

## UZASADNIENIE

### 1. Cel wprowadzenia regulacji

Niniejsza zmiana ma na celu przedłużenie do dnia 31 marca 2015 r. obecnie funkcjonującego systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji, z wyłączeniem jednostek opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.), dla których system wsparcia został ustalony do dnia 31 marca 2019 r.

Przedmiotowy projekt ma również na celu uniknięcie powstania luki prawnej w funkcjonującym obecnie systemie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji.

Ponadto w związku z końcowym etapem prac nad projektem tzw. trójpaku i zaproponowanym w nim systemie wsparcia dla kogeneracji, w niniejszym projekcie zaproponowano przedłużenie obecnie funkcjonującego systemu wsparcia na okres dwóch kolejnych lat oraz wprowadzono zakresy obowiązków na 2013 r.

Podane w projekcie zakresy obowiązków zostały opracowane na podstawie analizy wykonanej przez Agencję Rynku Energii S.A. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki.

Przedłużenie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla jednostek m.in. gazowych, węglowych lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW do 31 marca 2015 r. zapewni:

- utrzymanie konkurencyjności i opłacalności inwestycji w wysokosprawną kogenerację.

W latach 2013–2020 wejdą w życie nowe zasady w zakresie przydziału uprawnień dla instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji, zwanym dalej „ETS”. W związku z tym w 2013 r. polskie elektrociepłownie i ciepłownie przystąpią do ETS pod presją zakupu ok. 60% pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>,

- jednolite warunki wsparcia dla wszystkich rodzajów jednostek kogeneracyjnych działających w Polsce. System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, został zapewniony do dnia 31 marca 2019 r. zgodnie z art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104).

Proces wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji jest jednym z najbardziej efektywnych sposobów przetwarzania energii pierwotnej. Poprzez równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (w jednostkach kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 1 MW) zapewnia się oszczędność energii pierwotnej w wysokości ponad 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych.

Obecnie funkcjonujący mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, zwanej dalej „CHP”, polega na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, świadectw pochodzenia z kogeneracji, które mogą być przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii SA, zwanej dalej „TGE SA”.

W Polsce funkcjonują trzy rodzaje świadectw pochodzenia poświadczające wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji:

- 1) świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w jednostkach opalanych paliwami gazowymi lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW (tzw. certyfikaty „żółte”);
- 2) świadectwa energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych (tzw. certyfikaty „czerwone”);

- 3) świadectwa pochodzenia dla jednostek kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. certyfikaty „fioletowe”).

Wytwórcy, którzy uzyskali świadectwa pochodzenia z kogeneracji mogą odsprzedać je za pośrednictwem TGE SA podmiotom zobowiązanym, zyskując w ten sposób dodatkowy przychód z działalności polegającej na wytwarzaniu energii. System wsparcia CHP dopełniają zapisy ustawy umożliwiające wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorstwom, które nie wypełniły obowiązku umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub wniesienia opłaty zastępczej został nałożony na przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych.

W celu wypełnienia obowiązku przedsiębiorstwa energetyczne mogą:

- umorzyć odpowiednie świadectwa pochodzenia,
- uiścić opłatę zastępczą na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, która przeznaczona powinna być na wspieranie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze źródeł kogeneracyjnych znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059), zwaną dalej „ustawą”, do zadań Prezesa URE należy kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne ww. obowiązków. Kontrolę tę Prezes URE przeprowadza po zakończeniu każdego roku kalendarzowego (po 31 marca).

Wydawanie świadectw pochodzenia z kogeneracji regulują przepisy w art. 91 ustawy, natomiast w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw określono, iż obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia

z kogeneracji oraz uiszczenia opłaty zastępczej, stosuje się do dnia 31 marca 2013 r. Zatem 31 marca 2013 r. wygasa mechanizm określony w ustawie zapewniający wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach węglowych gazowych. Brak mechanizmów wsparcia będzie powodować poważne problemy finansowe w grupie przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło w wysokosprawnej kogeneracji, co negatywnie wpłynie na rozwój tej technologii w Polsce. Tym samym nie zostaną wypełnione zobowiązania wynikające z Pakietu energetyczno-klimatycznego, jak również z Polityki energetycznej Polski do 2030 r.

W Polsce nie występują obecnie sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, które sprzyjałyby podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW – za przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów – polegające na partycypacji w nakładach na przyłączenie w 50% przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy ponoszą opłatę kalkulowaną na podstawie 100% nakładów inwestycyjnych ponoszonych na realizację przyłączeń.

Inwestorzy mogą starać się o wsparcie finansowe z Narodowego Funduszu Środowiska i Gospodarki Wodnej, zwanego dalej „NFOŚiGW”, w ramach Programu dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji, którego celem jest zwiększenie produkcji energii z odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji. Budżet programu wynosi 1 400 mln zł. Program wdrażany jest w latach 2009–2015. Formą dofinansowania przedsięwzięć jest pożyczka, w wysokości od 4 mln zł do 50 mln zł. Beneficjenci, wyłaniani na zasadzie konkursu, są zobowiązani wykazać m.in., iż minimalny koszt całkowity przedsięwzięcia wynosi 10 mln zł.

W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko działanie 9.2 Wysokosprawne wytwarzanie wspierane są inwestycje w zakresie przebudowy i budowy jednostek wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła w skojarzeniu spełniające wymogi wysokosprawnej kogeneracji. Nabór projektów w ramach

działania odbywa się w trybie konkursowym. I konkurs został ogłoszony 27 lutego 2009 r. a II – 25 sierpnia 2010 r.

W poniższej tabeli przedstawiono produkcję energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzoną wydanymi świadectwami pochodzenia z kogeneracji, za lata 2007–2010.

Tabela: Produkcja energii elektrycznej w kogeneracji, w latach 2007–2010, wg stanu na 6 maja 2011 r. [dane URE]

Rodzaj jednostki kogeneracji	II połowa 2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.
	Ilość energii [MWh]	Ilość energii [MWh]	Ilość energii [MWh]	Ilość energii [MWh]*
Opalane paliwami gazowymi lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW	1 122 692,206	2 977 398,975	3 067 284,567	3 027 677,956
O łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej powyżej 1 MW, nieopalone paliwami gazowymi (w tym z przetwarzania biomasy i metanem z kopalń)	9 404 012,861	21 215 354,097	21 829 489,134	22 929 512,881
Opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy	-	-	-	101 083,135
Suma	10 526 705,07	24 192 753,07	24 896 773,70	26 058 273,97

\* Wydane za okres wytworzenia od dnia 11 marca 2010 r.

Ilość energii elektrycznej po uwzględnieniu umorzeń korekcyjnych.

W 2010 r. Prezes URE wydał pierwsze cztery świadectwa pochodzenia z kogeneracji dla jednostek kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego, na łączną ilość 33 334,76 MWh.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, w celu wywiązania się z ustawowego obowiązku, występują do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Poniższe tabele przedstawiają wolumen energii wynikający z umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji w latach 2008–2010 (w danym roku mogą być umarzone świadectwa wydane w bieżącym roku oraz w latach poprzednich) oraz wysokości opłat zastępczych obowiązujących w latach 2007–2011.

Tabela: Wolumen energii wynikający z umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji [MWh] [dane URE]

Rok umorzenia (obejmujący umorzenia świadectw wydanych w danym roku oraz w roku poprzednim do danego)	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.
Wolumen energii wynikający z umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji [MWh]	16 147 735,05	21 471 058,95	14 761 411,37	19 205 013,06

Tabela: Wysokość opłat zastępczych obowiązujących w latach 2007–2011 [dane URE]

	Rok	2007	2008	2009	2010	2011
Ozg	Wysokość opłaty zastępczej [zł/MWh]	117,00	117,00	128,80	128,80	127,15
	% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	97,7%	97,7%	100%	82,9%	64,5%
Ozk	Wysokość opłaty zastępczej [zł/MWh]	17,96	17,96	19,32	23,32	29,58
	% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	15%	15%	15%	15%	15%
Ozm	Wysokość opłaty zastępczej [zł/MWh]	–	–	–	59,16	59,16
	% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	–	–	–	30%	30%

Ozg – jednostkowa opłata zastępcza, nie niższa niż 15% i nie wyższa niż 110% średniej ceny sprzedaży na rynku konkurencyjnym, energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW,

Ozk – jednostkowa opłata zastępcza, nie niższa niż 15% i nie wyższa niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wytworzonej w jednostkach o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej powyżej 1 MW, nieopalone paliwami gazowymi (w tym z przetwarzania biomasy i metanem z kopalń),

Ozm – jednostkowa opłata zastępcza, nie niższa niż 30% i nie wyższa niż 120% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wytworzonej w jednostkach opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy.

Powyższe informacje szerzej zostały ujęte w Obwieszczeniu Ministra Gospodarki z dnia 16 lutego 2012 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty

w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej (M. P. poz. 108).

## 2. Zasadność wspierania kogeneracji

Wysokosprawna kogeneracja, jako jedno z narzędzi realizacji polityki energetycznej krajowej i UE, przyczynia się do:

- ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>,
- oszczędności energii,
- rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

Wykorzystanie potencjału kogeneracji w krajach Unii Europejskiej może przyczynić się do oszczędności energii rzędu 15–25 Mtoe na rok oraz ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 35–55 mln ton rocznie<sup>1)</sup>.

## 3. Dopuszczalność wsparcia

W art. 7 dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. WE L 52 z 21.02.2004, str. 50, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3), zwana dalej „dyrektywą CHP”, wskazuje na potrzebę wdrożenia systemów wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w celu stworzenia stabilnych warunków dla inwestycji w tę technologię.

Wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wskazane jest także w projektowanych przepisach (art. 10) dyrektywy o efektywności energetycznej. Projekt dyrektywy nakłada obowiązek na kraje członkowskie opracowania Krajowych Planów Działań w zakresie ogrzewania i chłodzenia dla wykorzystania potencjału wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z art. 10 ust. 11 projektu dyrektywy wsparcie wytwarzania energii elektrycznej produkowanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji i efektywnie wykorzystanego ciepła jest dozwolone.

---

<sup>1)</sup> Impact Assessment projektu dyrektywy o efektywności energetycznej.

#### 4. Wsparcie kogeneracji w krajach UE

Wysokosprawna kogeneracja jest wspierana przez inne kraje członkowskie UE, które doceniają rolę wysokosprawnej kogeneracji w realizowanej polityce ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Tego typu wsparcie jest stosowane w Danii, Finlandii, Czechach, Holandii, a także w Niemczech (ustawa o wsparciu kogeneracji wraz z systemem wsparcia w taryfach Operatorów Systemów Przesyłowych).

#### 5. Kogeneracja w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”

Jednym z celów przyjętej w dniu 10 listopada 2009 r. Polityki energetycznej Polski do 2030 r., która stanowi załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M. P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11) jest podwojenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł wysokosprawnej kogeneracji. Aby osiągnąć ten cel, konieczne jest stosowanie mechanizmu wsparcia oraz stymulacji rozwoju nowych źródeł.

Jednym z działań wykonawczych (Działanie 1.3 – str. 3) Programu Działań Wykonawczych stanowiącego załącznik do Polityki energetycznej Polski do 2030 r. jest utrzymanie systemu wsparcia energii elektrycznej w technologii wysokosprawnej kogeneracji na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce oraz zapewnienie przewidywalności tego systemu w perspektywie kolejnych 10 lat.

W przypadku zaprzestania wsparcia nie tylko rozwój kogeneracji staje się niemożliwy, ale pod znakiem zapytania pozostaje możliwość utrzymania obecnego poziomu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji po roku 2016, kiedy zacznie obowiązywać dyrektywa o emisjach przemysłowych. Istnieje już obecnie konieczność ponoszenia znaczących nakładów inwestycyjnych, szczególnie w dużych elektrociepłowniach, aby sprostać normom środowiskowym wynikającym z tej dyrektywy. Zakres prac jest tak duży i kosztowny, że okres, jaki pozostał do wybudowania niezbędnych instalacji, musi być dobrze wykorzystany począwszy od teraz. Należy zdawać sobie sprawę, że ze względów technicznych nie da się wykonać wszystkich instalacji w krótkim czasie. Problem dotyczy szczególnie elektrociepłowni, ponieważ elektrownie systemowe zostały wyposażone już w instalacje odsiarczania, które będą wymagały relatywnie



niewielkiej modyfikacji w porównaniu z budową nowych instalacji w elektrociepłowniach. Warto przypomnieć, że budowa instalacji ochrony środowiska w elektrowniach została zrealizowana ze wsparciem finansowym, co zapewniono poprzez kontrakty długoterminowe.

W tej sytuacji pozostawienie elektrociepłowni bez systemu wsparcia jest niezgodne z deklaracjami zawartymi w Polityce energetycznej Polski do 2030 r. i będzie stanowiło negatywny sygnał dla inwestorów.

#### 6. Wpływ ETS na funkcjonowanie kogeneracji

Jak wspomniano na wstępie, w latach 2013-2020 wejdą w życie nowe zasady w zakresie przydziału uprawnień dla instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji. W związku z tym w roku 2013 polskie elektrociepłownie i ciepłownie przystąpią do systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> pod presją zakupu ok. 60% pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. W kolejnych latach udział ten będzie wzrastał. Wpłynie to znacząco na wzrost kosztów wytwarzania ciepła (zależnie od ceny uprawnień) nawet o 25% w roku 2013 i w konsekwencji wzrostu cen ciepła dostarczanego do systemów scentralizowanych. Taki wzrost cen ciepła (z perspektywą dalszego, stopniowego wzrostu) może spowodować odłączanie się części odbiorców ciepła od sieci ciepłowniczych i przechodzenie na indywidualne systemy ogrzewania, które nie podlegają wymaganiom dyrektywy dot. handlu emisjami. Źródła te są w znacznym stopniu odpowiedzialne za tzw. „niską emisję” i z reguły nie pracują w skojarzeniu. Zachwieje to rynkiem ciepła, naruszając zasady konkurencji, a ponadto przyczyni się do znacznego wzrostu emisji CO<sub>2</sub> poza systemem handlu emisjami CO<sub>2</sub>. Zaproponowanym przez Komisję Europejską rozwiązaniem jest wprowadzenie nowego sposobu opodatkowania paliw (w tym dla źródeł niepodlegających dyrektywie dot. handlu emisjami). Akcyza będzie naliczana z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub> powstającego w wyniku spalania tego paliwa. Planuje się, że system ten może być wprowadzony w krajach UE już od 2013 r. Utrzymywanie niekonkurencyjnych cen ciepła w tak długim okresie może spowodować poważne zakłócenia na rynku ciepła, w tym likwidację niektórych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Obecnie ceny ciepła wytwarzanego w elektrociepłowniach bazują na cenach referencyjnych wyznaczanych w oparciu o wartości średnie taryf ciepłowni.

Ponieważ grupa ciepłowni o mocy poniżej 20 MW nie będzie objęta obowiązkiem zakupu uprawnień do emisji, a jednocześnie uczestniczy ona w bazie kotłowni stanowiących podstawę do obliczenia ceny referencyjnej dla źródeł kogeneracyjnych, zatem wyznaczona przez Prezesa URE cena referencyjna ciepła od 2013 r. nie w pełni będzie przenosić koszty zakupu uprawnień do emisji wymagane dla produkcji ciepła w elektrociepłowniach. Dlatego też chcąc uniknąć znacznego, uzasadnionego wzrostu cen ciepła, zasadne jest utrzymanie systemu wsparcia dla źródeł kogeneracyjnych na pokrycie tych dodatkowych kosztów zakupu uprawnień CO<sub>2</sub> dla ciepła, których nie uwzględnia cena referencyjna.

## 7. Przykłady

- 1) Elektrociepłownie warszawskie emitują rocznie około 6 mln ton CO<sub>2</sub>, w tym na potrzeby produkcji ciepła około 4 mln ton. Według wstępnych kalkulacji wykonanych przez specjalistów tej firmy, w 2013 r. trzeba będzie zakupić ok. 1,5 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na potrzeby produkcji ciepła, a w roku 2016 około 2,5 mln ton. Oznacza to dodatkowe koszty dla firmy w tych latach w wysokości odpowiednio 120 mln PLN i 200 mln PLN (przy założeniu, że 1 tona CO<sub>2</sub> kosztuje 20 Euro);
- 2) W elektrociepłowniach łódzkich emituje się rocznie około 2,5 mln ton CO<sub>2</sub>, w tym na potrzeby produkcji ciepła około 1,8 mln ton. W 2013 r. trzeba będzie zakupić ok. 0,8 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na potrzeby produkcji ciepła, a w roku 2016 około 1,2 mln ton. Oznacza to dodatkowe koszty dla firmy w tych latach w wysokości odpowiednio 65 mln PLN i 95 mln PLN.

## 8. Przepisy końcowe

Przed skierowaniem do uzgodnień projekt ustawy został przesłany Kancelarii Prezesa Rady Ministrów zgodnie z wymogiem, o którym mowa w § 11 ust. 1 uchwały nr 49 Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. Nr 13, poz. 221, z późn. zm.).

Projekt ustawy, z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 11a Regulaminu pracy Rady Ministrów, oraz Ministerstwa Gospodarki,

zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.).

Zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.) projekt ustawy został zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji (BIP RCL), z chwilą przekazania go do konsultacji społecznych i uzgodnień międzyresortowych. W ramach konsultacji uwagi na urzędowym formularzu zgodnie z ww. ustawą przesłały następujące podmioty:

1. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (zgłoszenie z dnia 18 maja 2012 r.),
2. Towarowa Giełda Energii S.A. (zgłoszenie z dnia 22 maja 2012 r.),
3. EDF Polska Centrala Sp. z o.o. (pismo z dnia 30 listopada 2012 r.)

Ponadto Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych pismem z dnia 18 maja 2012 r. powiadomiło, że podtrzymuje uwagi zgłoszone na urzędowym formularzu, w zakresie wysokosprawnej kogeneracji do projektu ustawy – Prawo Energetyczne.

Kopie formularzy z uwagami zostały umieszczone na stronie BIP RCL w zakładce dot. przedmiotowej ustawy.

Uwagi, które wpłynęły do Ministra Gospodarki, zostały dokładnie przeanalizowane.

Zasadniczą uwagą przedstawianą przez ww. jednostki był założony zbyt krótki czas obowiązywania systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji oraz brak zachęt dla przedsiębiorców do tworzenia nowych jednostek wytwórczych, wytwarzających energię elektryczną i ciepło w procesie wysokosprawnej kogeneracji.

Ustawa jest zgodna z prawem Unii Europejskiej, w tym art. 7 dyrektywy CHP.

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Podmioty, na które oddziałuje akt normatywny

Zgodnie z projektem ustawy proponowane rozwiązania będą bezpośrednio dotyczyły następujących grup podmiotów:

- podmiotów zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła lub obrotem nimi,
- podmiotów zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej albo zajmujących się przesyłem i dystrybucją ciepła,
- podmiotów zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi, odpowiedzialnych za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi,
- sprzedawców energii,
- osób fizycznych, osób prawnych i jednostek nieposiadających osobowości prawnej, dokonujących zakupu energii na własnego użytek.

Pośrednio, korzyści z projektowanej regulacji odniosą również wszyscy obywatele, gdyż wzrośnie poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Projektowany akt przyczyni się również do poprawy środowiska naturalnego, głównie jakości powietrza.

### 2. Konsultacje społeczne

26 kwietnia 2012 r. projekt ustawy został skierowany do konsultacji społecznych oraz uzgodnień międzyresortowych. Zgodnie z obowiązującą ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.) projekt ustawy został umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji.

Każdy zainteresowany podmiot miał prawo zgłosić uwagi i sugestie do projektu ustawy.

Należy również podkreślić, że już wcześniej, w toku prac nad projektem zorganizowano szereg spotkań z przedstawicielami sektora energetycznego w celu wypracowania rozwiązań, które wpływałyby pozytywnie na funkcjonowanie rynku energii w Polsce, a także zwiększały konkurencyjność przedsiębiorstw energetycznych na rynku wspólnotowym.

W toku konsultacji do Ministerstwa Gospodarki wpłynęło szereg uwag, zgłoszonych przez następujących partnerów społecznych, zajmujących się szeroko pojętą problematyką energetyki:

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. (PSE Operator S.A.),
- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ),
- Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE),
- Towarowa Giełda Energii SA (TGE SA),
- Urząd Dozoru Technicznego (UDT),
- PKPP Lewiatan.

Uwagi, które wpłynęły do Ministerstwa Gospodarki, zostały dokładnie przeanalizowane. Ponadto w ramach konsultacji społecznych zorganizowano spotkania z przedstawicielami sektora, organizacji konsumenckich oraz z innymi partnerami społecznymi, którzy wyrazili zainteresowanie pracami na projektem ustawy.

Wiele uwag dotyczyło aspektów redakcyjnych i stricte legislacyjnych związanych z projektem.

Zasadniczą uwagą przedstawianą przez ww. jednostki był założony czas obowiązywania dotychczasowego systemu wsparcia oraz brak zachęt dla przedsiębiorców do tworzenia nowych jednostek wytwórczych.

### 3. Skutki nieprzedłużenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji po 31 grudnia 2012 r.

W przypadku nieprzedłużenia systemu wsparcia dotychczasowa produkcja energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach opalanych gazem zostanie zaprzestana, z uwagi na to, że przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i energii cieplnej nie pokrywają kosztów funkcjonowania, tj. kosztów zmiennych oraz kosztów stałych

(łącznie z kosztami finansowymi). Nieco lepsza jest sytuacja elektrociepłowni opalanych węglem, gdzie występują niższe koszty paliwa.

Oznacza to zmniejszenie podaży energii elektrycznej w skali kraju o co najmniej nawet 24 000 MWh oraz zmniejszenie ilości dostępnej mocy dla operatora systemu przesyłowego w okresie zimowym o ok. 1200 MW. Dla porównania, aktualnie rezerwa wirująca dostępna dla OSP kształtuje się na poziomie 2400 MW.

W konsekwencji w odniesieniu do energii elektrycznej, pojawi się realne zagrożenie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw z uwagi na niezbilanowanie strony podaźowej energii elektrycznej ze stroną popytową, co będzie szczególnie dotkliwe w okresie zimowym.

Po stronie ciepła, pojawią się braki w dostawie ciepła do aglomeracji miejskich w Lublinie, Rzeszowie, Gorzowie, Siedlcach, Kutnie i innych. Istotne jest, że ciepła – z uwagi na jego lokalny charakter i techniczne uwarunkowania przesyłu energii cieplnej – nie da się importować między systemami.

Z uwagi na regulowane ceny ciepła przez Prezesa URE, brak jest możliwości przesunięcia wszystkich kosztów produkcji na koszty ciepła i pokrycie ich przychodami ze sprzedaży ciepła, tzn. brak jest możliwości dowolnego podnoszenia cen ciepła dla odbiorców.

Nawet gdyby ceny ciepła wzrosły do poziomu pokrywającego wszystkie koszty funkcjonowania elektrociepłowni, to odbiorcy zrezygnaliby z odbioru ciepła systemowego na rzecz ciepła wytwarzanego samodzielnie lub z energii elektrycznej (zwłaszcza w miastach), co przysporzyłoby dodatkowych komplikacji po stronie energii elektrycznej i zanieczyszczenia środowiska (spalanie odpadów).

Zaburzenie w sektorze funkcjonowania elektrociepłowni przeniesie się bezpośrednio na sektor gazowy z tego powodu, że brak produkcji w elektrociepłowniach spowoduje istotne zmniejszenie zapotrzebowania na paliwo gazowe, co przy obowiązujących klauzulach take or pay spowoduje dodatkowe wzrosty cen tego paliwa i dalsze wypadanie z rynku odbiorców przemysłowych gazu (zakłady azotowe, duże zakłady przemysłu chemicznego).

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

Wprowadzenie przepisów projektu ustawy nie będzie oddziaływać na podmioty sektora publicznego.

5. Wpływ aktu normatywnego na rynek pracy

Przedłużenie systemu wsparcia dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w technologii wysokosprawnej kogeneracji przyczyni się do zwiększenia konkurencyjności tych podmiotów na rynku, a przez to doprowadzi do zażegnania ryzyka zmniejszenia zatrudnienia w tych przedsiębiorstwach.

Zapisy przedmiotowego projektu ustawy będą również miały pozytywny wpływ na rynek pracy poprzez utworzenie miejsc pracy w nowych jednostkach wytwórczych.

6. Wpływ aktu normatywnego na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw

Projektowane rozwiązania prawne zawarte w projekcie w głównej mierze oddziaływać będą na przedsiębiorstwa energetyczne.

Przepisy aktu prawnego mają umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym utrzymanie pozycji konkurencyjnej w porównaniu z tego samego typu przedsiębiorstwami działającym na rynku europejskim.

7. Wpływ aktu normatywnego na sytuację i rozwój regionalny

Nie przewiduje się negatywnego wpływu przedmiotowej ustawy na sytuację i rozwój regionalny.

8. Wpływ aktu normatywnego na środowisko

Nie przewiduje się negatywnego wpływu przedmiotowej ustawy na środowisko.

9. Wskazanie źródeł finansowania

Mechanizm wsparcia jest mechanizmem rynkowym operującym na rynku od 5 lat. Przedłużenie jego nie spowoduje zwiększenia dotychczasowych kosztów jego utrzymania.

## 10. Koszty systemu wsparcia

Koszty systemu wsparcia oszacowano na podstawie danych dotyczących 2011 r.

Ze względu na częściowy brak danych oraz pomijalnie małe koszty związane z systemem wsparcia opartym na „fioletowych” certyfikatach w poniższych szacunkach nie uwzględniono systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy.

Do obliczeń przyjęto następujące dane:

- wielkość sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2011 r. wynoszącą (wg Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2011 r.)
  - 121 300 000,00 MWh,
- wysokość średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011 (wg Informacji (nr 10/2012) Prezesa URE) wynoszącą 198,90 zł/MWh,
- udział energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2011 r. wg wydanych świadectw oraz wg umorzonych świadectw (wg Informacji Prezesa URE nr 10/2012) wobec wymaganych odpowiednio 3,3%, 22,2%,
  - udział en. el. wg wydanych świadectw żółtych – 2,09%, czerwonych – 19,75%,
  - udział en. el. wg umorzonych świadectw żółtych – 0,99%, czerwonych – 5,80%,
- wysokości opłaty zastępczej Ozg w wysokości 127,15 zł/MWh i Ozk w wysokości 29,58 zł/MWh (wg Informacji Prezesa URE nr 9/2010),
- średnioważona cena praw majątkowych typu PMGM, ze wszystkich transakcji w 2011 r., wyniosła 123,05 zł/MWh (wg Towarowej Giełdy Energii),
- średnioważona cena praw majątkowych typu P MEC, ze wszystkich transakcji w 2011 r., wyniosła 23,37 zł/MWh (wg Towarowej Giełdy Energii).



Na podstawie powyższych danych oszacowano, że obciążenie 1 MWh en. el. związane z systemem wsparcia wysokosprawnej kogeneracji wynosi ok. 10,36 zł, co stanowi ok. 5% wartości średniej ceny 1 MWh en. el.

Na podstawie projektowanych zapisów ustawy nie przewiduje się znaczących różnic powyższych wartości w kolejnych latach obowiązywania systemu wsparcia.

#### 11. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy jest zgodny z ustawodawstwem Unii Europejskiej.

Ustawa jest zgodna z prawem Unii Europejskiej, w tym art. 7 dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. WE L 52 z 21.02.2004, str. 50, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3).