkich odbiorców [zł]. |

Jednocześnie w § 22a ust. 2 wprowadzony zostaje mechanizm chroniący odbiorców przed zbyt dużym wzrostem stawek, który wprowadził graniczną wartość takiego wzrostu w przypadku, gdyby uwzględnienie salda konta regulacyjnego miałoby spowodować zmianę jednostkowego planowanego przychodu, wyrażonego w zł/MWh, określonego na rok okresu regulacji „n” w sposób wskazany w § 22, z uwzględnieniem planowanego na ten okres wolumenu dostaw energii elektrycznej, o więcej niż 2 % w roku okresu regulacji „n”. W takim przypadku na rok n okresu regulacji uwzględnia się część salda tego konta w wysokości odpowiadającej 2 % przychodu określonego na rok okresu regulacji „n” wyrażonego w zł. Zgodnie natomiast z regulacją zawartą w § 22 ust. 3, pozostałą część salda konta regulacyjnego nieuwzględnionego w przychodzie, określonym na rok okresu regulacji „n” w sposób wskazany w § 22, uwzględnia się w taryfie na kolejny rok okresu regulacji „n+1”. Jeśli na podstawie ust. 3 wzrost jednostkowego planowanego przychodu miałby być wyższy niż wartość % wskazana w ust. 2, mechanizm ujęcia salda opisany w ust. 2 ponawia się.

Dla okresu przejściowego przewidziane jest wprowadzenie przepisów incydentalnych dla taryf ustalanych na rok 2021 i rok 2022 uwzględniających rozliczenia roku 2020, co ma związek z obserwowanym istotnym ograniczeniem poboru energii przez odbiorców w okresie epidemii koronawirusa SARS CoV-2, wpływającym na obniżenie przychodów OSD i OSP.

Do rozporządzenia nowelizującego wprowadzony zostaje § 2 dotyczący taryfy ustalanej na rok 2021. Zgodnie z ust. 1 „ustalając przychód, o którym mowa w § 22, będący podstawą kalkulacji stawek opłat dystrybucyjnych lub przesyłowych dla energii elektrycznej, na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części rok 2021, ustala się zaliczkę na saldo konta regulacyjnego na 2022 rok wynikającą z wykonania przychodu w 2020 roku.” W ust. 2 określony zostaje wzór na obliczenie wysokości zaliczki na rok 2021:

$$KR\_{z2022}=\left(O\_{dp xm2020}-O\_{dr xm2020}\right)$$

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| *KRz2022* | - | zaliczka na poczet salda konta regulacyjnego na rok okresu regulacji obejmujący 2022 rok do uwzględnienia w przychodzie będącym podstawą kalkulacji stawek opłat, na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2021 rok wynikająca z wykonania przychodu w 2020 roku [zł],  |
| $$ O\_{dp xm2020}$$ | - | suma planowanego w kalkulacji taryfy na rok okresu regulacji obejmujący 2020 rok przychodu, w części wynikającej z poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2) - 5), a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, łącznie dla wszystkich odbiorców [zł], w wysokości przypisanej dla okresu „x”, za który w całości lub w części 2020 roku został ustalony wykonany przychód z tego tytułu; planowany przychód na okres „x” ustala się jako iloczyn planowanego przychodu będącego podstawą kalkulacji na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2020 rok i proporcji wykonania sumy wyżej wymienionych elementów przychodu w okresie „x” jako średniej w analogicznych okresach lat 2017-2019 do średniej wartości rocznych w latach 2017-2019 [zł]. |
| $$O\_{dr xm2020}$$ | - | suma rzeczywiście uzyskanego w okresie „x” w roku okresu regulacji obejmującego 2020 rok przychodu z tytułu poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, łącznie od wszystkich odbiorców [zł]. |

Zaliczka ma być obniżona o koszty wynikające z ewentualnego niewykonania przez operatorów systemów dystrybucyjnych lub operatora systemu przesyłowego planowanych nakładów inwestycyjnych na rok okresu regulacji obejmującego rok 2020, kalkulowanych analogicznie jak przychód regulowany w okresie „x” jako średniej w analogicznych okresach lat 2017-2019 do średniej wartości rocznych w latach 2017-2019.

W przypadku gdy uwzględnienie zaliczki, o której mowa w ust. 1, miałoby spowodować zmianę z tego tytułu jednostkowego planowanego przychodu, wyrażonego w zł/MWh, określonego w sposób wskazany w § 22 na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2021 rok, z uwzględnieniem planowanego na ten okres wolumenu dostaw/zużycia energii elektrycznej, o więcej niż 4 %, to wówczas uwzględnia się część salda tego konta w wysokości odpowiadającej 4 % przychodu określonego na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2021 rok, wyrażonego w zł.

Z kolei w nowym § 3 rozporządzenia nowelizującego określone zostały zasady dotyczące określenia salda konta regulacyjnego w roku 2022. Saldo określa się według wzoru:

$KR\_{2022}=\left(O\_{dp 2020}-O\_{dr 2020}\right)-KR\_{z2022re}$,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| KR2022 | - | saldo konta regulacyjnego dla taryfy na rok okresu regulacji obejmujący 2022 rok [zł],  |
| KRz2022re | - | zaliczka na poczet salda konta regulacyjnego na rok okresu regulacji obejmujący 2022 rok uwzględniona w przychodzie będącym podstawą kalkulacji stawek opłat na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2021 rok, obliczona w sposób określony w § 2 ust. 2 rozporządzenia nowelizującego [zł], |
| $$O\_{dp 2020}$$ | - | suma przyjętego planowanego przychodu będącego podstawą kalkulacji stawek opłat na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2020 rok, w części wynikającej z poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, łącznie dla wszystkich odbiorców [zł], |
| $$O\_{dr 2020}$$ | - | suma rzeczywiście uzyskanego w 12 kolejnych miesiącach kalendarzowych obejmujących w całości lub w części 2020 rok przychodu w części wynikającej z poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, łącznie od wszystkich odbiorców [zł]. |

Należy podkreślić, że zgodnie z regulacją zawartą w § 4 rozporządzenia nowelizującego, przepisów § 22a nie stosuje się do rzeczywiście uzyskanego przed 1 stycznia 2020 r. przychodu, co oznacza, że konto regulacyjne obejmuje okres od 1 stycznia 2020 r.

Wprowadzenie przepisów czasowych w szczególności umożliwia OSD i OSP zachowanie niezbędnych parametrów finansowych w związku ze spodziewanym istotnym obniżeniem rzeczywiście wykonanych przychodów i zaliczkowe rozliczenie salda konta regulacyjnego już w 2021 r. Powyższe rozwiązanie wynika przede wszystkim z przewidywanej skali skutków epidemii i znaczącego obniżenia przychodów operatorów systemów w 2020 do poziomu, który nie pozwoli na pokrycie uzasadnionych kosztów działalności i zwrotu z zaangażowanego kapitału. Rok 2021 będzie czasem odbudowy gospodarczej, a to będzie wymagało szeregu działań ze strony operatorów systemu i środków na wsparcie tego procesu (nowe przyłączenia, rozbudowa sieci, wsparcie dla OZE czy elektromobilności). Konto regulacyjne będzie podstawowym rozwiązaniem wspierającym operatorów w tym trudnym okresie.

Według szacunków wynikających z prognoz OSD i OSP dotyczących obniżenia wielkości dostawy energii elektrycznej do odbiorców w kraju w 2020 roku, zmiana średniej ceny za świadczoną usługę dystrybucji w 2021, wynikająca z konta regulacyjnego (przy założeniu niezmiennych elementów kalkulacji Taryfy na 2020 rok, tj. przychód regulowany 2021 = przychód regulowany 2020 oraz wolumen 2021 = wolumen 2020), będzie mieściła się, w zależności od OSD, w przedziale 1,4 % do 2,4 %. Dla OSP szacowana zmiana średniej ceny za świadczone usługi przesyłania wyniesie 1,9 %.

1. Zapewnienie odbiorcom końcowym energii elektrycznej możliwości otrzymywania faktur oraz rozliczeń w formie elektronicznej wynika z konieczności implementacji do Polskiego porządku prawnego postanowień art. 10 ust. 3 lit. b dyrektywy 2012/27/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, zwanej dalej „dyrektywą 2012/27”. Zgodnie z brzmieniem tego przepisu:

*3.Niezależnie od tego, czy inteligentne liczniki zostały zamontowane, państwa członkowskie:*

*b) zapewniają, aby odbiorcom końcowym zaoferowano opcję elektronicznej formy informacji o rozliczeniach i rachunków oraz aby odbiorcy końcowi otrzymywali, na żądanie, jasne i zrozumiałe wyjaśnienie, w jaki sposób wyliczono ich rachunek, szczególnie w przypadkach, gdy rachunki nie są oparte na rzeczywistym zużyciu;*

Państwa członkowskie UE były zobowiązane do transpozycji postanowień dyrektywy 2012/27 do dnia 5 czerwca 2014 r. Dokonując implementacji dyrektywy 2012/27 do porządku prawnego, Rząd RP uznał, że istniejące regulacje zawarte w:

1. § 35 ust. 1–2 i § 42 ust. 10 Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną;
2. art. 5 ust. 6c ustawy – Prawo energetyczne,
3. ustawie z dnia 11 marca 2004 r. o opodatkowaniu towarów i usług,
4. rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 20 grudnia 2012 r. w sprawie przesyłania faktur w formie elektronicznej

- w sposób dostateczny zapewniają wykonanie wskazanego powyżej przepisu dyrektywy 2012/27, a zatem nie stwierdzono potrzeby wprowadzania dodatkowych regulacji w tym zakresie.

Komisja Europejska przedstawiła jednakże w dniu 7 lipca 2020 r. uzasadnioną opinię wydaną na podstawie art. 258 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w związku z nieprawidłową transpozycją i nieprawidłowym stosowaniem dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, w której uznała, że Polska nie dokonała prawidłowej transpozycji postanowień art. 10 ust. 3 lit. b dyrektywy 2012/27. W związku z tym zasadnym jest wprowadzenie do rozporządzenia taryfowego dodatkowych przepisów, jednoznacznie regulujących tą kwestię. Zaproponowane rozwiązanie zawarte planowanym w § 32 ust. 6 implementuje wprost wskazany powyżej przepis dyrektywy 2012/27/UE do polskiego porządku prawnego, usuwając tym samym jakiekolwiek wątpliwości co do możliwości stosowania takiego rozwiązania w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej.

**Zgodność z prawem polskim i Unii Europejskiej**

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, a zatem nie podlega notyfikacji zgodnie z trybem przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych.

Wpływ projektowanego rozporządzenia na sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw został określony w OSR.

Ponadtoprojekt zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów zostanie umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny. Do Ministerstwa Klimatu nie wpłynęły zgłoszenia lobbingowe w trybie ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa.