

12**OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾**

z dnia 12 grudnia 2007 r.

w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej

Na podstawie art. 9n ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) ogłasza się w załączniku do obwieszczenia raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej.

Minister Gospodarki: *W. Pawlak*

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej — gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 12 grudnia 2007 r. (poz. 12)

**RAPORT OCENIAJĄCY POSTĘP OSIĄGNIĘTY
W ZWIĘKSZANIU UDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ
WYTWARZANEJ W WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI
W CAŁKOWITEJ KRAJOWEJ PRODUKCJI
ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Spis treści

1.	Wstęp	10
2.	Informacja o dotychczasowym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu	10
3.	Wdrożenie dyrektywy 2004/8/WE do polskiego systemu prawnego	12
4.	Całkowity prognozowany potencjał kogeneracji i uwarunkowania rozwoju gospodarki skojarzonej w Rzeczypospolitej Polskiej	13
4.1.	Prognoza zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną	13
4.2.	Sytuacja Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie paliw i jej wpływ na rozwój kogeneracji	15
5.	Potencjał techniczny kogeneracji	16
5.1.	Wielkość potencjału technicznego	16
5.2.	Technologie kogeneracji	16
6.	Efektywny ekonomicznie potencjał kogeneracji	17
7.	Oszczędność energii pierwotnej uzyskana poprzez wykorzystanie kogeneracji	19
8.	Bariery rozwoju kogeneracji	20
8.1.	Bariery ekonomiczne	20
8.2.	Bariery prawne	21
8.3.	Bariery administracyjne i społeczne	21
9.	Wnioski	21

1. Wstęp

Niniejszy Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej jest wypełnieniem upoważnienia zawartego w art. 9n ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w związku z art. 9 ustawy z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy — *Prawo energetyczne, ustawy — Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności* (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

W preambule do dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, s. 50; Dz. Urz. Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, s. 3) stwierdzono m.in., że potencjał skojarzonej gospodarki ciepłno-elektrycznej jako środek służący do oszczędzania energii jest obecnie niewystarczająco wykorzystywany we Wspólnocie. Promowanie wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet dla Wspólnoty i niesie ze sobą potencjalne korzyści wynikające ze skojarzenia związane z oszczędzaniem energii pierwotnej, unikaniem strat w sieci i zmniejszeniem emisji, w szczególności gazów cieplarnianych.

Efektywne wykorzystanie energii poprzez stosowanie skojarzenia (kogeneracji) może również przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności Unii Europejskiej. Jest to tym bardziej istotne, ponieważ obecne uzależnienie krajów Unii Europejskiej od importu energii w wysokości 50 % może wzrosnąć w roku 2030 do 70 %, jeżeli zostaną zachowane obecne tendencje. Należy zatem podjąć odpowiednie kroki, żeby zapewnić lepsze wykorzystanie możliwości, jakie stwarza kogeneracja w ramach wewnętrznego rynku energii. W preambule dyrektywy 2004/8/WE podkreśla się, że stosowanie kogeneracji stanowi środek prowadzący do osiągnięcia znacznych redukcji emisji CO₂ i wypełnienia zobowiązań protokołu z Kioto.

Ponadto w preambule wprowadza się pojęcie „wysokosprawna kogeneracja”, precyzując, że oszczędność względna energii pierwotnej powyżej 10 % upoważnia do używania tego terminu do energii wytworzonej w procesie skojarzonym. Do celów dyrektywy zaliczono m.in. ustanowienie ujednoliconej metody obliczania energii elektrycznej otrzymanej z kogeneracji oraz przygotowanie wytycznych do wdrożenia tej metody przy zastosowaniu metodologii opracowanych przez europejskie organizacje standaryzacyjne.

Energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji zapewnia się gwarancje pochodzenia.

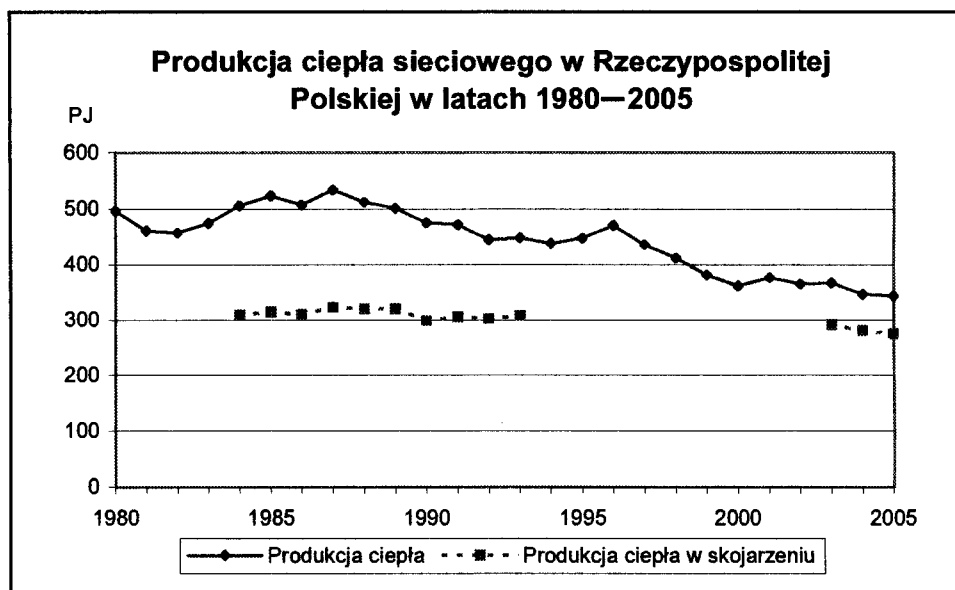
Państwa członkowskie zobowiązane zostały do przeprowadzenia analizy potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz analizy barier rozwoju wytwarzania skojarzonego. Postęp krajów członkowskich w wykorzystaniu potencjału kogeneracji będzie monitorowany przez Komisję Europejską.

Państwa członkowskie powinny być zachęcane do stworzenia mechanizmów niezbędnych do zapewnienia stabilnych podstaw gospodarczych i administracyjnych istotnych dla inwestowania w nowe jednostki kogeneracyjne. Mają temu służyć programy wsparcia o okresie realizacji co najmniej czterech lat. Programy wsparcia produkcji skojarzonej powinny być skupione na promowaniu kogeneracji wynikającej z gospodarczo uzasadnionego zapotrzebowania na ciepło i chłód (ciepło użytkowe). Państwowe wsparcie dla kogeneracji powinno być zgodne ze *wspólnotowymi wytycznymi dotyczącymi pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego* (Dz. Urz. WE C 37 z 03.02.2001, s. 3; Dz. Urz. WE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 8, t. 2, s. 76). Ponadto państwa członkowskie powinny zadbać o to, aby w systemach wsparcia publicznego przestrzegano zasady stopniowego wycofywania. Komisja zamierza monitorować i zbierać doświadczenia uzyskane podczas stosowania przez kraje członkowskie programów wsparcia.

2. Informacja o dotychczasowym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu

W Rzeczypospolitej Polskiej rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła związany jest przede wszystkim z rozwojem systemów ciepłowniczych zaopatrujących aglomeracje miejskie w ciepło dla celów grzewczych i w ciepłą wodę użytkową. Pierwszy taki system powstał w 1954 r. w Warszawie. Szczególnie intensywny rozwój systemów następował w latach 70. ubiegłego wieku. Ocenia się, że sumaryczna długość sieci ciepłowniczych w Rzeczypospolitej Polskiej wynosi około 18 tys. km, a system warszawski o długości 1550 km jest największym systemem ciepłowniczym w Unii Europejskiej. Niestety w wielu systemach ciepłowniczych, szczególnie niedysponowanych do stosowania kogeneracji, ciepło wytwarzane jest w kotłowniach. Największy potencjał rozwoju kogeneracji występuje właśnie w takich systemach. Wielkość produkcji ciepła w systemach sieciowych, w tym ciepła wytworzonego w skojarzeniu, przedstawiono na rys. 1¹⁾.

¹⁾ Przedstawione w Raporcie historyczne dane statystyczne pochodzą z opracowań Agencji Rynku Energii S.A.



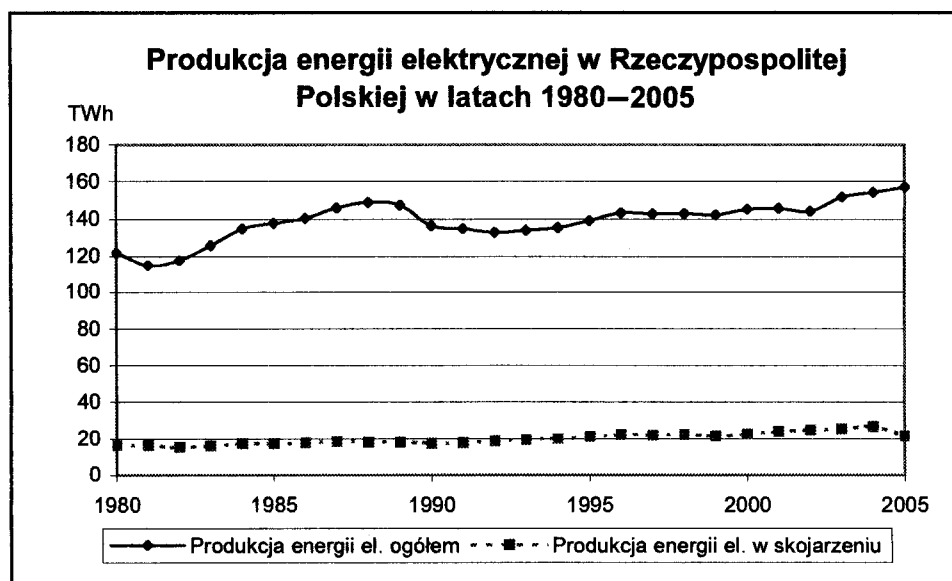
Rys. 1. Produkcja ciepła sieciowego, w tym w skojarzeniu, w latach 1980—2005, dla lat 1994—2002 nie przedstawiono produkcji ciepła w skojarzeniu ze względu na brak danych o wielkości produkcji skojarzonej w źródłach przemysłowych w tym okresie

Udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła sieciowego rósł systematycznie w analizowanym okresie, co było spowodowane przede wszystkim zmniejszeniem się zapotrzebowania na ciepło.

Dotychczas stosowane były dwie podstawowe formy promocji kogeneracji, tj. poprzez nałożenie na zakłady energetyczne obowiązku zakupu energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu po cenach kontrolowanych lub poprzez obowiązek dysponowania w wolumenie sprzedawanej energii elektrycznej określonego urzędowo udziału energii skojarzonej.

Pierwsza forma stosowana była do 2004 r., z tym że obowiązek zakupu do 1989 r. należy traktować umownie, wobec gospodarki planowej i deficytu energii elektrycznej. W ramach obowiązku zakupu w różny sposób określana była cena energii. Do 1997 r. miała ona charakter ceny urzędowej, a od 1998 do 2004 r. określana była przez wytwórcę i podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Wielkość produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu na tle całkowitej ilości wytworzonej energii elektrycznej przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej, w tym w skojarzeniu, w latach 1980—2005

Systematyczny wzrost udziału produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, jaki następował od 1990 r., pozornie uległ zmniejszeniu w 2005 r. wobec zmiany kryterium uznawania energii elektrycznej za skojarzoną — podniesienie minimalnej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie z 65 % do 70 %.

Funkcjonujący do dnia 30 czerwca 2007 r. system wspierania źródeł skojarzonych oparty był na obowiązku zakupu nałożonym na podmioty sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym. Podmioty te obowiązane były wykazać, iż określony procent energii dostarczanej przez nie odbiorcom końcowym pochodzi ze źródeł skojarzonych. W przypadku niedostatecznej podaży energii skojarzonej na rynku podmioty zobowiązane zwolnione były z konieczności pełnego wypełnienia obowiązku. W ten sposób poziom obowiązku automatycznie dostosowywany był do zmiennej podaży energii skojarzonej na rynku, bez konieczności ponoszenia przez te podmioty kosztów np. opłat zastępczych. Obowiązku zakupu podlegała energia wyprodukowana w źródłach, których sprawność ogólna wynosiła co najmniej 70 %.

Cena zakupu energii w ramach obowiązku była w sposób pośredni kształtowana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który corocznie w procesie zatwierdzania taryf dla spółek dystrybucyjnych określał uzasadniony poziom kosztu zakupu przez te podmioty energii elektrycznej ze skojarzenia. Zwykle akceptowany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom kosztu realizacji obowiązku zakupu przekraczał prognozowane ceny rynku konkurencyjnego o kilkanaście złotych.

Cena zakupu energii elektrycznej w ramach obowiązku była następnie negocjowana w umowach dwustronnych. Średnia cena w tych kontraktach nie przekraczała poziomu określonego *ex ante* przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Dostęp źródeł skojarzonych do sieci przesyłowej jest uprzywilejowany. Na operatorów sieci elektroenergetycznych nałożony jest obowiązek odbioru energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu. Ponadto muszą oni zapewnić tej energii pierwszeństwo przesyłu.

3. Wdrożenie dyrektywy 2004/8/WE do polskiego systemu prawnego

W dniu 12 stycznia 2007 r. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej uchwalił ustawę *o zmianie ustawy — Prawo energetyczne, ustawy — Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności*. Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2004/8/WE. Ustawa weszła w życie

w dniu 24 lutego 2007 r. Przepisy wprowadzające nowy system wspierania energii z wysokosprawnej kogeneracji weszły w życie w dniu 1 lipca 2007 r. i mają na celu, zgodnie z dyrektywą, promować kogenerację oraz tworzyć korzystne warunki rozwoju produkcji skojarzonej w Rzeczypospolitej Polskiej.

W znowelizowanej ustawie — *Prawo energetyczne* znajduje się szereg przepisów porządkujących zagadnienia związane z kogeneracją. W art. 3 wprowadzono zgodnie z dyrektywą definicje podstawowych pojęć dotyczących kogeneracji, ciepła użytkowego w kogeneracji, wielkości sprawności granicznych oraz wysokosprawnej kogeneracji.

Zgodnie z wymogami dyrektywy ustawa wprowadza system certyfikacji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Do otrzymania świadectwa pochodzenia z kogeneracji, potwierdzającego wytworzenie określonej ilości energii w skojarzeniu wysokosprawnym, uprawnieni są wszyscy wytwórcy, którzy posiadają odpowiednią koncesję, złożyli wniosek i dopełnili określonych wymogów formalnych i pomiarowych. Podmiotem odpowiedzialnym za wydawanie świadectw pochodzenia jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Certyfikacja energii jest obowiązkowa w stosunku do podmiotów chcących korzystać z nowego systemu wsparcia, obowiązującego od dnia 1 lipca 2007 r.

Wbudowane mechanizmy kontrolne powodują, że wymogi dokładności, rzetelności i odporności niniejszego systemu na korupcję zostaną dotrzymane.

Producent po wyprodukowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji występuje do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia dla tej energii. Wniosek powinien obejmować energię wyprodukowaną w ciągu jednego lub kilku następujących po sobie miesięcy danego roku kalendarzowego. Ilość produkowanej energii w wysokosprawnej kogeneracji w trakcie roku obliczana jest na podstawie planowanej średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło. Każdorazowo przy składaniu wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia wyprodukowanie określonego w nim wolumenu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji potwierdzone jest przez odpowiedniego operatora sieci elektroenergetycznych. Po zakończeniu danego roku kalendarzowego wytwórca zobowiązany jest złożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie z produkcji zrealizowanej w ciągu roku. W sprawozdaniu rocznym, w obliczeniach, brana jest pod uwagę rzeczywista osiągnięta sprawność przemiany energii paliwa w ciepło i energię elektryczną. Sprawozdania roczne weryfikowane są przez niezależne i kompetentne jednostki, akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji. Na podstawie

sprawozdań rocznych przeprowadzona jest weryfikacja ilości świadectw pochodzenia wystawionych dla danego producenta (obowiązkowe umorzenie części świadectw pochodzenia lub wystawienie dodatkowej ich ilości). Nieprawidłowości w wypełnianiu wniosków o wydanie świadectw pochodzenia podlegają karze.

Podmioty, które wystąpią do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o wydanie świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w 2007 r., powinny do pierwszego wniosku załączyć opinię akredytowanej jednostki, potwierdzającą możliwość i prawdopodobną wielkość produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w 2007 r.

Nowym systemem wsparcia objęta została cała energia produkowana w wysokosprawnej kogeneracji. Wydawane dla tej energii świadectwa pochodzenia objęte są obowiązkiem zakupu. Obowiązek zakupu świadectw nałożony został na podmioty sprzedające energię odbiorcom końcowym. W każdym roku przedsiębiorstwa zobowiązane są do zakupienia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia, proporcjonalnej do ilości energii dostarczanej klientom końcowym. Obowiązek może być również wypełniony w drodze wniesienia opłaty zastępczej.

Świadectwa pochodzenia wydawane są odrębnie dla dwóch grup źródeł:

- opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW,
- dla pozostałych źródeł.

Dla każdego rodzaju świadectw ustalony został odrębny zakres obowiązku zakupu oraz odmienny poziom opłaty zastępczej. Wysokość opłaty zastępczej będzie corocznie wyznaczana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w ramach określonego w ustawie zakresu: 15—110 % średniej ceny energii na rynku konkurencyjnym dla źródeł małych i gazowych oraz 15—40 % tej ceny dla pozostałych źródeł kogeneracyjnych.

W ramach nowego systemu wspierania źródeł kogeneracyjnych zniesiony został dotychczas obowiązujący obowiązek zakupu energii produkowanej w skojarzeniu. Utrzymane zostały preferencje w dostępie do sieci elektroenergetycznych.

Nowy system wsparcia ma zgodnie z przyjętą nowelizacją obowiązywać do dnia 31 marca 2013 r.

Zgodnie z ustawą — *Prawo energetyczne* wpływy z opłat zastępczych oraz kar pieniężnych kierowane są na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i mają być przeznaczone

wyłącznie na wspieranie odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji.

Zapisy ww. ustawy zostały uszczegółowione w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. Nr 185, poz. 1314), które poprzedzone było rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657). Przepisy rozporządzenia wdrażają Wytyczne do implementacji dyrektywy 2004/8/WE, jak również decyzję Komisji 2007/74/WE z dnia 21 grudnia 2006 r. ustanawiającą zharmonizowane wartości referencyjne wydajności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 32 z 06.02.2007, s. 183).

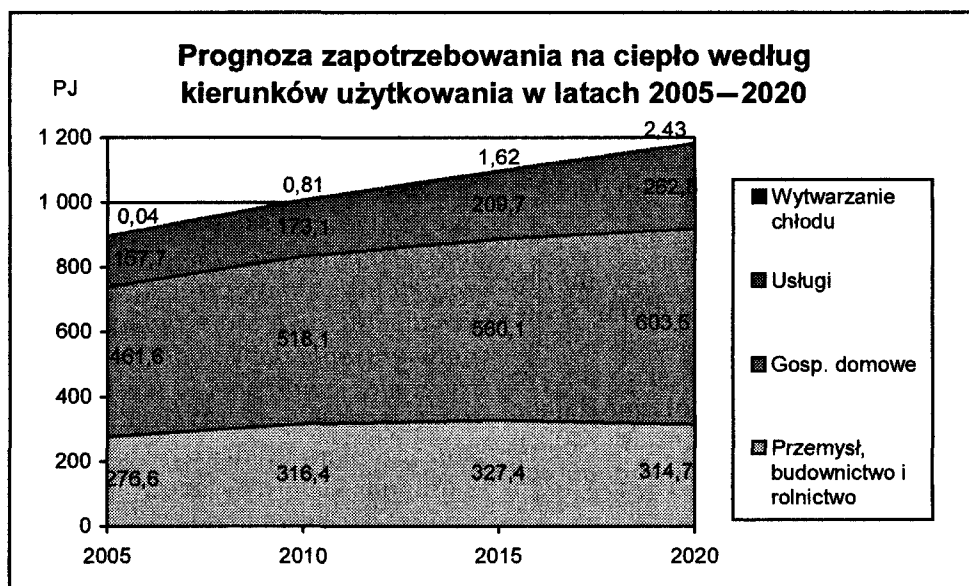
4. Całkowity prognozowany potencjał kogeneracji i uwarunkowania rozwoju gospodarki skojarzonej w Rzeczypospolitej Polskiej

4.1. Prognoza zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną

Zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE potencjał rozwoju kogeneracji związany jest z wielkością zapotrzebowania na ciepło użytkowe i chłód. Do opracowania prognozy zapotrzebowania na ciepło wykorzystano trzy metody badawcze:

- analizę (prognozę makroekonomiczną) wykorzystującą modele makroekonomiczne rozwoju gospodarki energetycznej w skali kraju,
- badanie ankietowe producentów i użytkowników ciepła,
- analizę porównawczą, badającą tendencje rozwoju Rzeczypospolitej Polskiej, w tym energochłonność gospodarki oraz jednakowe wskaźniki zapotrzebowania na różne postacie energii, w porównaniu z innymi krajami Unii Europejskiej.

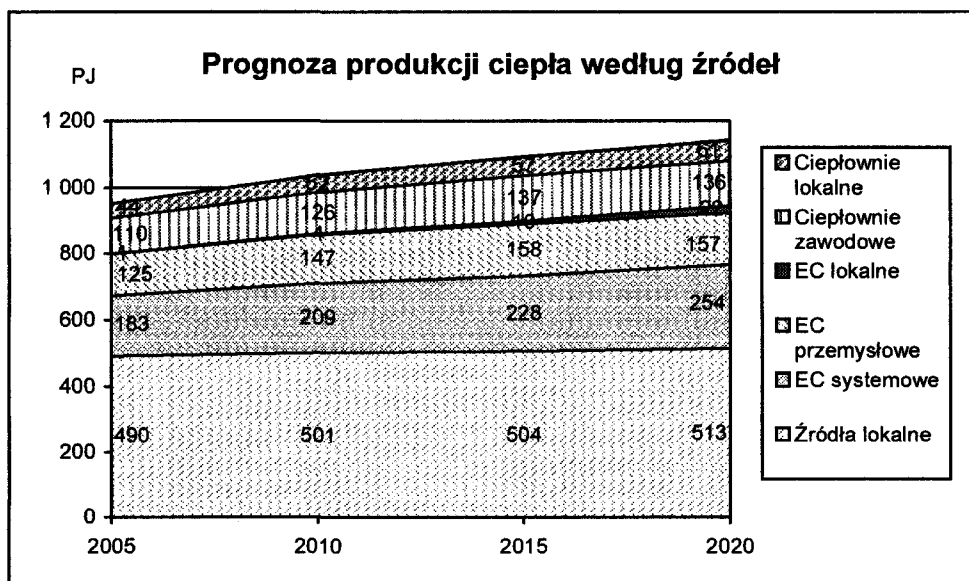
Wyniki prognozy przedstawione zostały na rys. 3. Wyróżniono na nim podstawowe kierunki użytkowania, tj. przemysł, budownictwo i rolnictwo, gospodarstwa domowe, usługi oraz wytwarzanie chłodu.



Rys. 3. Prognoza zapotrzebowania na ciepło w przemyśle, budownictwie i rolnictwie, gospodarstwach domowych, usługach oraz do wtórnego wytwarzania chłodu

W ramach prognozy określono także strukturę wytwarzania ciepła przy założeniu kontynuacji wcześniejszych trendów i polityki państwa w odniesieniu do wytwórców ciepła i energii elektrycznej. Zapotrzebowanie na ciepło może zostać pokryte ze źródeł scentralizowanych (ciepło sieciowe) oraz źródeł lokal-

nych. W zakresie ciepła wytwarzanego w źródłach scentralizowanych wytwórcy podzieleni zostali na kilka kategorii, przede wszystkim na elektrociepłownie i ciepłownie (kotłownie). Prognozę produkcji w źródłach lokalnych oraz scentralizowanych przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Prognoza produkcji ciepła w źródłach lokalnych i scentralizowanych (ciepło sieciowe) z podziałem na grupy wytwórców (scenariusz business as usual)

Dla rozwoju kogeneracji istotny jest także rozwój rynku energii elektrycznej, z tego też powodu w prognozie poddano analizie również zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują na:

- umiarkowany wzrost zapotrzebowania na ciepło, tj. o około 30 % do 2020 r.,
- szybki wzrost zapotrzebowania na finalną energię elektryczną, tj. około 50 % do 2020 r.

Wzrost zapotrzebowania na ciepło jest zróżnicowany dla poszczególnych zakresów użytkowania. W ciągu 15 lat wyniesie on:

- 16 % dla ciepła technologicznego,
- 21 % dla ciepłej wody użytkowej,
- 40 % dla ogrzewania pomieszczeń.

Tak znaczący przyrost zapotrzebowania na ciepło dla celów grzewczych wynika z prognozowanego, bardzo

intensywnego rozwoju usług oraz budownictwa mieszkalnego. W prognozie uwzględniono dotychczasowe trendy spadku zapotrzebowania na ciepło w istniejących budynkach, będące wynikiem termomodernizacji.

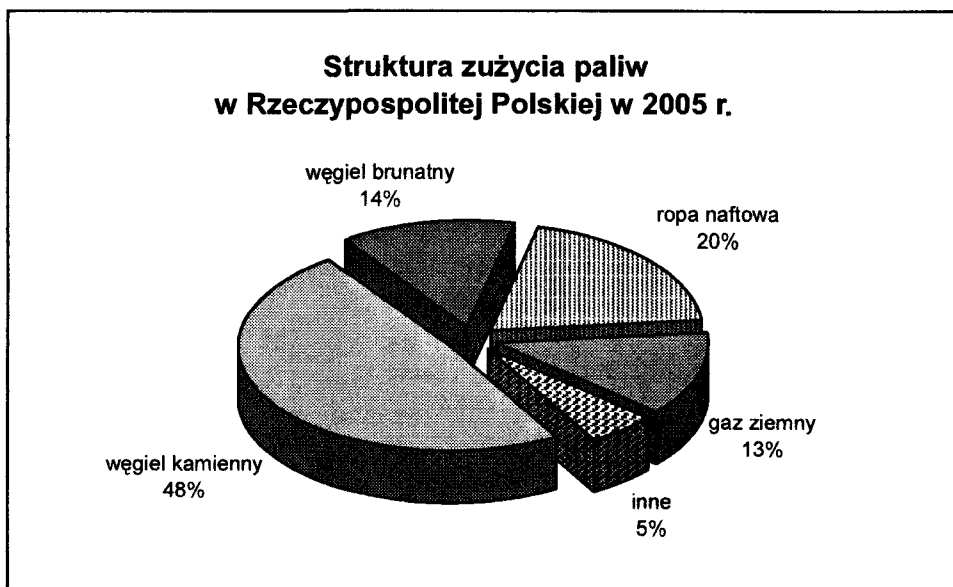
Przy zachowaniu dotychczasowych tendencji spodziewać się można niewielkiego wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, który nie pozwoli na zwiększenie udziału skojarzonej energii elektrycznej w całkowitej krajowej produkcji.

4.2. Sytuacja Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie paliw i jej wpływ na rozwój kogeneracji

W 2005 r. całkowite zużycie energii pierwotnej (paliw) wyniosło 3931,6 PJ. Strukturę zużycia po-

szczególnych paliw przedstawiono na rys. 5. Struktura ta jest znacząco różna od struktury występującej w innych krajach Unii Europejskiej. Główne różnice dotyczą:

- ponad czterokrotnie większego udziału węgla w zużyciu krajowym (Rzeczpospolita Polska — 62 %, UE — 15 %),
- prawie dwukrotnie mniejszego zużycia gazu ziemnego i paliw ciekłych (Rzeczpospolita Polska — 35 %, UE — 63 %),
- braku energetyki jądrowej w strukturze zużycia energii pierwotnej w Rzeczypospolitej Polskiej (w UE 16 %).



Rys. 5. Struktura zużycia paliw w Rzeczypospolitej Polskiej w 2005 r.

Struktura krajowego zużycia paliw w znacznej mierze jest wynikiem ich dostępności w Rzeczypospolitej Polskiej. Znaczące zasoby węgla kamiennego i brunatnego oraz praktycznie zupełny brak zasobów ropy

powodują, że prawie 90 % pozyskanej energii pierwotnej stanowi węgiel. Strukturę pozyskania energii pierwotnej w Rzeczypospolitej Polskiej przedstawia rys. 6.



Rys. 6. Struktura pozyskania energii pierwotnej w Rzeczypospolitej Polskiej w 2005 r.

Konsekwencją przedstawionej struktury pozyskania energii pierwotnej są relacje między cenami paliw, jakie mogą być wykorzystywane w kogeneracji. W 2005 r. kształtowały się one na poziomie:

- węgiel kamienny — 10 zł/GJ,
- gaz ziemny — 24 zł/GJ,
- biomasa — 20 zł/GJ.

Relacje te powodują, że gaz ziemny nie jest konkurencyjny cenowo w stosunku do węgla kamiennego.

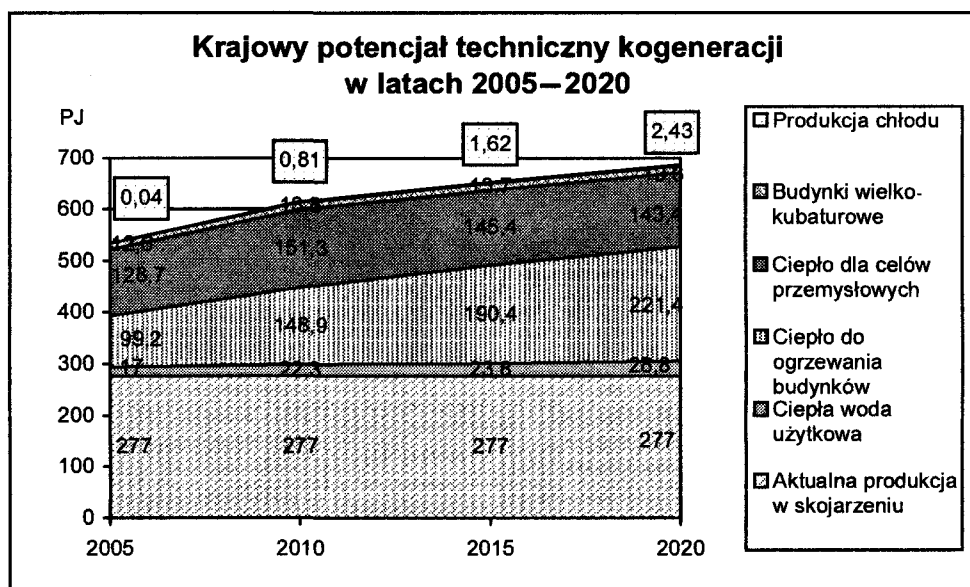
5. Potencjał techniczny kogeneracji

5.1. Wielkość potencjału technicznego

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy 2004/8/WE rozwój kogeneracji powinien bazować na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe. Przez techniczny potencjał kogeneracji na potrzeby analizy rozumiana była zatem ta część ciepła użytkowego, która przy aktualnym roz-

woju technologii energetycznych może być, z technicznego punktu widzenia, wyprodukowana w kogeneracji. Teoretycznie, przy obecnym rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, można by przyjąć, że potencjał techniczny kogeneracji stanowi całkowite zapotrzebowanie na ciepło użytkowe. Jednak obecnie w kraju jeszcze około 25 % zapotrzebowania na ciepło do celów ogrzewania pomieszczeń zaspokajane jest z wykorzystaniem indywidualnego ogrzewania piecowego. Należy więc przyjąć, że istniejące budynki mieszkalne zlokalizowane poza obszarem systemów ciepłowniczych tylko sporadycznie będą dołączane do tych systemów i ciepło użytkowe dla takich budynków nie będzie produkowane w skojarzeniu.

Część potencjału technicznego jest już wykorzystana — w 2005 r. 277 PJ ciepła zostało wytworzone w kogeneracji. Obszarem zainteresowania kogeneracji powinien być zatem dodatkowy, dotychczas niewykorzystany potencjał techniczny, który ilustruje rys. 7.



Rys. 7. Techniczny potencjał kogeneracji równy produkcji skojarzonej ciepła w 2005 r. oraz dodatkowemu potencjałowi technicznemu w wyodrębnionych kierunkach użytkowania. Grupa „budynki wielokubaturowe” zawiera też rolnictwo oraz oczyszczalnie ścieków

Można zatem uznać, że dodatkowy potencjał techniczny związany jest z wprowadzeniem kogeneracji w systemach ciepłowniczych, w których dotychczas nie ma skojarzonego wytwarzania, w ciepłowniach przemysłowych, elektrociepłowniach w nowych zakładach przemysłowych, nowych osiedlach o zwartej zabudowie zlokalizowanych w pobliżu istniejących systemów ciepłowniczych oraz w budynkach wielokubaturowych (biurowce, szpitale, centra handlowe itp.).

5.2. Technologie kogeneracji

Dla oceny ekonomicznej potencjału kogeneracji wytypowano szereg technologii kogeneracyjnych, perspektywicznych w polskich uwarunkowaniach w zakresie dostępności paliw oraz stosowanych obec-

nie technologiach rozdzielonego wytwarzania ciepła. Specyfika Rzeczypospolitej Polskiej jest związana z posiadaniem znaczących zasobów węgla oraz niespotykaną w innych krajach w tak dużej skali produkcją ciepła użytkowego w systemach sieciowych o mocach w zakresie od kilkudziesięciu do kilkuset MW w ciepłowniach, bez skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej. Wprowadzenie kogeneracji w tych systemach stanowi w Rzeczypospolitej Polskiej najistotniejszą i najłatwiejszą do wykorzystania część krajowego potencjału. Stąd w rozważanych technologiach znaczący udział mają technologie węglowe o relatywnie dużych mocach. Zestawienie tych technologii przedstawiono w tabeli 1. W pierwszej kolumnie tej tabeli podano kolejność w rankingu technologii, ocenianych

z punktu widzenia efektywności ekonomicznej, oddzielnie dla technologii wykorzystujących węgiel (W1—W5) oraz gaz ziemny (G1—G6).

Dla każdej technologii wyznaczano współczynnik oszczędności paliwa PES. Wartość współczynnika PES

jest podstawą oceny społecznej efektywności kogeneracji, a tym samym uzasadnionego poziomu jej wsparcia. Założono, że zgodnie z ostatnio wprowadzonym systemem wspieranie kogeneracji następuje poprzez obrót świadectwami pochodzenia (tzw. czerwone certyfikaty).

Tabela 1. Zestawienie technologii rozpatrywanych przy ekonomicznej ocenie potencjału kogeneracji

Ranking	Rodzaj technologii	Zakres mocy elektrycznej [MW]	Zakres rocznej produkcji ciepła [TJ]	Rodzaj paliwa
W1	Wymiennik na upuście turbiny kondensacyjnej dużej mocy (ucieplnienie turbiny kondensacyjnej)	—	—	—
W2	Turbina parowa z kotłem fluidalnym lub paleniskiem rusztowym	3—10	100—500	węgiel kamienny
W3	Turbina parowa z kotłem fluidalnym	60—120	2000—6200	węgiel kamienny
W4	Turbina parowa z kotłem pyłowym	60—120	2000—6200	węgiel kamienny
W5	Turbina parowa z kotłem fluidalnym	30—60	1000—3100	węgiel kamienny
G1	Silnik spalinowy na gaz	0,5—2	10—75	gaz ziemny
G2	Blok gazowo-parowy	60—120	1000—3100	gaz ziemny
G3	Blok gazowo-parowy	30—60	500—1600	gaz ziemny
G4	Turbina gazowa z kotłem wodnym	3—10	70—350	gaz ziemny
G5	Turbina gazowa z kotłem wodnym	1—3	20—100	gaz ziemny
G6	Ogniwo paliwowe (po 2010 r.)	1—10	15—250	gaz ziemny
	Silnik spalinowy na olej	0,05—0,2	1—7,5	olej opałowy
	Elektrociepłownia na biomasę (turbina parowa)	3—10	100—500	biomasa
	Elektrociepłownia na biogaz (silnik)	0,1—0,5	2—15	biogaz

6. Efektywny ekonomicznie potencjał kogeneracji

Ponieważ potencjał kogeneracji określają potrzeby w zakresie ciepła użytkowego, do oceny wielkości efektywnego ekonomicznie potencjału przyjęto założenie, zgodnie z którym z punktu widzenia potencjalnego inwestora możliwe są do wyboru dwa rozwiązania:

- produkcja ciepła w układzie rozdzielonym,
- skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła.

Z punktu widzenia inwestora w analizie opisanej sytuacji istotna jest efektywność wykorzystania dodatkowych środków inwestycyjnych, koniecznych do budowy elektrociepłowni. Za miernik efektywności ekonomicznej przyjęto wskaźnik IRR (Internal Rate of Return — wewnętrzna stopa zwrotu). Dla wszystkich strumieni finansowych, jakie są uwzględniane przy obliczaniu wskaźnika IRR, wyznaczono różnicę między przypadkiem skojarzonej i rozdzielnej produkcji ciepła. Przyjęto, że zgodnie z obowiązującym stanem prawnym kogeneracja wspierana jest poprzez przyznanie

wytwórcom energii elektrycznej spełniającej warunek wysokosprawnej kogeneracji (określonej zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE) zbywalnych świadectw pochodzenia. W ramach analiz poszukiwano minimalnej wartości świadectw pochodzenia, przy której wskaźnik IRR przekroczy wartość 10 %, uznaną za wartość progową dla podjęcia inwestycji w jednostkę kogeneracji. Rozpatrywano czas wykorzystania mocy znamionowej instalacji w przedziale od 7200 godzin/rok, co odpowiada wytwarzaniu ciepłej wody użytkowej (c.w.u.), do 4600 godzin/rok, co jest średnim czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w przypadku wytwarzania ciepła dla celów c.w.u. oraz ogrzewania pomieszczeń. Założono także, że wartość świadectw nie może być wyższa niż wartości unikniętych kosztów zewnętrznych. W przypadku technologii wykorzystujących jako paliwo węgiel uwzględniono redukcję kosztów zewnętrznych wynikającą z oszczędności paliwa, a w przypadku technologii gazowych z tytułu oszczędności paliwa i dodatkowo zmiany paliwa z węgla na gaz. W wyniku analiz ustalono, że minimalny, opłacalny czas wykorzystania mocy znamionowej instalacji nie powinien być krótszy niż 6000 godzin/rok, a wartość świadectwa pochodzenia odpowiednio:

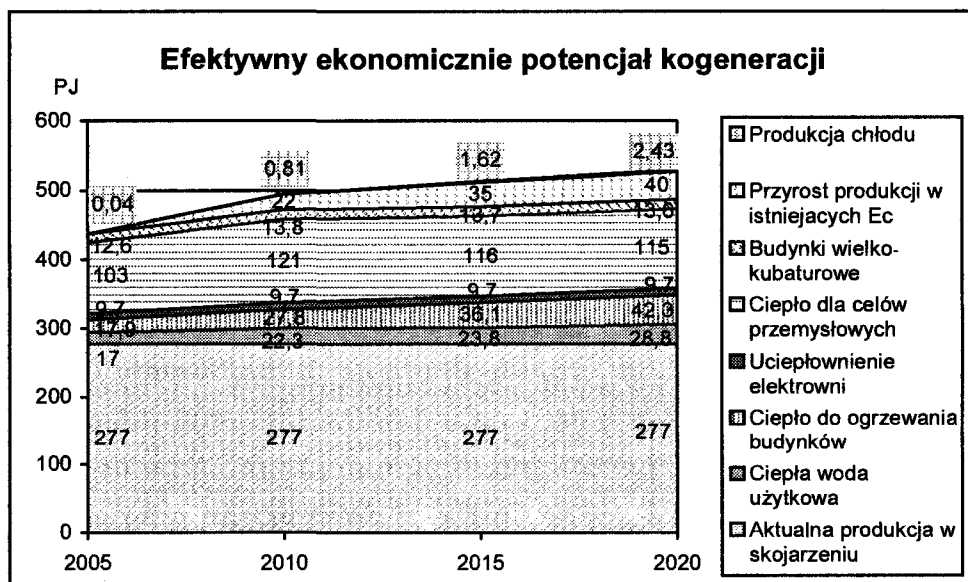
- 120 zł/MWh dla jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi,
- 50 zł/MWh dla pozostałych jednostek (technologie węglowe).

Ranking technologii przedstawiono w tabeli 1 oddzielnie dla obu paliw. Kolejność w rankingu wyznacza wielkość minimalnej wartości świadectwa, które skutkuje uzyskaniem wartości IRR powyżej 10 %.

Biorąc pod uwagę powyższe warunki graniczne, można przyjąć, że z potencjału technicznego kogeneracji do efektywnego ekonomicznie potencjału kogeneracji można zaliczyć:

- ciepło wytwarzane na potrzeby c.w.u.,
- około 20 % ciepła dla potrzeb ogrzewania pomieszczeń, w systemach ciepłowniczych zasilanych dotychczas z ciepłowni, oraz 100 %, kiedy system może być zasilany ciepłem z ucieplonej pobliskiej elektrowni kondensacyjnej,
- ciepło wytwarzane na potrzeby budynków wielokubaturowych,
- ciepło wytworzone w istniejących elektrociepłowniach w wyniku rozszerzenia rynku,
- 80 % ciepła wytwarzanego dla celów przemysłowych,
- ciepło wytworzone dla potrzeb produkcji chłodu w sezonie letnim oraz odpowiadające mu mocą ciepła dla celów grzewczych w sezonie ciepłowniczym.

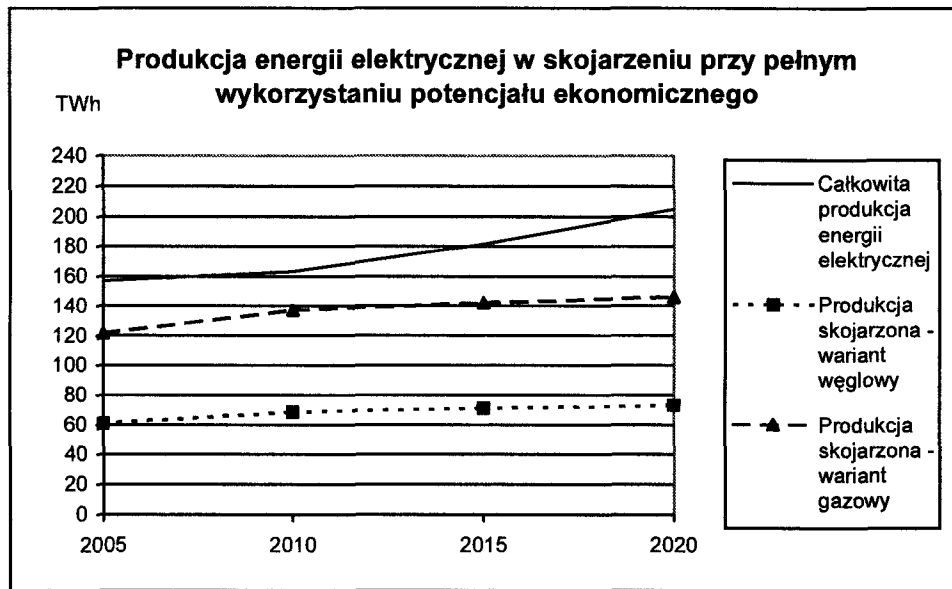
Bilans efektywnego ekonomicznie potencjału (potencjał ekonomiczny) kogeneracji przedstawiono na rys. 8.



Rys. 8. Efektywny ekonomicznie potencjał kogeneracji z podziałem na wyróżnione kierunki użytkowania ciepła

Wykorzystanie efektywnego ekonomicznie potencjału kogeneracji spowoduje znaczące zwiększenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu. Wielkość ta zależy od wykorzystanych technologii (węglowe czy gazo-

we), stąd na rys. 9 przedstawiono możliwą do osiągnięcia wielkość produkcji w skojarzeniu w dwóch skrajnych wariantach, na tle prognozowanej całkowitej produkcji energii elektrycznej w Rzeczypospolitej Polskiej.

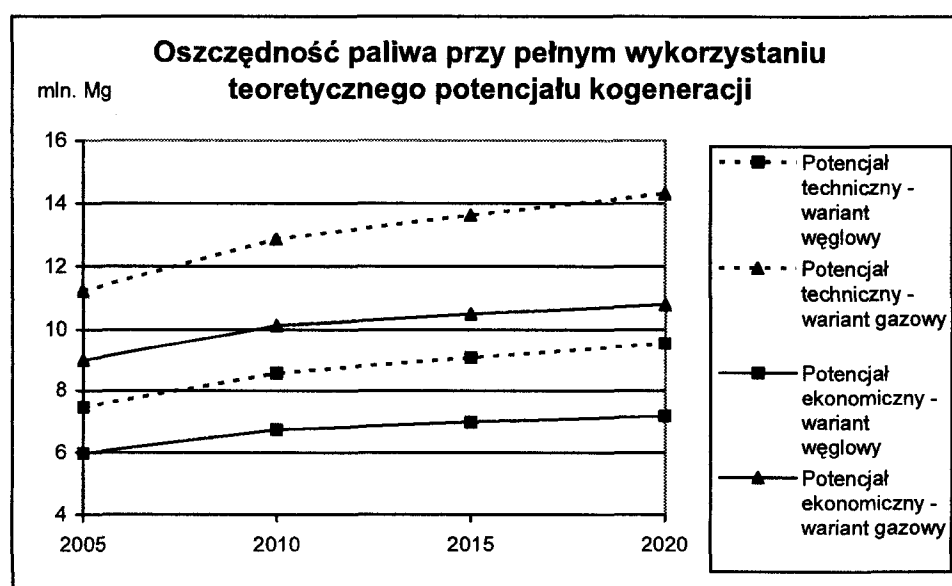


Rys. 9. Produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu przy wykorzystaniu pełnego potencjału ekonomicznego, na tle całkowitej produkcji energii elektrycznej w Rzeczypospolitej Polskiej

W 2005 r. w skojarzeniu wytworzone było 21,7 TWh energii elektrycznej. Oznacza to, że wykorzystywane jest około 36 % efektywnego ekonomicznie potencjału kogeneracji. Przyjmując cel strategiczny rozwoju kogeneracji na poziomie pełnego wykorzystania potencjału ekonomicznego, to należałoby wprowadzić mechanizmy, które będą powodowały zwiększanie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu o 8,5 % rocznie dla technologii węglowych lub 13,5 % dla technologii gazowych.

7. Oszczędność energii pierwotnej uzyskana poprzez wykorzystanie kogeneracji

Zależnie od technologii skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przynosi od 10 % do 18 % oszczędności paliwa (PES), w stosunku do wytwarzania rozdzielnego. Jako że większe wartości PES występują w instalacjach dużej mocy, które przeważają w Rzeczypospolitej Polskiej, można przyjąć, że średnia wartość PES będzie w Rzeczypospolitej Polskiej wynosiła około 15 %. Pozwala to oszacować hipotetyczne oszczędności paliwa, które byłyby skutkiem pełnego wykorzystania potencjału technicznego i ekonomicznego kogeneracji. Wielkości te zestawiono na rys. 10.



Rys. 10. Hipotetyczne zmniejszenie ilości paliwa (w przeliczeniu na węgiel kamienny o wartości opałowej 25 MJ/kg) przeznaczanego do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w przypadku pełnego wykorzystania technicznego i ekonomicznego potencjału kogeneracji

Wielkość oszczędności paliwa w przypadku technologii węglowych określa bezpośrednio wielkość redukcji emisji dwutlenku węgla. W przypadku technologii gazowych, co w polskich warunkach oznacza w większości przypadków zmianę paliwa z węgla w produkcji rozdzielonej na gaz w produkcji skojarzonej, zmniejszenie emisji będzie znacząco większe. Sa-

ma tylko wymiana paliwa skutkuje bowiem zmniejszeniem emisji o około 300 kg/MWh przy produkcji energii elektrycznej oraz 30 kg/GJ przy wytwarzaniu ciepła. Wielkość zmniejszonej emisji CO₂ z tytułu oszczędności paliwa przy wykorzystaniu potencjału ekonomicznego kogeneracji oraz zamianie paliwa z węgla na gaz ziemny zestawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Zmniejszenie emisji CO₂ w wyniku wykorzystania potencjału ekonomicznego kogeneracji [mln MG]

Zmniejszenie emisji CO ₂	2005	2010	2015	2020
Technologia węglowa	14,2	16,0	16,6	17,1
Zamiana paliwa z węgla na gaz ziemny	49,5	56,0	58,0	59,6

Jednym z najistotniejszych efektów wprowadzania kogeneracji jest zmniejszenie kosztów zewnętrznych wynikających ze spalania paliw. W przypadku technologii węglowej koszty uniknięte są iloczynem zaoszczędzonego paliwa oraz jednostkowego kosztu zewnętrznego spalania węgla. Zgodnie z założeniami wysokość tych kosztów przyjęto na podstawie wyników programu ExternE. Dla spalania węgla wynoszą

one 24 zł/GJ. W przypadku zmiany paliwa na gazowe dodatkowo trzeba uwzględnić zmniejszenie kosztów z tytułu niższych kosztów zewnętrznych spalania gazu niż węgla. Różnica ta wynosi około 18 zł/GJ przy produkcji ciepła oraz 160 zł/MWh przy produkcji energii elektrycznej. Wielkości kosztów zewnętrznych unikniętych w wyniku wykorzystania potencjału ekonomicznego kogeneracji zestawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Uniknięte koszty zewnętrzne z tytułu wykorzystania potencjału ekonomicznego kogeneracji [mld zł/rok]

Uniknięte koszty zewnętrzne	2005	2010	2015	2020
Technologia węglowa	3,58	4,04	4,19	4,31
Zamiana paliwa z węgla na gaz ziemny	29,92	33,79	35,02	36,01

8. Bariery rozwoju kogeneracji

Wskazany potencjał kogeneracji wykorzystany jest w Rzeczypospolitej Polskiej w porównaniu do możliwych do osiągnięcia korzyści w niedostatecznym zakresie. W 2005 r. w Rzeczypospolitej Polskiej wyprodukowano w skojarzeniu 277 PJ ciepła oraz 21,7 TWh energii elektrycznej. Jednocześnie stosowane dotychczas technologie kogeneracji charakteryzują się w wielu wypadkach małym wskaźnikiem skojarzenia, tj. małym stosunkiem produkcji energii elektrycznej do produkcji ciepła. Przyczyną niedostatecznego rozwoju kogeneracji są bariery o charakterze ekonomicznym (finansowym), prawnym, administracyjnym i społecznym. Przy aktualnym poziomie rozwoju technologii energetycznych bariery o charakterze technicznym posiadają znikome znaczenie.

8.1. Bariery ekonomiczne

Podstawowa bariera rozwoju kogeneracji ma charakter ekonomiczny. Ceny energii elektrycznej i ciepła na krajowych rynkach konkurencyjnych, z uwzględnieniem rynku bilansującego, nie kreują sygnałów inwestycyjnych w zakresie źródeł skojarzonych.

Istotną barierą ekonomiczną są także wysokie koszty budowy sieci ciepłowniczych oraz wysokie koszty jednostkowe instalacji małej mocy, które mogłyby znaleźć zastosowanie w kogeneracji rozproszonej. Podmiot podejmujący inwestycję budowlaną poza zakupem energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego musi zapewnić zaopatrzenie obiektu w ciepło. Koszty samej instalacji ciepłowniczej (kocioł wodny, pompa ciepła itp.) są na tyle niższe od kosztów instalacji kogeneracyjnej, że źródła skojarzone nie są budowane nawet w przypadku niższych w przyszłości kosztów eksploatacyjnych. Jest to szczególnie widoczne w przypadku działalności deweloperskiej, w przypadku której istotna jest minimalizacja kosztów budowy.

Istnieje ryzyko, że wprowadzony system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszych opłat zastępczych ustalonych na podstawie ustawy — *Prawo energetyczne* przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicz-

go kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. Wynika to z faktu ograniczonego rynku świadectw, którego wielkość określana jest w drodze administracyjnej w horyzoncie pięcioletnim. W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zera.

8.2. Bariery prawne

Niespodziewaną barierą rozwoju kogeneracji może okazać się wprowadzony w Unii Europejskiej system handlu uprawnieniami do emisji CO₂. W przypadku wysokich cen uprawnień dochody z ich sprzedaży mogą znacząco przewyższać dochody ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia. W takiej sytuacji w elektrociepłowniach możliwe będzie przeniesienie produkcji ciepła na kotły wodne i zaniechanie produkcji skojarzonej.

Dodatkową barierą rozwoju kogeneracji, szczególnie dla istniejących elektrociepłowni, jest spodziewana zmiana definicji źródła spalania w przepisach określających dopuszczalne standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu. W dotychczasowych krajowych przepisach wielkość standardu była uzależniona od mocy kotła. Zmiana polegająca na uzależnieniu standardu od sumarycznej mocy kotłów podłączonych do jednego komina oznaczać będzie konieczność poniesienia przez elektrociepłownie znaczących nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji oczyszczania spalin.

8.3. Bariery administracyjne i społeczne

Znowelizowana ustawa — *Prawo energetyczne* wprowadziła szereg obowiązków administracyjnych odnośnie do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii w kogeneracji, takich jak: obowiązek uzyskiwania koncesji czy konieczność przeprowadzenia audytu, które mogą być uciążliwe dla operatorów mini- i mikroźródeł.

Podstawą działań gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, zgodnie z ustawą — *Prawo energetyczne*, są przygotowywane, na poziomie gminy, „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”. Ww. ustawa nakłada na gminy obowiązki opracowania wspomnianych założeń, nie przewidując sankcji za ich brak. W efekcie większość gmin w Rzeczypospolitej Polskiej nie posiada odpowiednich w tym zakresie dokumentów. Często „Założenia” opracowane są w wyniku przetargów przy minimalizacji kosztu i niedostatecznej dbałości o rzetelność wykonania. Natomiast w gminach posiadających „Założenia” częstą sytuacją jest brak odpowiedniej kontroli realizacji działań nimi objętych. Stan taki wynika z braku formalnych rygorów oraz braku w organach gmin osób kompetentnych w zakresie energetyki. Władze gminy często nie widzą potrzeby zatrudniania specjalistów w tym zakresie.

Istnieją także bariery rozwoju kogeneracji o charakterze społecznym związane z powszechnym po-

strzeganiem ogrzewania scentralizowanego jako gorszego, to jest mniej przyjaznego dla użytkownika w porównaniu z indywidualnymi instalacjami kotłowymi. Opinie te mają swoje korzenie w okresie sprzed 1990 r., kiedy w wyniku braku mechanizmów rynkowych miały miejsce praktyki narzucania odbiorcom warunków zaopatrzenia w ciepło arbitralnie ustalonych przez dostawcę. Niestety takie zachowania nie wszędzie i nie w pełnym zakresie zostały już wyeliminowane.

Ponadto od społecznej akceptacji uzależniony jest możliwy do wprowadzenia poziom wsparcia źródeł kogeneracyjnych. W przypadku zbyt wysokich opłat zastępczych oraz cen świadectw pochodzenia energii z kogeneracji może nastąpić ich niekorzystne przełożenie na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

9. Wnioski

1. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jest technologią, która pozwala na znacznie efektywniejsze wykorzystanie paliw niż wytwarzanie rozdzielone. W konsekwencji umożliwia zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, w tym przede wszystkim dwutlenku węgla, oraz zmniejszenie kosztów zewnętrznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Technologia ta przy uwzględnieniu rynkowych cen ciepła i energii elektrycznej jest jednak mniej opłacalna od wytwarzania rozdzielonego i jej rozwój wymaga stosowania wsparcia finansowego.
2. Potencjał kogeneracji określony jest poprzez wielość zapotrzebowania na ciepło użytkowe. W Rzeczypospolitej Polskiej aktualnie zużywane jest około 900 PJ ciepła dla ogrzewania pomieszczeń, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz jako ciepło technologiczne w postaci pary i gorącej wody. W perspektywie do roku 2020 zapotrzebowanie wzrośnie do poziomu prawie 1200 PJ. Teoretyczny potencjał kogeneracji jest więc znaczący i pełne jego wykorzystanie odpowiadałoby wielkości produkcji energii elektrycznej równej rocznemu zapotrzebowaniu kraju na tę energię.
3. Nie jest możliwe wykorzystanie całego teoretycznego potencjału kogeneracji z powodów technicznych oraz ekonomicznych — zbyt wysoki, nieakceptowalny społecznie koszt wytwarzania. W Rzeczypospolitej Polskiej w 2005 r. aż 25 % budynków ogrzewanych było przy wykorzystaniu pieców, co odpowiadało zapotrzebowaniu na ciepło w wysokości około 95 PJ. Znaczne jest również zapotrzebowanie na ciepło w rejonach o zabudowie rozproszonej. Współcześnie znane i dostępne są technologie kogeneracji małej mocy, które mogą znaleźć zastosowanie w rozproszonym budownictwie mieszkalnym. Z uwagi na ich wysoki koszt inwestycyjny w analizach założono jednak, iż w polskich warunkach nie należy do potencjału technicznego zaliczać ciepła zużywanego dla celów grzewczych i na przygotowanie ciepłej wody użytkowej w budynkach mieszkalnych

- w rejonach rozproszonej zabudowy, na obszarach gdzie nie istnieje sieć ciepłownicza. Za potencjał techniczny można zatem uznać ok. 530 PJ ciepła w roku 2005. W roku 2020 wzrośnie on do ok. 680 PJ.
4. Wielkość potencjału ekonomicznego, czyli wielkość ciepła użytkowego, którego wytworzenie w kogeneracji jest opłacalne z punktu widzenia inwestora, zależy od systemu i wysokości wsparcia kogeneracji. Przyjęto, że w Rzeczypospolitej Polskiej stosowany będzie system wsparcia oparty na zbywalnych świadectwach pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu. Przeprowadzone analizy wykazały, że w obecnych warunkach dla zapewnienia opłacalności inwestycji w jednostki kogeneracyjne wartości tych świadectw powinny wynosić 50 zł/MWh dla technologii wykorzystujących jako paliwo węgiel oraz 120 zł/MWh dla technologii wykorzystujących paliwa gazowe. Przy takim wsparciu potencjał ekonomiczny kogeneracji wynosi ok. 430 PJ w roku 2005 oraz ok. 530 PJ w roku 2020.
 5. W 2005 r. w Rzeczypospolitej Polskiej wyprodukowano w skojarzeniu 277 PJ ciepła, co oznacza, że wykorzystywane jest zaledwie 64 % potencjału uznanego za ekonomiczny. Pozwala to stwierdzić, że stosowane dotychczas w kraju mechanizmy wsparcia kogeneracji były niewystarczające. Rozwój kogeneracji ograniczały bariery o charakterze ekonomicznym, prawnym, administracyjnym i społecznym.
 6. Stosowane aktualnie w Rzeczypospolitej Polskiej technologie kogeneracji charakteryzują się małym wskaźnikiem skojarzenia, tj. małym stosunkiem produkcji energii elektrycznej do produkcji ciepła. W 2005 r. wyprodukowane zostało w skojarzeniu zaledwie 21,7 TWh energii elektrycznej, co stanowi około 36 % energii potencjalnie możliwej do wyprodukowania przy wykorzystaniu całego potencjału ekonomicznego. Konieczne jest zatem uruchomienie procesu wymiany urządzeń w istniejących elektrociepłowniach. Wymiana ta jest konieczna także ze względu na znaczące zużycie eksploatowanych instalacji.
 7. Wykorzystanie ekonomicznego potencjału kogeneracji przyniesie wymierne efekty. Na przykład w 2020 r. możliwe będzie zaoszczędzenie 7—11 mln Mg węgla, zmniejszenie emisji CO₂ o 17—60 mln Mg oraz zmniejszenie kosztów zewnętrznych o 4—36 mld zł. Skrajne wielkości podanych przedziałów dotyczą przypadków, kiedy w kogeneracji w 100 % wykorzystywany jest węgiel lub gaz ziemny.
 8. Opracowanie, a następnie realizacja strategii rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w Polsce zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE powinno spowodować usunięcie barier rozwoju skojarzonego wytwarzania. Rozwój kogeneracji może być jednym z najistotniejszych sposobów wypełnienia w Rzeczypospolitej Polskiej polityki energetycznej Unii Europejskiej przewidującej znaczące ograniczenie emisji CO₂ oraz zwiększenie efektywności wykorzystania energii.