

<p>Nazwa projektu Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Krzysztof Tchórzewski, Minister Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Piotr Czopek (tel. 695 88 20, e-mail: Piotr.Czopek@me.gov.pl)</p>	<p>Data sporządzenia 16.03.2018</p> <p>Źródło: Inne</p> <p>Nr w wykazie prac UD 371</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niedoinwestowanie polskiego ciepłownictwa

Polska posiada potencjał podwojenia produkcji ciepła w kogeneracji dzięki zamianie kotłów ciepłowniczych na źródła kogeneracyjne. Wykorzystanie potencjału kogeneracji wymaga jednak bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych. Niestety, trudna sytuacja firm ciepłowniczych, balansujących na granicy rentowności, stanowi poważną przeszkodę w realizacji wymaganych inwestycji. Przeprowadzone analizy dowodzą, iż polski sektor ciepłowniczy od kilku lat znajduje się w trudnej sytuacji. Większość aktywów ciepłowniczych należy przede wszystkim do samorządów, które często mają trudności z ich utrzymaniem, przeprowadzeniem kosztownych inwestycji oraz zapewnieniem odpowiednich kompetencji do ich rozwoju. Własność samorządowa dotyczy głównie systemów ciepłowniczych i lokalnych kotłowni w mniejszych miejscowościach. W większych miastach ciepłownictwo podlegało procesom komercjalizacji i prywatyzacji, dlatego znaczna część aktywów ciepłowniczych należy obecnie do podmiotów prywatnych, w tym koncernów zagranicznych oraz krajowych grup energetycznych.

Problem niskiej jakości powietrza

Jednym z poważniejszych problemów społecznych naszego kraju jest niska jakość powietrza. O ile w dużych aglomeracjach za złą jakość powietrza odpowiadają przede wszystkim emisje spalin ze starych samochodów z silnikiem diesla, to w mniejszych miejscowościach głównym jego powodem są domowe piece zasilane paliwem złej jakości. Doświadczenia samorządów pokazują, że nawet najlepsze zachęty do wymiany kotłów na gazowe i inne są bezskuteczne, ponieważ „nieekologiczne” postawy obywateli (jak np. spalanie odpadów albo spalanie paliw niskiej jakości) wynikają z ubóstwa. Dlatego systemowa walka z problemem smogu musi być ściśle skorelowana z wysiłkami władz na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa obywatelom. Bezpieczeństwa socjalnego, energetycznego i wreszcie zdrowotnego: wyższej jakości życia w czystym powietrzu. Odczuwalna poprawa jakości powietrza doprowadzi do wymiernych skutków w postaci zmniejszenia obciążeń służby zdrowia, które są powodowane chorobami układu krążenia oraz oddechowego milionów Polaków.

Powyżej wskazane problemy można rozwiązać poprzez rozwój ciepłownictwa sieciowego zasilanego ciepłem wytwarzanym w procesie kogeneracji. Kogeneracja jest optymalnym sposobem wykorzystania paliw, ponieważ efektywność takiego procesu może być nawet o 50% większa, niż w przypadku gdy ciepło i energia elektryczna są produkowane osobno. Zmniejsza się też odpowiednio emisja dwutlenku węgla oraz innych szkodliwych dla środowiska substancji (tlenków siarki, tlenków azotu, pyłu, etc.).

Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze

Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- 1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) 50% ciepło odpadowe, lub
- 3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
- 4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3.

W kwietniu 2017 roku Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie na prośbę Ministerstwa Energii

przeprowadziła wśród zrzeszonych w niej przedsiębiorstw ciepłowniczych badanie, na podstawie którego stwierdzono, że na 287 systemów ciepłowniczych eksploatowanych przez członków Izby (na łączną liczbę 428 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych - wg stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.), które obejmują około 85% ogólnego wolumenu ilości ciepła dostarczanego z systemów ciepłowniczych w Polsce, tylko 17% spełnia kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego.

Należy również zwrócić uwagę, że systemy ciepłownicze, które znajdują się w grupie spełniających kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, to systemy dostarczające ciepło odbiorcom w największych miastach Polski.

Mając powyższe na uwadze, należy zauważyć, iż niezbędne jest podjęcie działań długoterminowych, których celem będzie eliminacja systemów nieefektywnych poprzez inwestycje m.in. w jednostki odnawialnych źródeł energii oraz jednostki kogeneracji (w tym również wykorzystujące odnawialne źródła energii). Dodatkowo, koncentracja wsparcia głównie na jednostkach o mocy do 50 MW oraz ułatwienia proceduralne dla instalacji do 1 MW przyczynią się do rozwoju efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych na terenie mniejszych aglomeracji miejskich lub obszarach wiejskich.

Koniec obecnego systemu wsparcia dla kogeneracji

Obecnie jednym z funkcjonujących instrumentów służących do zapewnienia realizacji celu w zakresie produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji jest system wsparcia operacyjnego oparty o system świadectw pochodzenia. Poziom wsparcia uzależniony jest od wielkości produkcji. System ten na podstawie pierwotnych przepisów funkcjonował w latach 2007-2012. Poprzez nowelizację ustawy - Prawo energetyczne uchwaloną w 2014 roku przywrócono oraz przedłużono funkcjonowanie tego systemu do końca 2018 roku. Po tej dacie obecny system wygaśnie.

Okres eksploatacji istniejących jednostek kogeneracyjnych (jak również horyzont planowania nowych inwestycji) jest jednak znacznie dłuższy niż przewidywany okres wsparcia. Brak kierunkowych regulacji, związany m.in. z brakiem przedłużenia systemu wsparcia na 2013 rok oraz krótki okres kontynuacji systemu wsparcia (jedynie do roku 2018) powoduje ograniczony rozwój nowych źródeł oraz trudności z osiągnięciem rentowności na uzasadnionym poziomie w przypadku istniejących jednostek wytwórczych.

Dla zapewnienia stabilności wsparcia oraz długofalowego planowania działań inwestycyjnych w obszarze wysokosprawnej kogeneracji niezbędne jest podjęcie środków zapewniających gwarancję niezmienności wsparcia w okresie niezbędnym do zwrotu poniesionych przez inwestorów nakładów inwestycyjnych. Proponowany okres na jaki zostanie udzielone wsparcie – 15 lat, wydaje się być optymalnym i wystarczającym z punktu widzenia inwestorów. Wskazany okres wsparcia jest również spójny z analogicznymi rozwiązaniami przyjętymi w obszarze mechanizmów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Zapewnienie impulsu inwestycyjnego jest jednym z kluczowych zadań nowego mechanizmu wsparcia, który, z uwagi na ograniczony okres funkcjonowania dotychczasowego mechanizmu był ograniczony.

Jednocześnie większe zróżnicowanie poziomów wsparcia względem dotychczasowych rozwiązań (3 kategorie jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1, 1a i 2 ustawy – Prawo energetyczne) przyczyni się do efektywniejszej alokacji środków dostępnych w ramach nowego mechanizmu oraz do umożliwienia konkurowania o wsparcie jednostek o porównywalnych parametrach ekonomicznych.

Wytyczne Komisji Europejskiej

Komisja Europejska wydała wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z produkcją energii elektrycznej w latach 2014-2020. W ramach wytycznych przedstawione zostało m.in. zaktualizowane podejście Komisji Europejskiej do zagadnień związanych z pomocą publiczną o charakterze operacyjnym w energetyce. Jedną z powyższych wytycznych jest konieczność zastosowania procedury przetargowej opartej na jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach.

Podsumowanie

Produkcja energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji stanowi istotny element podnoszący efektywność

systemu energetycznego. Dlatego w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku zawarto cel szczegółowy zmierzający do dwukrotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji do 2030 roku w odniesieniu do poziomu z 2006 roku. Obecnie poziom produkcji energii elektrycznej z istniejących jednostek kogeneracyjnych wynosi ok. 28,4 TWh. Dlatego, na potrzeby opracowania założeń nowego systemu wsparcia przyjęto potrzebę stopniowego rozwoju tego segmentu energetyki.

Realizacja tak określonego celu może zostać osiągnięta poprzez wdrożenie następujących działań:

- utrzymanie poziomu produkcji w ramach istniejących jednostek (z wyłączeniem tych wycofanych eksploatacji) oraz
- budowę nowych jednostek wytwórczych.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Wprowadzenie

W związku z powyższą diagnozą proponuje się promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji z trzech kategorii aktywów wytwórczych:

- 1) istniejących i zmodernizowanych jednostek kogeneracji oraz nowych jednostek kogeneracji o mocy do 1 MW;
- 2) nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji o mocy do 50 MW oraz
- 3) jednostek kogeneracji powyżej 50 MW.

Pomoc publiczna

Wsparcie przewidziane w ramach każdego z 3 mechanizmów stanowi pomoc publiczną, podlega więc zgłoszeniu i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności tej pomocy określonymi w przepisach unijnych.

Zasady udzielania wsparcia

System zakłada wspieranie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, jedynie w tych instalacjach, które wprowadzą ciepło użytkowe wytworzone w tym samym procesie do sieci ciepłowniczej. Wprowadzenie wskazanego kryterium zrealizuje kluczowy cel mechanizmu, którym jest zmniejszenie zjawiska niskiej emisji, a w konsekwencji, poprawa jakości powietrza. Sieć ciepłownicza na potrzeby systemu wsparcia rozumiana będzie jako sieć, w której nośnikiem ciepła jest gorąca woda i do której przyłączona może być nieokreślona liczba odbiorców (jest to zapewnione w postaci niedyskryminacyjnego dostępu do sieci). Warunkiem uczestnictwa w systemie wsparcia jest wprowadzanie do sieci ciepłowniczej co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w wysokosprawnej kogeneracji, w danej jednostce kogeneracyjnej. Powyższy warunek współpracy z siecią ciepłowniczą nie obejmuje jednostek o mocy elektrycznej mniejszej niż 1 MW.

W przypadku jednostek wysokosprawnej kogeneracji niespełniających ww. kryterium wprowadzania do sieci ciepłowniczej co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w wysokosprawnej kogeneracji dopuszczona zostanie możliwość wsparcia jedynie tej części energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, która proporcjonalnie odpowiadać będzie ilości ciepła użytkowego wprowadzonego do sieci ciepłowniczej.

Nowe jednostki będą uczestniczyć w konkurencyjnej procedurze aukcyjnej. W pierwszym kroku, na etapie projektowym, poddane zostaną ocenie w procedurze prekwalifikacji, sprawdzającej kwalifikowalność projektowanej jednostki do systemu wsparcia i przypisującej do odpowiednich koszyków aukcyjnych. Następnie, nadal w fazie poprzedzającej faktyczne rozpoczęcie prac, będą uczestniczyć w aukcji, w ramach której dla poszczególnych koszyków wyznaczona zostanie premia referencyjna, stanowiąca górną granicę ofert składanych w aukcji. Aukcję wygrają oferty z najniższą wartością premii ofertowej. Rozpoczęcie prac będzie mogło nastąpić dopiero po rozstrzygnięciu aukcji. Premia będzie wypłacana po uruchomieniu instalacji, wprowadzeniu energii do sieci oraz sprzedaży tej energii.

Ze względu na nadmierne obciążenia administracyjne nowe małe jednostki oraz jednostki istniejące i modernizowane będą zwolnione z konieczności uczestniczenia w aukcjach. Po przeprowadzeniu prekwalifikacji, otrzymają one premię, której wysokość zostanie ustalona administracyjnie w oparciu o uśrednione koszty wytworzenia energii w tego rodzaju instalacjach.

Duże jednostki, których udział w aukcji mógłby deformować jej wyniki, będą ubiegały się o premię w procedurze indywidualnej.

Koszty obecnie obowiązującego mechanizmu wsparcia

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, w zakresie określonym w ust. 11, są obowiązani:

- uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub
- uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 15, obliczoną w sposób określony w ust. 10.

Jednocześnie zgodnie z art. 9l ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest świadectwo pochodzenia tej energii, zwane dalej „świadectwem pochodzenia z kogeneracji”. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji:

- opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW;
- opalanej 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. z 2015 r. poz. 775 oraz z 2016 r. poz. 266, 1165, 1948 i 1986), zwanej dalej „ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych”;
- innej niż wyżej wymienionej.

W celu wyliczenia kosztów obecnie obowiązującego systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w latach 2015 – 2018 dokonano następujących założeń:

- przyjęto, iż sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych wyniesie 124 000 000 MWh w całym badanym okresie (ww. szacunkowa wartość została przyjęta do wyliczeń za 2015 r. w Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.– tabela 49);
- przyjęto, iż wskazany zostanie maksymalny koszt systemu wsparcia wyliczony, jako iloczyn ilość energii elektrycznej odpowiadająca realizacji obowiązku oraz jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w poszczególnych latach. Powyższe założenie wynika z konieczności zaprezentowania porównywalnych wartości w odniesieniu do lat 2017 i 2018, dla których obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej nie został jeszcze rozliczony, wobec czego nie można przedstawić danych rzeczywistych).

Poniższa tabela przedstawia wyliczone na podstawie ww. założeń koszty obowiązującego systemu wsparcia. Z zaprezentowanych danych wynika, iż koszty te kształtowały się/ będą kształtować się na poziomie 1,157 – 1,559 mld zł, co odpowiada wartości 9,33 – 12,58 zł/MWh.

Tabela 1 – Koszty obecnie obowiązującego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w latach 2015 – 2018 (opracowanie własne).

	Rodzaj jednostki kogeneracji	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych (wartość szacunkowa) [MWh]	Ilość energii elektrycznej odpowiadająca realizacji obowiązku [MWh]	Wymagany poziom realizacji obowiązku [%]	Wysokość opłaty zastępczej [zł/MWh]	Maksymalny koszt wynikający z mechanizmu wsparcia poszczególnych technologii	Łączny maksymalny koszt systemu wsparcia
2015	CHP1	124 000 000	6 076 000	4,9%	121,63	739 023 880,00 zł	1 157 447 000 zł
	CHP2		28 768 000	23,2%	11,00	316 448 000,00 zł	
	CHP3		1 612 000	1,3%	63,26	101 975 120,00 zł	
2016	CHP1	124 000 000	7 440 000	6,0%	125,00	930 000 000,00 zł	1 363 628 000 zł
	CHP2		28 768 000	23,2%	11,00	316 448 000,00 zł	

2017	CHP3	1 860 000	1,5%	63,00	117 180 000,00 zł	1 454 272 000 zł
	CHP1	8 680 000	7,0%	120,00	1 041 600 000,00 zł	
	CHP2	28 768 000	23,2%	10,00	287 680 000,00 zł	
	CHP3	2 232 000	1,8%	56,00	124 992 000,00 zł	
2018	CHP1	9 920 000	8,0%	115,00	1 140 800 000,00 zł	1 559 424 000 zł
	CHP2	28 768 000	23,2%	9,00	258 912 000,00 zł	
	CHP3	2 852 000	2,3%	56,00	159 712 000,00 zł	

CHP1 – jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne

CHP2 – jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne

CHP3 – jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne

Dane dotyczące istniejących jednostek wysokosprawnej kogeneracji korzystających z obecnego systemu wsparcia

Poniższe tabele przygotowane na podstawie danych zgromadzonych w administracyjnym systemie informatycznym Urzędu Regulacji Energetyki zawierają informacje, dotyczące:

- ilości i mocy jednostek kogeneracji, które posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej (ewentualnie wpis w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji, czy też wpis w rejestrze prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa) i wnioskuje bądź wnioskowały o wsparcie w postaci świadectw pochodzenia z kogeneracji,
- ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której wydane zostały świadectwa pochodzenia z kogeneracji w latach 2015 - 2017 (wg stanu na dzień 24 listopada 2017),

w tym w rozbiciu na jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej:

- mniejszej niż 1 MW,
- większej lub równej 1 MW i mniejszej niż 50 MW oraz
- większej lub równej 50 MW.

Tabela 2 – Wszystkie jednostki kogeneracji (opracowanie własne na podstawie danych URE).

Wszystkie jednostki kogeneracji*	2015	2016	2017
Liczba jednostek (szt.)	283	330	268
Moc zainstalowana elektryczna (MW)	29 037	29 807	25 733
Ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji [MWh]	25 983 815	26 884 595	12 637 487

* stan na dzień 24 listopada 2017 r.

Tabela 3 – Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW (opracowanie własne na podstawie danych URE).

Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW*	2015	2016	2017
Liczba jednostek (szt.)	84	117	100
Moc zainstalowana elektryczna (MW)	49	73	64
Ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji [MWh]	204 417	273 767	239 916

* stan na dzień 24 listopada 2017 r.

Tabela 4 – Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej 1 – 50MW (opracowanie własne na podstawie danych URE).

Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej 1 – 50 MW*	2015	2016	2017
Liczba jednostek (szt.)	136	146	108

Moc zainstalowana elektryczna (MW)	1 242	1 302	823
Ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji [MWh]	3 414 448	3 783 947	1 906 527

* stan na dzień 24 listopada 2017 r.

Tabela 5 – Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50MW (opracowanie własne na podstawie danych URE).

Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW*	2015	2016	2017
Liczba jednostek (szt.)	63	67	60
Moc zainstalowana elektryczna (MW)	27 745	28 432	24 846
Ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji [MWh]	22 364 950	22 826 882	10 491 044

* stan na dzień 24 listopada 2017 r.

Jednocześnie należy zauważyć, iż łączna moc zainstalowana elektryczna planowanych jednostek kogeneracji (jednostek kogeneracji posiadających ważną promesę koncesji) wynosi 3 364 MW, w tym 3028 MW odnosi się do sześciu jednostek kogeneracji.

Koszty nowego mechanizmu wsparcia

W celu zobrazowania kosztów wprowadzenia nowych rozwiązań systemowych w obszarze mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji poniżej przedstawiono stosowne wyliczenia w rozbiciu na koszty związane z budową nowych jednostek kogeneracji oraz związane z utrzymaniem już istniejących.

1) Nowe instalacje

W przypadku tworzenia nowych jednostek kogeneracji założono, że w ramach nowego mechanizmu maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna nowych źródeł wyniesie 3000 MW (mechanizm wsparcia zapewnia elastyczność systemu pozwalający na regulację tempa rozwoju nowych jednostek kogeneracji w zależności od sytuacji gospodarczej państwa). Poniższa tabela przedstawia założenia dotyczące przewidywanych nowych mocy elektrycznych jednostek kogeneracji jakie będą zamawiane w ramach aukcji, naboru, a także w odniesieniu do małych jednostek kogeneracji w latach 2019 – 2025.

Tabela 6 – Planowane nowe moce elektryczne jednostek kogeneracji w latach 2019 – 2025 (opracowanie własne).

Moc zainstalowana elektryczna (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Aukcja, w tym:	100	400	300	300	300	300	300
jednostki na paliwa gazowe	80	300	200	200	200	200	200
jednostki na paliwa stałe	20	80	80	80	80	80	80
jednostki na paliwa inne	0	20	20	20	20	20	20
Nabór	0	250	150	150	100	0	0
Małe jednostki kogeneracji	50	50	50	50	50	50	50
Łącznie	150	700	500	500	450	350	350

Dla wyliczenia produkcji energii elektrycznej w nowych jednostkach kogeneracji przyjęto, że produktywność przedmiotowych jednostek wynosić będzie 4000 MWh/MW/rok, z wyjątkiem małych jednostek kogeneracji, dla których przyjęto produktywność na poziomie 5200 MWh/MW/rok, co wynika z faktu, iż część tych jednostek pracować będzie na potrzeby małego przemysłu, gdzie ich wykorzystanie będzie większe. Dodatkowo założono, że w roku aukcji/naboru powstanie jedna trzecia planowanej mocy, w kolejnym roku następna jedna trzecia, a dopiero w drugim roku po aukcji wszystkie jednostki kogeneracji będą pracować z założoną produktywnością. Odstępstwem od tego założenia są małe jednostki kogeneracji, dla których

założono, że osiągną pełną produktywność w pierwszym roku (z uwagi na szybszy proces inwestycyjny). W załączniku nr 1 przedstawiono wyniki prognozy produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o przyjęte założenia. Z prognozy wynika, iż maksymalny zakładany poziom produkcji energii elektrycznej wyniesie niecałe 12,5 TWh, przy czym należy zauważyć, iż część tej energii powstanie w znacznie zmodernizowanych jednostkach kogeneracji, co oznacza, iż będzie to energia, która zastępować będzie dotychczasową produkcję (w tym zakresie).

Dla określenia kosztów mechanizmu wsparcia w odniesieniu do powyższych jednostek kogeneracji przyjęto 2 scenariusze – podstawowy (rekomendowany) i konserwatywny (zakładający wyższe jednostkowe wartości premii). Ponadto dla uproszczenia analizy przyjęto, iż jednostkowa wysokość wsparcia w odniesieniu do poszczególnych jednostek będzie taka sama w całym okresie, bez względu na czas wejścia do systemu (powyższe uproszczenie ma na celu eliminację prognozowania dużej ilości zmiennych, które mają istotny wpływ na końcowy jednostkowy koszt wsparcia – ceny energii elektrycznej, ceny ciepła, ceny uprawnień do emisji CO₂, ceny paliw, koszty kapitału, itp.). W załączniku nr 2 wskazano założenia przyjęte do wyliczenia jednostkowego kosztu wsparcia poszczególnych jednostek kogeneracji (jednostkowej wysokości premii) oraz wysokość tego wsparcia. Na tej podstawie oszacowano koszt systemu wsparcia w odniesieniu do nowych mocy wytwórczych (szczegółowe wyliczenia znajdują się w załączniku nr 3). Jak wynika z załączonych analiz w przypadku scenariusza podstawowego maksymalny roczny koszt wsparcia wyniesie około 1,6 mld zł przy łącznej wartości w całym okresie lat 2019 – 2041 na poziomie około 24,5 mld zł, natomiast w przypadku scenariusza konserwatywnego, odpowiednio około 2 mld zł oraz około 30,5 mld zł.

Powyższe koszty zostaną przeniesione na odbiorców końcowych energii elektrycznej. Szczegółowe wyliczenie przedmiotowych kosztów wyrażone w zł/MWh oraz zł/miesiąc przedstawiono w załączniku nr 4 (dla obu scenariuszy, przy uwzględnieniu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych na poziomie 125 TWh rocznie). Z przedstawionych analiz wynika, że w przypadku scenariusza podstawowego maksymalne obciążenie wyniesie około 13 zł/MWh (około 2,7 zł/miesiąc na gospodarstwo domowe), a w przypadku scenariusza konserwatywnego, odpowiednio około 16 zł/MWh (około 3,4 zł/miesiąc na gospodarstwo domowe). Dodatkowo należy mieć na uwadze, iż wraz ze wzrostem sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wynikającym m.in. z rozwoju elektromobilności czy ze zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej na cele grzewcze, jednostkowy koszt obciążenia będzie spadał.

2) Istniejące instalacje

Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW

W przypadku najmniejszych jednostek kogeneracji posłużono się danymi Urzędu Regulacji Energetyki dotyczącymi funkcjonujących obecnie jednostek. Do wyliczenia wysokości niezbędnego wsparcia dla przedmiotowych jednostek posłużono się jednostkową wysokością premii dla scenariusza podstawowego (wskazaną w załączniku nr 2) przy uwzględnieniu współczynnika wieku jednostki kogeneracji, o którym mowa w art. 28 projektu ustawy. Na tej podstawie oszacowano koszt wsparcia istniejących jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW, który kształtuje się na maksymalnym rocznym poziomie około 61 mln zł, a łącznie w okresie 2019 – 2034 na poziomie około 640 mln zł.

Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW

W odniesieniu do jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW posłużono się danymi Urzędu Regulacji Energetyki dotyczącymi funkcjonujących obecnie jednostek. Do wyliczenia wysokości niezbędnego wsparcia dla przedmiotowych jednostek posłużono się jednostkową wysokością premii dla scenariusza podstawowego (wskazaną w załączniku nr 2) przy uwzględnieniu współczynnika wieku jednostki kogeneracji, o którym mowa w art. 28 projektu ustawy oraz rodzaju wykorzystywanego paliwa. Jednocześnie dokonano założenia, iż w przypadku jednostek przemysłowych jedynie 10% ciepła użytkowego w kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej, a zatem wsparcie dotyczyć będzie proporcjonalnego wolumenu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanego w tych jednostkach. Na tej podstawie oszacowano koszt wsparcia istniejących jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, który kształtuje się na maksymalnym rocznym poziomie około 210 mln zł, a łącznie

w okresie 2019 – 2034 na poziomie około 1,8 mld zł.

Jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW

W odniesieniu do jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW posłużono się danymi Urzędu Regulacji Energetyki dotyczącymi funkcjonujących obecnie jednostek. Do wyliczenia wysokości niezbędnego wsparcia dla przedmiotowych jednostek posłużono się jednostkową wysokością premii dla scenariusza podstawowego (wskazaną w załączniku nr 2) – w przypadku paliw gazowych i innych, a w przypadku paliw stałych – 75% wartości wskazanej w załączniku nr 2 oraz przy uwzględnieniu współczynnika wieku jednostki kogeneracji, o którym mowa w art. 28 projektu ustawy. Jednocześnie dokonano założenia, iż w przypadku jednostek przemysłowych jedynie 10% ciepła użytkowego w kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej, a zatem wsparcie dotyczy będzie proporcjonalnego wolumenu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanego w tych jednostkach. Na tej podstawie oszacowano koszt wsparcia istniejących jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, który kształtuje się na maksymalnym rocznym poziomie około 650 mln zł (pierwszy rok funkcjonowania w nowym systemie), a łącznie w okresie 2019 – 2034 na poziomie około 4 mld zł. Co istotne, w związku z faktem, iż duża część jednostek kogeneracji z uwagi na zaawansowany wiek jednostek zakończy możliwość otrzymywania wsparcia w 2023 r. – koniec 15 letniego okresu wsparcia, od 2024 r. istotnie spadną roczne koszty wsparcia istniejących jednostek kogeneracji w tym przedziale mocowym.

Łączne koszty systemu w odniesieniu do istniejących jednostek

W załączniku nr 5 zestawiono szacowane koszty nowego mechanizmu wsparcia w odniesieniu do istniejących jednostek kogeneracji w podziale na ww. przedziały mocowe. Z przedstawionych danych wynika, iż łączny koszt istniejących jednostek kogeneracji kształtować się będzie na maksymalnym rocznym poziomie około 920 mln zł (w pierwszym roku funkcjonowania nowego mechanizmu wsparcia), a łącznie w okresie 2019 – 2034 na poziomie około 6,4 mld zł. Co istotne od 2024 r. maksymalny roczny poziom wsparcia istniejących jednostek kogeneracji będzie wynosił mniej niż połowę maksymalnych rocznych kosztów, tj. około 450 mln zł.

3) Łączne koszty nowego mechanizmu wsparcia

W załączniku nr 6 dokonano zestawienia łącznych kosztów nowego systemu wsparcia uwzględniającego zarówno utrzymanie funkcjonowania istniejących jednostek kogeneracji, jak również budowę nowych jednostek w zakładanej wielkości maksymalnie 3000 MW. Jak wynika z przedstawionej kalkulacji w przypadku scenariusza podstawowego maksymalny roczny poziom wsparcia wyniesie około 1,930 mld zł (2027 r.), a łączna wysokość wsparcia w latach 2019 – 2041 wyniesie około 30,65 mld zł. Natomiast w przypadku scenariusza konserwatywnego maksymalny roczny poziom wsparcia wyniesie około 2,327 mld zł (2027 r.), a łączna wysokość wsparcia w latach 2019 – 2041 wyniesie około 36,63 mld zł.

Jednocześnie w przypadku scenariusza podstawowego maksymalne łączne obciążenie wyniesie około 15,5 zł/MWh (około 3,2 zł/miesiąc na gospodarstwo domowe), a w przypadku scenariusza konserwatywnego, odpowiednio około 18,6 zł/MWh (około 3,9 zł/miesiąc na gospodarstwo domowe).

Podsumowanie

Dla przedstawienia korzyści płynących z zaproponowanego w niniejszej ustawie nowego mechanizmu wsparcia proponuje się zestawienie przewidywanych kosztów jego funkcjonowania ze scenariuszem alternatywnym. Jako scenariusz alternatywny proponuje się scenariusz polegający na wydłużeniu obecnego mechanizmu wsparcia na dotychczas funkcjonujących zasadach oraz zakładający, że wsparcie to w całości zostanie przeznaczone na utrzymanie istniejących jednostek (brak impulsu inwestycyjnego). Jak przedstawiono powyżej koszt obecnego systemu wsparcia w 2018 r. w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej wyniesie 12,58 zł/MWh (przy przyjętych założeniach scenariusza alternatywnego wartość ta utrzyma się w kolejnych latach).

Mając powyższe na uwadze oraz dane przedstawione w załączniku nr 6 należy zauważyć, iż w latach 2019 – 2022 nowy system wsparcia w formie zaproponowanej w niniejszej ustawie (wariant podstawowy) generować będzie oszczędności wobec scenariusza alternatywnego. W kolejnych latach nowy system wsparcia w formie

zaproponowanej w niniejszej ustawie (wariant podstawowy) generować będzie wyższe koszty, niemniej jednak różnica pomiędzy scenariuszem alternatywnym wyniesie maksymalnie 2,84 zł/MWh (w 2027 r.). Jednocześnie należy podkreślić, iż nowy mechanizm wsparcia przyczyni się do powstania nowych jednostek kogeneracji o maksymalnej mocy 3000 MW, natomiast scenariusz alternatywny zakłada jedynie utrzymanie istniejących jednostek kogeneracji, bez rozwoju nowych źródeł. Co istotne zaproponowany nowy mechanizm wsparcia, poprzez dużą elastyczność systemu, pozwala aktywnie regulować tempo rozwoju nowych jednostek kogeneracji w zależności od sytuacji gospodarczej państwa oraz otoczenia makroekonomicznego. Powyższe oznacza, że koszty z niego wynikające również mogą być efektywnie zarządzane (dostosowywane do sytuacji gospodarczej).

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nieefektywność rynku ciepła dostrzegły rządy wielu państw Unii Europejskiej. Ze względu na szczególnie newralgiczny charakter tego segmentu i konieczność jego promowania ze środków publicznych wsparcie dla kogeneracji wprowadzono w ostatnim czasie w następujących krajach Unii Europejskiej:

- Niemcy,
- Dania,
- Francja,
- Czechy,
- Słowenia.

Ze względu na fakt, że projektowana regulacja zawiera wiele podobieństw do analogicznej regulacji niemieckiej, poniżej przedstawiono jej główne założenia. Warto podkreślić, że niemiecka ustawa uzyskała aprobatę Komisji Europejskiej w zakresie zgodności z unijnymi przepisami prawa konkurencji.

Opis systemu niemieckiego

W decyzji z dnia 24.10.2016 w sprawie SA.42393 – Niemcy – Reforma wsparcia kogeneracji Komisja Europejska oceniła zgodność z przepisami pomocowymi niemieckiego operacyjnego systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.

Beneficjenci

Wsparcie odnosi się do produkcji energii elektrycznej i ma formę premii dopłacanej do rynkowej ceny tej energii. W każdym przypadku wysokość premii jest ustalana w odniesieniu do LCOE. W celu określenia wysokości premii LCOE jest pomniejszany o przychody ze sprzedaży energii (rynkową cenę energii) oraz ciepła, a także łączną wartość wcześniej otrzymanej przez instalację pomocy inwestycyjnej.

Wsparcie dla nowych instalacji

Nowym systemem wsparcia objęte są jednostki, które rozpoczęły działalność po 1 stycznia 2016 r. chyba że zostanie wykazane, że decyzje, co do pewnych części projektu (np. zamówienie instalacji) zostały podjęte przed tą datą. Jednocześnie aby zostać objętym nowym systemem, dana instalacja musi rozpocząć swoją działalność przed 31 grudnia 2022 r. W zakresie nowych instalacji kogeneracyjnych wsparciem objęto wyłącznie jednostki gazowe (nowe jednostki opalane węglem kamiennym i brunatnym zostały z systemu wykluczone) oraz wykorzystujące biomasę, biogaz, olej, odpady i ciepło odpadowe. Nowe jednostki w przedziale mocowym 1-50 MW uczestniczą w aukcjach. Operatorom instalacji działających w innych państwach członkowskich udostępnione zostanie 5% wolumenu energii zamawianego na takich aukcjach, przy czym premia będzie przyznawana za fizyczny import energii. Zasadniczo wsparcie udzielane jest dla energii elektrycznej wprowadzonej do publicznej sieci w ciągu 30 tys. godzin pełnego obciążenia od momentu rozpoczęcia pracy przez instalację. W przypadku instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej lub równiej 50 kW wsparcie przyznawane na 60 tys. godzin pełnego obciążenia.

W ramach systemu przewidziane są aukcje (organizowane od zimy 2017/2018) dla instalacji o mocy pomiędzy 1 a 50 MW. Wytwórcy w tego rodzaju instalacjach mogą nadal korzystać z premii przyznawanej na wniosek, o ile otrzymali autoryzację zgodnie z Federal Act of Germany for Emission Control lub złożyli wiążące zamówienie dla instalacji przed 31 grudnia 2016 r. W przypadku modernizacji, wiążące zamówienie powinno odnosić się do istotnych elementów zapewniających efektywność instalacji. Dodatkowo instalacje te muszą zostać uruchomione przed końcem 2018 r. Jeżeli wszystkie te warunki zostaną spełnione, wskazane instalacje będą mogły skorzystać z premii przyznawanej na wniosek albo wziąć udział w aukcjach.

Wsparcie dla modernizowanych instalacji

Jednostki ponoszące nakłady na modernizację istniejącego majątku wytwórczego w wysokości powyżej 50% nakładów jak na nową referencyjną instalację kwalifikują się do objęcia wsparciem dla nowych instalacji (dotyczy ich także obowiązek uczestniczenia w aukcjach). Jeśli koszty modernizacji przekraczają 25% nakładów jak na nową instalację, instalacja modernizowana kwalifikuje się do objęcia wsparciem w wymiarze połowy jak dla nowej instalacji. W każdym przypadku modernizacja musi prowadzić do zwiększenia sprawności w porównaniu do stanu sprzed modernizacji. Ponadto może nastąpić dopiero po upływie 5 (modernizacja powyżej 25%) lub 10 (modernizacja powyżej 50%) lat istnienia dotychczasowego systemu. Jeżeli koszty modernizacji przekroczą 25% kosztów budowy nowej jednostki kogeneracji, wytwórca będzie uprawniony do wsparcia na 15 tys. godzin pełnego obciążenia. W przypadku, gdy koszty modernizacji przekroczą 50% kosztów budowy nowej jednostki, wsparcie przyznawane jest na 30 tys. godzin pełnego obciążenia.

Wsparcie dla instalacji dostosowywanych

Wsparciem mogą zostać objęte instalacje niestanowiące instalacji kogeneracyjnej, ale które w wyniku podjęcia inwestycji dostosowawczych staną się takimi instalacjami. Koszty dostosowania muszą wynosić co najmniej 10% nakładów jak na nową instalację o tej samej mocy. W zależności od tego, czy koszty przekwalifikowania przekraczają 10%, 25% lub 50% kosztów nowej instalacji wysokosprawnej kogeneracji, wsparcie jest przyznawane na odpowiednio 10 tys., 15 tys. lub 30 tys. godzin pełnego obciążenia.

Wsparcie dla instalacji zamortyzowanych

Wsparciem pokrywającym wyłącznie koszty operacyjne mogą zostać objęte instalacje opalane gazem o mocy elektrycznej powyżej 2 MW, o ile dostarczają energię do sieci i w przeszłości były wykorzystywane głównie do zaspokajania potrzeb publicznych. Wsparcie przysługuje do 16 tys. godzin pełnego obciążenia do końca 2019 roku (1,5 eurocentów/kWh).

Wsparcie dla małych instalacji

W przypadku instalacji o mocy nie większej niż 50 kW wsparcie jest gwarantowane na 60 tys. godzin pełnego obciążenia. W przypadku instalacji o większej mocy wsparcie może zostać przyznane tylko na 30 tys. godzin pełnego obciążenia.

Wytwórcy w instalacjach o mocy wyższej niż 100 kW są zobowiązani do sprzedaży wytworzonej przez siebie energii bezpośrednio na rynku bądź wykorzystania jej na własne potrzeby. W przypadku mniejszych instalacji, wytwórcy mają możliwość wyboru pomiędzy samodzielną sprzedażą wytworzonej energii na rynku, wykorzystaniem jej na potrzeby własne, bądź zwróceniem się do operatora sieci, by zakupił on wskazaną energię po ustalonej lub rynkowej cenie.

W ramach systemu przewidziano również mechanizm pozwalający wytwórcom energii elektrycznej w jednostkach mikrokogeneracji o mocy do 2 kW na uzyskanie wsparcia w postaci jednorazowej wypłaty w wysokości 4 eurocentów/kWh w wymiarze 60 tys. godzin pełnego obciążenia. Rozwiązanie to ma na celu minimalizację obciążeń administracyjnych związanych z okresowym wypłacaniem wsparcia dla tak małych jednostek.

Wysokość premii wypłacanej wytwórcom jest zróżnicowana w zależności od mocy instalacji:

- 8 eurocentów/kWh w przypadku wytwórcy w instalacji o mocy mniejszej lub równej 50 kW;
- 6 eurocentów/kWh w przypadku wytwórcy w instalacji o mocy większej niż 50 kW i mniejszej lub równej 100 kW;
- 5 eurocentów/kWh w przypadku wytwórcy w instalacji o mocy większej niż 100 kW i mniejszej lub równej 250 kW;
- 4,4 eurocentów/kWh w przypadku wytwórcy w instalacji o mocy większej niż 250 kW i mniejszej lub równej 2 MW.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Jednostki samorządu terytorialnego,	około 2800,	szacunki własne,	Możliwość tworzenia nowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji (dzięki pozyskanym źródłom finansowania).

przedsiębiorstwa ciepłownicze,	kilkaset,	szacunki własne,	Możliwość tworzenia nowych, modernizowania istniejących jednostek wysokosprawnej kogeneracji.
mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa,	1,91 mln (dane za 2015 r.),	PARP,	W związku z konstrukcją systemu wsparcia możliwe będzie uzyskanie wsparcia dla instalacji do 1 MW w formule stałej premii do ceny energii elektrycznej, co umożliwi budowę własnych źródeł kogeneracyjnych zwiększających efektywność wykorzystania surowców naturalnych w gospodarce.
spółdzielnie, wspólnoty mieszkaniowe.	kilka – kilkanaście tysięcy,	szacunki własne,	W związku z konstrukcją systemu wsparcia możliwe będzie uzyskanie wsparcia dla instalacji do 1 MW w formule stałej premii do ceny energii elektrycznej, co umożliwi budowę własnych źródeł kogeneracyjnych zwiększających efektywność wykorzystania surowców naturalnych w gospodarce.
odbiorcy końcowi	ok. 17,24 mln, z czego 15,61 mln, to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w odbiorcy w gospodarstwach domowych - ponad 14,63 mln	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.	Zmianie ulegnie struktura ceny energii elektrycznej (uwzględniona zostanie opłata finansująca nowy system wsparcia), a także zwiększone zostanie bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej dzięki powstaniu nowych źródeł wytwórczych.
Minister Energii	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków polegających na określaniu parametrów istotnych z punktu widzenia funkcjonowania nowego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji
Prezes URE	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji
Zarządca Rozliczeń S.A.	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie również poddany konsultacjom publicznym. Proponuje się konsultacje projektu z:

- 1) Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych;
- 2) Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie;
- 3) Izbą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;

- 4) Izbą Gospodarczą Gazownictwa;
- 5) Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie;
- 6) Polskim Komitetem Energii Elektrycznej;
- 7) Izbą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 8) Polską Izbą Gospodarczą Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
- 9) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej;
- 10) Unią Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
- 11) Polskim Stowarzyszeniem Biogazu;
- 12) Polskim Stowarzyszeniem Producentów Biogazu Rolniczego;
- 13) Krajową Izbą Gospodarczą;
- 14) Konfederacją Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
- 15) Izbą Gospodarczą Wodociągi Polskie;
- 16) Stowarzyszeniem Producentów Energii z Odpadów;
- 17) Związkiem Banków Polskich.

Ponadto, projekt zostanie również umieszczony na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji oraz w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Energii, gdzie będzie dostępny dla wszystkich zainteresowanych podmiotów.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa, w tym	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
podatek akcyzowy	0	6	23	49	82	110	135	157	168	174	174	1 078
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	0	1,02	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	9,16
budżet państwa	0	1,02	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	9,16
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	0	5,6	22,6	48,6	81,6	109,6	134,6	156,6	167,6	173,6	173,6	1073,9
budżet państwa	0	5,6	22,6	48,6	81,6	109,6	134,6	156,6	167,6	173,6	173,6	1073,9
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Dodatkowe dochody budżetu państwa z tytułu akcyzy oraz podatku dochodowego. Wydatki związane z zatrudnieniem będą finansowane bezpośrednio z budżetu państwa (część 47 – Energia oraz część 50 – URE).
---------------------	---

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Dochody ogółem</p> <p>Budowa nowych jednostek kogeneracji generować będzie dodatkowe dochody budżetu państwa m. in. z tytułu akcyzy, podatku dochodowego, podatku VAT. Z uwagi na różnorodność procesu inwestycyjnego w odniesieniu do różnych typów jednostek kogeneracji pominięte zostały dodatkowe przychody budżetu generowane na samym etapie inwestycji (budowy) – uwzględniono jedynie zwiększone dochody na etapie funkcjonowania nowych jednostek.</p> <p>Akcyza</p> <p>W zakresie dochodów z tytułu akcyzy przyjęto do wyliczeń 70% wolumenu energii z nowych jednostek kogeneracji wskazany w załączniku nr 1 oraz jednostkową wysokość akcyzy na poziomie 20 zł/MWh. Przyjęcie 70% wolumenu wskazanego w załączniku nr 1 wynika z faktu, że jako nowe jednostki traktowane będą również te poddane znacznej modernizacji, co oznacza, iż obecnie generują one energię elektryczną, a tym samym dochody z tytułu akcyzy. Szacuje się, że</p>
--	---

łączne dochody z tytułu akcyzy w ciągu 10 lat wyniosą niecałe 1,1 mld zł.

Podatek dochodowy

Dochody budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych i fizycznych nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym z uwagi na zróżnicowanie podmiotów korzystających z nowego mechanizmu wsparcia. Z jednej strony należy zauważyć, iż brak wejścia w życie ustawy będzie skutkowało prawdopodobnym pogorszeniem wyniku finansowego przed opodatkowaniem (być może także straty podatkowe) w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych, które będą musiały ograniczyć wytwarzanie energii w związku z brakiem wsparcia (głównie w odniesieniu do jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi). Z drugiej strony wprowadzenie proponowanych rozwiązań pozwoli na utrzymanie dotychczasowej produkcji energii elektrycznej, a także stymulować będzie inwestycje w nowe jednostki kogeneracji, co powinno przyczynić się do generowania nowej wartości dodanej.

Podatek VAT

Dochody budżetu państwa z tytułu podatku VAT nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym, ponieważ ze względu na zróżnicowaną strukturę podmiotów, do których sprzedana zostanie energia elektryczna wytworzona w nowych jednostkach kogeneracji (przedsiębiorcy, gospodarstwa domowe, jednostki samorządu terytorialnego) nie jest możliwe precyzyjne wskazanie, jaka część płaconego podatku VAT od sprzedaży energii elektrycznej będzie stanowiła dochód budżetu państwa. Niemniej jednak spodziewany jest dodatkowy dochód budżetu państwa z tego tytułu.

Wydatki ogółem

W związku z faktem, iż planowany system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji będzie opierał się na podobnych założeniach co system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (model aukcyjny), należy spodziewać się, że administracyjne koszty jego funkcjonowania również będą zbliżone, co do struktury. Powyższe odnosi się do kosztów przygotowania i zarządzania systemem informatycznym (rozwiązanie opcjonalne – dopuszcza się również prowadzenia aukcji w sposób tradycyjny (pisemny), ostateczna decyzja uzależniona będzie od decyzji Prezesa URE) oraz kosztów obsługi tego mechanizmu wsparcia (koszty osobowe ponoszone przez Urząd Regulacji Energetyki). Jednocześnie, biorąc pod uwagę fakt, iż w planowanym mechanizmie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji liczba potencjalnych uczestników będzie mniejsza, szacuje się, że jego koszt administracyjny również będzie niższy niż w przypadku odnawialnych źródeł energii.

W odniesieniu do kosztów osobowych administrowania nowym systemem wsparcia, na chwilę obecną zakłada się że nałożenie nowych zadań wynikających z obsługi nowego systemu będzie skorelowane w czasie z likwidacją zadań związanych z obsługą obecnego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, co nastąpi z dniem 1 stycznia 2019 r. Niemniej jednak w związku z koniecznością rozliczenia obecnego mechanizmu wsparcia po 1 stycznia 2019 r. oraz wynikającej z tego powodu konieczności równoległego prowadzenia działań w ramach 2 mechanizmów wsparcia, przewiduje się konieczność wzmocnienia kadrowego URE.

W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na zatrudnienie nowych pracowników odpowiedzialnych za obsługę nowego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Uwzględniono wzrost zatrudnienia w jednostkach publicznych uczestniczących w procesach związanych z mechanizmem wsparcia, tj. Ministerstwie Energii (ME) oraz Urzędzie Regulacji Energetyki (URE). W perspektywie 10 lat przewiduje się łącznie zatrudnienie co najmniej 5 pracowników w ME i 6 pracowników w URE. Koszt zatrudnienia pracownika ME i URE założono na podstawie danych dotyczących średniego wynagrodzenia w przedsiębiorstwach energetycznych, które są publikowane przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego (6858,01 zł na podstawie tab. 22 publikacji pt.: „Zatrudnienie i wynagrodzenia w gospodarce narodowej w I-III kwartale 2017 r.”). Poza kosztami wynagrodzeń pracowników przyjęto ponoszony w pierwszym roku zatrudnienia koszt uruchomienia stanowiska pracy w wysokości 10 tys. zł brutto na pojedyncze stanowisko pracy.

Inne

Zakończenie funkcjonowania obecnie obowiązującego systemu wsparcia opartego na świadectwach pochodzenia oznaczać będzie również brak wpływów z tytułu opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, która stanowi przychód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Co prawda ograniczony w czasie charakter obecnego mechanizmu wsparcia (a tym samym brak wpływu z tytułu opłaty zastępczej po dniu 30 czerwca 2019 r.) wynika bezpośrednio z przepisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 9a ust. 15 w związku z art. 9a ust. 1 i ust. 11 przedmiotowej ustawy), niemniej jednak projektodawca uznał za zasadne wskazanie dotychczasowych przychodów z tego tytułu.

W załączniku nr 7 przedstawiono dane dotyczące wpływów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w latach 2014 – 2017 z tytułu ww. opłaty zastępczej. Z przedstawionych informacji wynika, iż wpływy te kształtowały się na poziomie od około 46 mln zł w 2014 r. do około 520 mln zł w 2017 r. przy łącznej wysokości w przedmiotowym okresie na poziomie około 1 210 mln zł.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	61	229	470	1 018	1 618	10 061
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	<ul style="list-style-type: none"> • Poprawa bezpieczeństwa energetycznego, • Poprawa efektywności wykorzystania nośników energii pierwotnej, • Stworzenie podstaw ekonomicznych do budowy nowych jednostek kogeneracji. 						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	<ul style="list-style-type: none"> • Poprawa bezpieczeństwa energetycznego, • Poprawa efektywności wykorzystania nośników energii pierwotnej, • Poprawa konkurencyjności poprzez możliwość zaspokajania potrzeb energetycznych przez własne źródła wytwórcze (jednostki kogeneracji o mocy mniejszej niż 1MW). 						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	<ul style="list-style-type: none"> • Zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła, • Poprawa jakości powietrza. 						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego</p> <p>Wdrożenie nowego systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji jest konieczne dla zagwarantowania komfortu cieplnego użytkowników systemów ciepłowniczych. Bez przedłużenia systemu wsparcia w nowej formule istnieje zagrożenie braku rentowności produkcji ciepła z części istniejących instalacji kogeneracyjnych (głównie gazowych), które w wielu systemach ciepłowniczych gwarantują bezpieczeństwo dostaw ciepła oraz ograniczają poziom niskiej emisji.</p> <p>Jednocześnie bez zagwarantowania wsparcia istotnych modernizacji w obszarze aktywów wytwórczych, będzie istnieć ryzyko zamknięcia części instalacji w związku z niemożnością pozyskania odpowiedniego finansowania. Przedmiotowe inwestycje będą umożliwiały wydłużenie okresu ich eksploatacji, poprawę efektywności procesów energetycznych oraz ograniczenie emisji substancji szkodliwych (w szczególności kosztowne inwestycje w związku z dostosowaniem do norm BAT/BREFF). Bez przeprowadzenia istotnych modernizacji i modernizacji będzie istniała konieczność budowy nowych źródeł, co przełożyłoby się na wzrost kosztów funkcjonowania systemu (modernizacje są mniej kosztowne od budowy nowych źródeł).</p> <p>Jednocześnie należy podkreślić, że wiele lokalnych systemów ciepłowniczych stoi</p>							

w obliczu konieczności odtworzenia istniejących mocy wytwórczych. Przedmiotowy projekt ustawy daje możliwość budowy nowych źródeł wytwarzających w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło, zwłaszcza w miejsce istniejących sieciowych źródeł ciepłowniczych, które ze względu na przyznane derogacje będą musiały zostać w najbliższym czasie zamknięte.

Poprawa efektywności ekonomicznej systemu wsparcia

Z punktu widzenia gospodarki efektywnym wydaje się dokonanie optymalizacji systemu wsparcia, w sposób gwarantujący rentowność operacyjną istniejącym jednostkom oraz możliwość budowy nowych źródeł. Alternatywną propozycją wobec przygotowanego mechanizmu wsparcia mogłoby być przedłużenie funkcjonowania dotychczasowego mechanizmu opartego na tzw. świadectwach pochodzenia.

Prognozuje się, że zaproponowany mechanizm wsparcia pozwoli utrzymać koszty systemu na poziomie niższym od obecnego do 2023 roku włącznie. Jednocześnie biorąc pod uwagę zaproponowany system aukcyjny, prognozuje się, że koszty budowy nowych źródeł będą możliwie niskie i będą przy tym kontrolowane poprzez wolumen zaoferowany na aukcjach i naborach. Szacuje się, że bez proponowanej optymalizacji kosztów systemu wsparcia dla kogeneracji (tj. przedłużenie obecnie istniejącego mechanizmu wsparcia opartego na tzw. świadectwach pochodzenia) oraz przy udzieleniu dodatkowego wsparcia dla instalacji, które będą wymagać istotnych modernizacji i nowych mogłoby zwiększyć budżet systemu w latach 2019-2025 o ponad 8 mld PLN (poziom cen 2017). Jednocześnie bez wprowadzenia powyższych zmian, koszty systemu mogłyby wzrosnąć blisko dwukrotnie do 2020 roku, również w związku ze wzrostem produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Koszty systemu wsparcia będą ponoszone przez wszystkich odbiorców końcowych systemu elektroenergetycznego w kraju. Kontynuacja systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w proponowanej formule doprowadzi do zmiany poziomu zmiennych opłat przesyłowych oraz dystrybucyjnych, a w konsekwencji na zmianę obciążeń odbiorców końcowych z tego tytułu. Szacuje się że przy przyjętych założeniach modelowych, średnie miesięczne koszty energii elektrycznej gospodarstw domowych w wyniku wdrożenia regulacji nie powinny wzrosnąć o więcej niż 4 PLN miesięcznie (łącznie z VAT, poziom cen 2017).

Z powyżej zaprezentowanych analiz wynika, iż funkcjonujący obecnie mechanizm wsparcia w 2018 r. generować będzie koszt na poziomie 1,5 – 1,6 mld zł. Szacuje się, że wprowadzenie nowego mechanizmu z dniem 1 stycznia 2019 r. spowoduje zmniejszenie ww. rocznych kosztów dotychczasowego systemu do poziomu około 0,6 mld zł (w chwili obecnej nie zakończone zostały jeszcze szczegółowe analizy dotyczące czasu „wyjścia” z systemu wsparcia istniejących jednostek kogeneracji (po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia), dlatego wskazana powyżej wartość oszczędności w odniesieniu do istniejących instalacji jest szacunkowa). W kolejnych latach wzrost kosztów nowego systemu wsparcia będzie systematycznie postępował, niemniej jednak tempo przedmiotowego wzrostu wynikać będzie z corocznie ustalanego limitu wydatków na nowe inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji. Mając powyższe na uwadze należy zauważyć, iż przyszłe koszty nowego systemu wsparcia zależą będą od przyszłej polityki Rządu RP w tym zakresie.

Niemniej jednak, przyjęte powyżej założenie, iż średnie miesięczne koszty energii elektrycznej gospodarstw domowych w wyniku wdrożenia regulacji nie powinny wzrosnąć o więcej niż 4 PLN miesięcznie (łącznie z VAT, poziom cen 2017) t.j. około 20 zł/MWh, oznacza sfinansowanie w ramach nowego systemu wsparcia:

- funkcjonowania dotychczas istniejących źródeł (przy założeniu konieczności poniesienia niezbędnych nakładów modernizacyjnych);
- budowę nowych mocy wytwórczych na poziomie około 3000 MWe.

Elastyczne kształtowanie polityki energetycznej oraz kosztów systemu wsparcia

Należy wyraźnie podkreślić, iż dla zwiększenia elastyczności zarządzania rozwojem sektora energetycznego, regulacja ma charakter ramowy zapewniający odpowiednie narzędzia do realizacji polityki Państwa w tym obszarze. Analogicznie, jak w przypadku mechanizmu wsparcia odnawialnych źródeł energii cyklicznie wydawane akty wykonawcze określać będą budżet systemu wsparcia w kolejnych latach. Powyższe pozwoli na aktywne dostosowanie kosztów systemu wsparcia do potrzeb systemu elektroenergetycznego, systemów ciepłowniczych, a także sytuacji makroekonomicznej Państwa.

Ponadto, bieżąca analiza dotychczasowych rezultatów osiągniętych dzięki funkcjonowaniu mechanizmu wsparcia, a także oczekiwanych rezultatów w przyszłości pozwoli na bardziej efektywne (również w wymiarze finansowym) kształtowanie polityki energetycznej Państwa.

Poprawa konkurencyjności gospodarki

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji oznacza również poprawę efektywności wykorzystania surowców energetycznych, co sprzyja zmniejszeniu surowcochłonności krajowej gospodarki, a tym samym wpływa pozytywnie na jej konkurencyjność na arenie międzynarodowej. Przedstawione w poniższej tabeli dane pokazują oszczędności Polskiej gospodarki osiągnięte dzięki zmniejszonemu zapotrzebowaniu na paliwa z tytułu efektywnego ich wykorzystania w jednostkach kogeneracji w latach 2007 - 2014.

Tabela 7 - roczne oszczędności energii pierwotnej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji w latach 2007 – 2014 (źródło - *Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017*, Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o.).

Wyszczególnienie		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		PJ							
Ogółem kraj		93,91	94,24	98,46	102,06	97,99	100,83	93,13	89,00
Elektrownie zawodowe kondensacyjne		6,89	7,98	7,00	8,05	6,98	6,93	6,21	5,36
Elektrociepłownie zawodowe		60,59	60,53	60,97	61,88	58,13	59,58	57,14	50,99
Elektrociepłownie niezależne		2,64	1,85	3,36	3,41	3,85	3,66	4,19	4,23
Elektrociepłownie przedsiębiorstw ciepłowniczych		0,16	0,34	0,75	1,13	1,07	1,32	1,42	1,70
Elektrociepłownie przemysłowe		23,64	23,54	26,40	27,60	27,95	29,34	24,17	26,72
w tym z (Ogółem kraj):	jednostki o mocy <1 MW	0,04	0,05	0,03	0,04	0,06	0,15	0,11	0,68
	opalone gazem	5,44	6,06	6,53	6,98	7,11	10,99	9,85	7,81
	opalone metanem lub biogazem	-	-	-	0,76	1,64	2,70	2,52	2,92
	pozostałe jednostki	88,43	88,12	91,91	94,29	89,18	87,00	80,65	77,59

Oszczędności energii pierwotnej zależą od ilości wyprodukowanego ciepła. We wskazanym okresie największe oszczędności energii pierwotnej uzyskano w 2010 r. – 102,06 PJ (4,5 mln ton węgla o kaloryczności ok. 22 100 kJ/kg), a najmniejsze w 2014 r. – 89 PJ (4,2 mln ton węgla o kaloryczności ok. 22 100 kJ/kg). Sumarycznie w latach 2007–2014 oszczędność energii pierwotnej wyniosła 769,62 PJ (ok. 34 mln ton węgla o kaloryczności ok. 22 100 kJ/kg), przy średniorocznej wartości na poziomie 96,2 PJ.

Wskazane wyżej oszczędności w zakresie energii pierwotnej mają również wymierną korzyść finansową dla gospodarki. Zakładając koszt 1 GJ węgla na poziomie 9,57 zł (Notowania PSCMI 1/Q Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego 1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej – listopad 2017 r.; <http://www.polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-1>) średnioroczne oszczędności energii pierwotnej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji

wynosiły ok. 921 mln zł (w przypadku przyjęcia założenia, że oszczędności dotyczyć będą paliw gazowych wskazana kwota będzie stosownie wyższa).

Dalszy rozwój inwestycji w zakresie jednostek kogeneracji, w zależności od przyjętego tempa rozwoju, generować będzie dalsze korzyści w tym obszarze (ograniczenie surowcochłonności gospodarki, co przekłada się na wymierne korzyści finansowe).

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak
 nie
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów
 zmniejszenie liczby procedur
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy
 inne: ...

zwiększenie liczby dokumentów
 zwiększenie liczby procedur
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
 inne: ...

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz:

Wejście do systemu wsparcia wymagać będzie spełnienia określonych wymagań, w tym również związanych z przygotowaniem stosownych wniosków (dokumentów) oraz przejście właściwych procedur (np. dopuszczenie do systemu aukcyjnego). Powyższe wymagania będą analogiczne, jak w przypadku systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Na bazie dotychczasowych doświadczeń z funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii należy zauważyć, iż działania proceduralne/administracyjne nie stanowią istotnej bariery wejścia do systemu.

Zakłada się również, iż w przypadku dużych jednostek wysokosprawnej kogeneracji, dla których wsparcie udzielane będzie w drodze procedury indywidualnej, ilość dokumentacji niezbędnej do przeprowadzenia przedmiotowego procesu zostanie ograniczona do niezbędnego minimum.

Dodatkowo należy podkreślić, iż dotychczasowy system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji (oparty na tzw. świadectwach pochodzenia) był również systemem sformalizowanym wymagającym przygotowania określonej dokumentacji. Wskazane zwiększenie liczby dokumentów oraz procedur odnosi się do stanu braku dalszego funkcjonowania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji opartego o tzw. świadectwa pochodzenia po 2018 r. Zakłada się bowiem, iż oba systemy wsparcia wymagały/wymagać będą podobnej liczby procedur oraz dokumentów.

Należy również zauważyć, iż regulacja umożliwi Prezesowi URE przeprowadzenie aukcji w ramach nowego systemu wsparcia zarówno w formule tradycyjnej (papierowej), jak również w formule elektronicznej (analogicznie jak w przypadku aukcji w ramach systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii). Decyzja, co do wyboru właściwego narzędzia wynikać powinna z prowadzenia bieżącej analizy kosztowej poszczególnych rozwiązań w odniesieniu do ilości podmiotów zainteresowanych udziałem w systemie.

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie ustawy generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki (zarówno w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w nowych jednostkach kogeneracji, jak również w zakresie wydobywania, przetwarzania i transportu paliw na przedmiotowe potrzeby), jak również w innych sektorach gospodarki – budownictwo, finanse, transport, itp.

Przedmiotowy wpływ jest trudny do oszacowania z uwagi na fakt, iż ilość inwestycji w nowe moce wytwórcze uzależniona jest od ilości środków skierowanych do systemu (budżet będzie ustalany corocznie na podstawie aktu wykonawczego do niniejszego projektu ustawy). Ponadto, ilość nowych miejsc pracy wynikać będzie z tempa rozwoju poszczególnych technologii (rodzaje jednostek wysokosprawnej kogeneracji – wielkość, rodzaj wykorzystywanego paliwa, itp.).

Niemniej jednak, zakładając, że na 1 MW nowej mocy zainstalowanej elektrycznej w jednostkach kogeneracji powstawać będzie średnio około 0,8 etatu, docelowa ilość miejsc pracy wyniesie około 2400.

Należy również zauważyć, iż w związku z obserwowanymi trendami na rynku pracy - planowana stopa bezrobocia rejestrowanego w 2019 r. wyniesie 6,1% oraz 6% w kolejnych latach (na podstawie opracowania Ministerstwa Rozwoju i Finansów pt.: *Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw. Aktualizacja – październik 2017 r.*), pozyskanie zasobów ludzkich o właściwych kompetencjach może być utrudnione (generować może dodatkowe koszty).

10. Wpływ na pozostałe obszary

środowisko naturalne

sytuacja i rozwój regionalny

inne: ...

demografia

mienie państwowe

informatyzacja

zdrowie

Poprawa jakości powietrza

Zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przyczyni się do zwiększenia efektywności wykorzystania nieodnawialnych surowców energetycznych (węgiel, gaz), co przyczyni się do poprawy jakości środowiska. Zmniejszenie presji środowiskowej wynikać będzie zarówno ze zmniejszonego zapotrzebowania na paliwa (wydobycie, przetwarzanie, transport), jak również z faktu mniejszego spalania tych paliw.

Dodatkowo, zwiększenie wykorzystania ciepła sieciowego oraz dalsza eliminacja indywidualnych źródeł spalania przyczyniać się będzie do ograniczenia tzw. niskiej emisji. Niska emisja to emisja produktów spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych do atmosfery ze źródeł emisji znajdujących się na wysokości nie większej niż 40 m. Wyróżnia się emisję komunikacyjną, emisję wynikającą z produkcji ciepła dla potrzeb centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz emisję przemysłową. Do produktów spalania wpływających na występowanie niskiej emisji zaliczyć można gazy: dwutlenek węgla CO₂, tlenek węgla CO, dwutlenek siarki SO₂, tlenki azotu NO_x, wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, np. benzo(a)piren oraz dioksyny, a także metale ciężkie (ołów, arsen, nikiel, kadm) i pyły zawieszane PM₁₀, PM_{2,5}.

Do skutków niskiej emisji należy zaliczyć:

- powstawanie smogu;
- wzrost zachorowalności u ludzi między innymi na:
 - choroby układu oddechowego,
 - choroby układu nerwowego,
 - nowotwory;
- szacuje się, że ok 45 tys. osób rocznie umiera w Polsce przedwcześnie z powodu zanieczyszczenia powietrza;
- skutki ekonomiczne: straty dla gospodarki w wyniku absencji ludzi w pracy (często długookresowej), wzrost wydatków na służbę zdrowia oraz ubezpieczenia.

Główną odpowiedzialność za przekroczenia dopuszczalnego średniorocznego poziomu poszczególnych zanieczyszczeń w powietrzu ponoszą indywidualne gospodarstwa domowe, które w 2013 r. generowały odpowiednio 50% i 51% emisji pyłów zawieszonych PM₁₀, PM_{2,5} oraz 87% emisji benzo(a)pirenu. Niska emisja oraz obecna zła jakość powietrza w Polsce wynika m.in. z faktu, że:

- ponad 3,8 mln budynków jednorodzinnych (ok. 70%) w Polsce ogrzewanych jest za pomocą węgla spalanego w indywidualnych kotłach i piecach (spotykaną praktyką jest również spalanie odpadów powstających w gospodarstwach domowych);
- problem nie leży jedynie w powszechności kotłów i pieców na węgiel, ale też w ich jakości - niemal 80% używanych w Polsce kotłów węglowych to kotły zasypowe. Blisko połowa z nich (ok. 45%) to urządzenia mające już ponad 10 lat, które charakteryzują się niską sprawnością i dużą emisją zanieczyszczeń;

Omówienie wpływu

- gospodarstwa domowe i inni drobni odbiorcy zużywają rocznie ok. 12 mln ton węgla opałowego.

Zwiększenie wykorzystania ciepła sieciowego (rozwój sieci ciepłowniczej dzięki inwestycjom w nowe jednostki wytwórcze) pozytywnie wpłynie na ograniczenie ww. negatywnych skutków ogrzewania indywidualnego.

Zmniejszenie emisji CO₂

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji poprzez poprawę efektywności wykorzystania surowców energetycznych przyczynia się do redukcji emisji CO₂ (emisja uniknięta). Przedstawione w poniższej tabeli dane dotyczące unikniętej emisji CO₂ w latach 2007 – 2014 z tytułu wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji pokazują, iż największą wartość redukcji odnotowano w 2010 r. (8,34 mln ton CO₂), a najmniejszą w 2014 r. (6,96 mln ton CO₂). Łączna uniknięta emisja CO₂ w latach 2007–2014 wyniosła 62,03 mln ton, a średnia roczna uniknięta emisja CO₂ we wskazanym okresie – 7,75 mln ton.

Tabela 8 – roczne wartości unikniętej emisji CO₂ w poszczególnych jednostkach kogeneracyjnych w latach 2007 – 2014 (źródło - *Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017*, Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o.).

Wyszczególnienie		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		mln ton							
Ogółem kraj		8,08	7,98	7,73	8,34	7,73	7,69	7,52	6,96
Elektrownie zawodowe kondensacyjne		0,79	0,74	0,65	0,74	0,63	0,62	0,6	0,52
Elektrociepłownie zawodowe		5,54	5,44	5,33	5,41	4,93	4,94	4,9	4,42
Elektrociepłownie niezależne		0,22	0,15	0,33	0,35	0,36	0,27	0,3	0,3
Elektrociepłownie przedsiębiorstw ciepłowniczych		0,01	0,02	0,05	0,08	0,07	0,09	0,11	0,13
Elektrociepłownie przemysłowe		1,53	1,63	1,37	1,77	1,73	1,76	1,61	1,6
w tym z (Ogółem kraj):	jednostki o mocy <1 MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03
	opalone gazem	0,32	0,36	0,36	0,46	0,44	0,71	0,67	0,52
	opalone metanem lub biogazem	-	-	-	0,05	0,1	0,09	0,18	0,2
	pozostałe jednostki	7,76	7,62	7,36	7,83	7,19	6,88	6,66	6,2

Dalszy rozwój inwestycji w zakresie jednostek kogeneracji, w zależności od przyjętego tempa rozwoju, generować będzie dalsze korzyści w tym obszarze (redukcja emisji CO₂/uniknięta emisja CO₂).

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Planowane wejście w życie przepisów nastąpi z dniem 1 stycznia 2019 r., niemniej jednak proces przydzielania wsparcia w ramach proponowanego mechanizmu (zarówno wejście do systemu, jak również dalsze w nim uczestnictwo) będzie miał charakter wieloletni. Przewiduje się, że w przypadku nowych instalacji wsparcie udzielane będzie na okres 15 lat.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów projektów prowadzona będzie na bieżąco wraz z corocznym określaniem wolumenu energii oraz jego wartości dostępnych w ramach systemu w kolejnym roku kalendarzowym. Powyższe oznacza, iż ewaluacja prowadzona będzie analogicznie jak w przypadku aukcyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

7 szt.

Produkcja z nowych jednostek - udzielenie wsparcia w 2025 r.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Aukcja, w tym:							400 000	800 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	800 000	400 000	
paliwa gazowe							266 667	533 333	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	800 000	533 333	266 667
paliwa stałe							106 667	213 333	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	320 000	213 333	106 667
paliwa inne							26 667	53 333	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	53 333	26 667
Nabór							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Małe							260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000	260 000
łącznie							660 000	1 060 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	1 460 000	800 000	400 000
Produkcja z nowych jednostek - łącznie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Aukcja, w tym:	133 333	800 000	1 866 667	3 200 000	4 400 000	5 600 000	6 800 000	7 600 000	8 000 000	8 000 000	8 000 000	8 000 000	8 000 000	8 000 000	8 000 000	7 866 667	7 200 000	6 133 333	4 800 000	3 600 000	2 400 000	1 200 000	400 000	
paliwa gazowe	106 667	613 333	1 386 667	2 320 000	3 120 000	3 920 000	4 720 000	5 253 333	5 520 000	5 520 000	5 520 000	5 520 000	5 520 000	5 520 000	5 520 000	5 413 333	4 906 667	4 133 333	3 200 000	2 400 000	1 600 000	800 000	266 667	
paliwa stałe	26 667	160 000	400 000	720 000	1 040 000	1 360 000	1 680 000	1 893 333	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	1 973 333	1 840 000	1 600 000	1 280 000	960 000	640 000	320 000	106 667	
paliwa inne	0	26 667	80 000	160 000	240 000	320 000	400 000	453 333	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	453 333	400 000	320 000	240 000	160 000	80 000	26 667	
Nabór	0	333 333	866 667	1 600 000	2 133 333	2 466 667	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 600 000	2 266 667	1 733 333	1 000 000	466 667	133 333	0	0	
Małe	260 000	520 000	780 000	1 040 000	1 300 000	1 560 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 820 000	1 560 000	1 300 000	1 040 000	780 000	520 000	260 000	0	0	
łącznie	393 333	1 653 333	3 513 333	5 840 000	7 833 333	9 626 667	11 220 000	12 020 000	12 420 000	12 420 000	12 420 000	12 420 000	12 420 000	12 420 000	12 420 000	12 026 667	10 766 667	8 906 667	6 580 000	4 586 667	2 793 333	1 200 000	400 000	

Załącznik nr 2 – założenia przyjęte do wyliczenia jednostkowego kosztu wsparcia poszczególnych jednostek kogeneracji (jednostkowej wysokości premii) oraz wysokość tego wsparcia

Pozycja	Jednostka	Aukcje			Nabór	Małe jednostki kogeneracji
		Jednostki na paliwa gazowe	Jednostki na paliwa stałe	Jednostki na paliwa inne		
Sprawność ogólna brutto	%	80%	80%	80%	83%	75%
Udział produkcji e.e. przypadający na potrzeby własne	%	3%	10%	3%	3%	3%
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	h / rok	4 000	4 000	4 000	4 000	5 200
Wolumen produkcji ciepła użytkowego w przeliczeniu na jednostkę mocy elektrycznej zainstalowanej	GJ/MWe/rok	14 400	30 638	14 400	10 667	22 554
Współczynnik skojarzenia	#	1	0,470	1	1,35	0,83
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mln PLN/MWe	5,3	9,1	5,3	4,15	6,0
Jednostkowe koszty operacyjne stałe z wyłączeniem kosztów amortyzacji	kPLN/MWe/rok	250,0	270,0	250,0	200,0	300,0
Jednostkowe koszty zmienne z wyłączeniem kosztów paliwa i kosztami EUA	PLN/MWh	3,0	10,0	3,0	3,0	0,0
Emisyjność jednostki paliwa	t/GJ	0,0561	0,0938	0,0561	0,0561	0,0561
Okres kalkulacji	lat	15	15	15	15	15
Cena EUA	PLN / EUA	38,2	38,2	38,2	38,2	0,0
Cena e.e.	PLN / MWh	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0
Jednostkowa cena paliwa z uwzględnieniem transportu	PLN / GJ	28,8	12,0	12,9	28,8	32,0
Jednostkowa cena paliwa	PLN / GJ	28,8	10,9	12,9	28,8	32,0
Jednostkowy koszt transportu	PLN / GJ	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Cena ciepła jednoskładnikowa za wytwarzanie	PLN / GJ	40,78	36,14	38,10	40,78	40,78
Jednostkowa wysokość premii	PLN / MWh	154	96	23	104	162

Jednostkowa wysokość premii - wariant konserwatywny		Aukcje			Nabór	Małe jednostki kogeneracji
Pozycja	Jednostka	Jednostki na paliwa gazowe	Jednostki na paliwa stałe	Jednostki na paliwa inne		
Sprawność ogólna brutto	%	80%	80%	80%	83%	75%
Udział produkcji e.e. przypadający na potrzeby własne	%	3%	10%	3%	3%	3%
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	h / rok	4 000	4 000	4 000	4 000	5 200
Wolumen produkcji ciepła użytkowego w przeliczeniu na jednostkę mocy elektrycznej zainstalowanej	GJ/MWe/rok	14 400	30 638	14 400	10 667	22 554
Współczynnik skojarzenia	#	1	0,470	1	1,35	0,83
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	mln PLN/MWe	5,5	9,5	5,5	4,25	6,2
Jednostkowe koszty operacyjne stałe z wyłączeniem kosztów amortyzacji	kPLN/MWe/rok	250,0	270,0	250,0	200	300,0
Jednostkowe koszty zmienne z wyłączeniem kosztów paliwa i kosztami EUA	PLN/MWh	3,0	10,0	3,0	3,0	0,0
Emisyjność jednostki paliwa	t/GJ	0,0561	0,0938	0,0561	0,0561	0,0561
Okres kalkulacji	lat	15	15	15	15	15
Cena EUA	PLN / EUA	38,2	38,2	38,2	38,2	0,0
Cena e.e.	PLN / MWh	165,1	165,1	165,1	165,1	165,1
Jednostkowa cena paliwa z uwzględnieniem transportu	PLN / GJ	28,8	12,0	12,9	28,8	32,0
Jednostkowa cena paliwa	PLN / GJ	28,8	10,9	12,9	28,8	32,0
Jednostkowy koszt transportu	PLN / GJ	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Cena ciepła jednostkowy za wytwarzanie	PLN / GJ	40,78	36,14	38,10	40,78	40,78
Jednostkowa wysokość premii	PLN / MWh	187	132	55	134	190

Załącznik nr 3 – koszt systemu wsparcia z planowanych nowych źródeł w latach 2019 - 2041

Wariant podstawowy

Koszt wsparcia nowych jednostek - udzielenie wsparcia w 2019 r.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Aukcja, w tym:	18 986 667 zł	37 973 333 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	56 960 000 zł	37 973 333 zł	18 986 667 zł			
paliwa gazowe	16 426 667 zł	32 853 333 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	49 280 000 zł	32 853 333 zł	16 426 667 zł			
paliwa stałe	2 560 000 zł	5 120 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	7 680 000 zł	5 120 000 zł	2 560 000 zł			
paliwa inne	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł		
Nabór	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł		
Miałe	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł
Łącznie	61 106 667 zł	80 093 333 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	99 080 000 zł	37 973 333 zł	18 986 667 zł			
Koszt wsparcia nowych jednostek - udzielenie wsparcia w 2020 r.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Aukcja, w tym:	72 453 333 zł	144 906 667 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	217 360 000 zł	144 906 667 zł	72 453 333 zł			
paliwa gazowe	61 600 000 zł	123 200 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	184 800 000 zł	123 200 000 zł	61 600 000 zł			
paliwa stałe	10 240 000 zł	20 480 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	20 480 000 zł	10 240 000 zł			
paliwa inne	613 333 zł	1 226 667 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 226 667 zł	613 333 zł			
Nabór	34 666 667 zł	69 333 333 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	104 000 000 zł	69 333 333 zł	34 666 667 zł			
Miałe	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł
Łącznie	149 240 000 zł	298 480 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	447 720 000 zł	298 480 000 zł	149 240 000 zł			
Koszt wsparcia nowych jednostek - udzielenie wsparcia w 2021 r.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Aukcja, w tym:	51 920 000 zł	103 840 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	155 760 000 zł	103 840 000 zł	51 920 000 zł			
paliwa gazowe	41 066 667 zł	82 133 333 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	123 200 000 zł	82 133 333 zł	41 066 667 zł			
paliwa stałe	10 240 000 zł	20 480 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	30 720 000 zł	20 480 000 zł	10 240 000 zł			
paliwa inne	613 333 zł	1 226 667 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 840 000 zł	1 226 667 zł	613 333 zł			
Nabór	20 800 000 zł	41 600 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	62 400 000 zł	41 600 000 zł	20 800 000 zł			
Miałe	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł	42 120 000 zł
Łącznie	114 840 000 zł	229 680 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	344 520 000 zł	229 680 000 zł	114 840 000 zł			

Koszt wsparcia nowych jednostek - udzielenie wsparcia w 2024		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041			
Aukcja, w tym:							65 413 333 zł	130 826 667 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł		
palwa gazowa							49 886 667 zł	99 773 333 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł		
palwa stała							14 980 000 zł	29 960 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł			
palwa inna							1 466 667 zł	2 933 333 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł		
Nabór							- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł		
Małe							49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł			
Łącznie							114 813 333 zł	180 226 667 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł		
Koszt wsparcia nowych jednostek - udzielenie wsparcia w 2025																											
Aukcja, w tym:							65 413 333 zł	130 826 667 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł	196 240 000 zł			
palwa gazowa							49 886 667 zł	99 773 333 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł	149 660 000 zł			
palwa stała							14 980 000 zł	29 960 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł	44 940 000 zł			
palwa inna							1 466 667 zł	2 933 333 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł			
Nabór							- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł		
Małe							49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł	49 400 000 zł			
Łącznie							114 813 333 zł	180 226 667 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł	245 640 000 zł		
Koszt wsparcia nowych jednostek - łącznie																											
Aukcja, w tym:							23 466 667 zł	137 280 000 zł	316 506 667 zł	537 680 000 zł	733 920 000 zł	930 160 000 zł	1 126 400 000 zł	1 257 226 667 zł	1 322 640 000 zł	1 322 640 000 zł	1 322 640 000 zł	1 322 640 000 zł	1 322 640 000 zł	1 299 173 333 zł	1 185 360 000 zł	1 006 133 333 zł	784 960 000 zł	588 720 000 zł	392 480 000 zł	196 240 000 zł	65 413 333 zł
palwa gazowa							19 946 667 zł	114 693 333 zł	259 806 667 zł	433 840 000 zł	583 440 000 zł	733 040 000 zł	882 640 000 zł	982 373 333 zł	1 032 240 000 zł	1 032 240 000 zł	1 032 240 000 zł	1 032 240 000 zł	1 032 240 000 zł	1 012 293 333 zł	917 546 667 zł	772 933 333 zł	598 400 000 zł	448 800 000 zł	299 200 000 zł	149 600 000 zł	49 886 667 zł
palwa stała							3 520 000 zł	21 120 000 zł	52 800 000 zł	85 040 000 zł	117 280 000 zł	159 520 000 zł	211 760 000 zł	249 920 000 zł	264 000 000 zł	264 000 000 zł	264 000 000 zł	264 000 000 zł	264 000 000 zł	260 480 000 zł	242 880 000 zł	211 280 000 zł	168 960 000 zł	137 760 000 zł	84 480 000 zł	42 240 000 zł	14 080 000 zł
palwa inna							- zł	1 466 667 zł	4 400 000 zł	8 800 000 zł	13 200 000 zł	17 600 000 zł	22 000 000 zł	24 933 333 zł	26 400 000 zł	26 400 000 zł	26 400 000 zł	26 400 000 zł	26 400 000 zł	24 933 333 zł	22 000 000 zł	17 600 000 zł	13 200 000 zł	8 800 000 zł	4 400 000 zł	4 400 000 zł	1 466 667 zł
Nabór							- zł	44 666 667 zł	116 133 333 zł	214 400 000 zł	385 866 667 zł	330 533 333 zł	348 400 000 zł	348 400 000 zł	348 400 000 zł	348 400 000 zł	348 400 000 zł	348 400 000 zł	348 400 000 zł	303 733 333 zł	232 266 667 zł	134 000 000 zł	62 533 333 zł	17 866 667 zł	- zł	- zł	- zł
Małe							49 400 000 zł	98 800 000 zł	148 200 000 zł	197 600 000 zł	247 000 000 zł	296 400 000 zł	345 800 000 zł	345 800 000 zł	345 800 000 zł	345 800 000 zł	345 800 000 zł	345 800 000 zł	345 800 000 zł	296 400 000 zł	247 000 000 zł	197 600 000 zł	148 200 000 zł	98 800 000 zł	49 400 000 zł	- zł	- zł
Łącznie							72 866 667 zł	280 746 667 zł	580 840 000 zł	949 680 000 zł	1 266 786 667 zł	1 557 093 333 zł	1 820 600 000 zł	1 951 426 667 zł	2 016 840 000 zł	2 016 840 000 zł	2 016 840 000 zł	2 016 840 000 zł	2 016 840 000 zł	1 943 973 333 zł	1 736 093 333 zł	1 436 000 000 zł	1 067 160 000 zł	750 053 333 zł	459 746 667 zł	196 240 000 zł	65 413 333 zł

Załącznik nr 4 – koszt systemu wsparcia z planowanych nowych źródeł w latach 2019 – 2041 w przeliczeniu na odbiorcę końcowego Wariant podstawowy

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
Łączny koszt dla odbiorcy końcowego (zł/MWh)	0,49 zł	0,53 zł	0,57 zł	0,62 zł	0,67 zł	0,72 zł	0,77 zł	0,82 zł	0,87 zł	0,92 zł	0,97 zł	1,02 zł	1,07 zł	1,12 zł	1,17 zł	1,22 zł	1,27 zł	1,32 zł	1,37 zł	1,42 zł	1,47 zł	1,52 zł	1,57 zł	1,62 zł	1,67 zł
Łączny koszt dla odbiorcy końcowego (zł/miesięc)	0,10 zł	0,11 zł	0,12 zł	0,13 zł	0,14 zł	0,15 zł	0,16 zł	0,17 zł	0,18 zł	0,19 zł	0,20 zł	0,21 zł	0,22 zł	0,23 zł	0,24 zł	0,25 zł	0,26 zł	0,27 zł	0,28 zł	0,29 zł	0,30 zł	0,31 zł	0,32 zł	0,33 zł	0,34 zł

Wariant konserwatywny

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
Łączny koszt dla odbiorcy końcowego (zł/MWh)	0,58 zł	0,62 zł	0,66 zł	0,70 zł	0,74 zł	0,78 zł	0,82 zł	0,86 zł	0,90 zł	0,94 zł	0,98 zł	1,02 zł	1,06 zł	1,10 zł	1,14 zł	1,18 zł	1,22 zł	1,26 zł	1,30 zł	1,34 zł	1,38 zł	1,42 zł	1,46 zł	1,50 zł	1,54 zł
Łączny koszt dla odbiorcy końcowego (zł/miesięc)	0,12 zł	0,13 zł	0,14 zł	0,15 zł	0,16 zł	0,17 zł	0,18 zł	0,19 zł	0,20 zł	0,21 zł	0,22 zł	0,23 zł	0,24 zł	0,25 zł	0,26 zł	0,27 zł	0,28 zł	0,29 zł	0,30 zł	0,31 zł	0,32 zł	0,33 zł	0,34 zł	0,35 zł	0,36 zł

Załącznik nr 5 – koszt systemu wsparcia istniejących jednostek kogeneracji w latach 2019 – 2034

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Jednostki kogeneracji mniejsze niż 1 MW	61 429 758 zł	60 622 905 zł	59 470 980 zł	57 665 936 zł	55 993 288 zł	54 762 781 zł	53 132 560 zł	51 626 370 zł	46 292 938 zł	40 370 075 zł	35 459 486 zł	29 741 400 zł	20 562 027 zł	9 855 768 zł	1 147 744 zł	0 zł
Jednostki kogeneracji nie mniejsze niż 1 MW i mniejsze niż 50 MW	207 754 968 zł	198 265 794 zł	186 978 769 zł	184 292 097 zł	175 673 561 zł	153 551 253 zł	144 046 356 zł	126 738 328 zł	124 173 936 zł	92 169 432 zł	81 616 592 zł	54 263 688 zł	15 693 040 zł	10 976 960 zł	686 400 zł	0 zł
Jednostki kogeneracji nie mniejsze niż 50 MW	654 139 100 zł	591 776 750 zł	567 362 750 zł	560 505 200 zł	542 460 800 zł	238 958 895 zł	169 955 154 zł	143 909 154 zł	139 289 394 zł	104 129 394 zł	104 129 394 zł	58 355 805 zł	37 155 000 zł	37 155 000 zł	16 449 600 zł	16 449 600 zł
Łączne koszty wsparcia istniejących jednostek kogeneracji	923 323 826 zł	850 665 449 zł	813 812 499 zł	802 463 232 zł	774 127 648 zł	447 272 928 zł	367 134 070 zł	322 273 852 zł	309 756 268 zł	236 668 901 zł	221 205 472 zł	142 360 893 zł	73 613 872 zł	57 987 728 zł	18 283 744 zł	16 449 600 zł

Załącznik nr 6 – łączny koszt systemu wsparcia z istniejących oraz planowanych jednostek kogeneracji w latach 2019 – 2041, w tym w przeliczeniu na odbiorcę końcowego.

Wariant podstawowy

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Łączne koszty dla wariantu podstawowego wraz z istniejącymi instalacjami	984 430 493 zł	1 079 998 782 zł	1 284 092 499 zł	1 567 423 232 zł	1 792 434 315 zł	1 698 126 261 zł	1 629 734 070 zł	1 888 713 852 zł	1 928 116 268 zł	1 855 028 911 zł	1 839 565 472 zł	1 780 702 893 zł	1 691 973 872 zł	1 676 347 728 zł	1 636 643 744 zł	1 573 702 933 zł	1 389 026 667 zł	1 148 080 000 zł	853 400 000 zł	600 053 333 zł	367 506 667 zł	155 760 000 zł	51 920 000 zł
Łączny koszt dla wariantu podstawowego wraz z istniejącymi instalacjami dla odbiorcy końcowego (zł/MWh)	7,88 zł	8,64 zł	10,27 zł	12,54 zł	14,34 zł	13,59 zł	14,64 zł	15,11 zł	15,42 zł	14,84 zł	14,72 zł	14,09 zł	13,54 zł	13,41 zł	13,09 zł	12,59 zł	11,11 zł	9,18 zł	6,83				

Załącznik nr 7 – Wpływy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej z tytułu opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, w latach 2014 -2017

	2014	2015	2016	2017
jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne	182 801,69 zł	115 809 039,75 zł	203 269 933,03 zł	315 381 055,27 zł
jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne	48 851 165,02 zł	47 566 651,60 zł	78 348 779,98 zł	103 013 206,50 zł
jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne	182 390,91 zł	95 361 217,69 zł	94 163 130,84 zł	97 350 184,06 zł
zwroty i przeklasyfikowania	-4 678 779,10 zł	-173 341,64 zł	-519 085,88 zł	-32 523,20 zł
wpłaty do wyjaśnienia	1 059 325,71 zł	5 025 806,18 zł	7 648 124,07 zł	2 507 175,48 zł
Łącznie	45 596 904 zł	263 589 374 zł	382 910 882 zł	518 219 098 zł