

Rynek ciepła w Polsce

Październik 2012



Spis treści

1. Wstęp	2
2. Streszczenie oraz kluczowe wnioski	3
3. Ogólna charakterystyka rynku ciepła w Polsce	5
3.1 Najważniejsze cechy sektora ciepłowniczego w Polsce w zestawieniu z innymi państwami UE	5
3.2 Największe przedsiębiorstwa ciepłownicze	7
3.3 Zużycie energii cieplnej w Polsce i w wybranych polskich miastach	8
3.4 Zmiany kosztów ciepła dla odbiorców	10
4. Regulacje i działania konkurencyjne na rynku ciepła w Polsce	13
4.1 Regulacje dotyczące taryf dla ciepła	13
4.2 Konkurencja na rynku ciepła	15
5. Czynniki, które będą kształtować popyt na ciepło w Polsce w przyszłości	17
5.1 Potencjał w zakresie poprawy efektywności energetycznej	17
5.2 Rozwój gospodarczy i procesy urbanizacyjne	18
5.3 Nowe sposoby wykorzystywania ciepła sieciowego	19
6. Kluczowe wyzwania dla branży ciepłowniczej w Polsce	20
6.1 Aktualny stan źródeł wytwórczych i sieci ciepłowniczych	20
6.2 Wpływ regulacji dotyczących ochrony środowiska na strukturę paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła	22
6.3 Znaczenie bezpieczeństwa energetycznego	23
6.4 Zmiany cen paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła	24
6.5 Potrzeba rozwijania odnawialnych źródeł energii i kogeneracji	26
6.6 Efektywność przedsiębiorstw ciepłowniczych	27
Definicje	29

1. Wstęp

Głównym celem raportu „Rynek ciepła w Polsce” jest przedstawienie najważniejszych tendencji widocznych w polskim sektorze ciepłowniczym oraz głównych czynników, które w przyszłości wpłyną na koszt ciepła dla odbiorców.

Dokument ten obejmuje następujące zagadnienia:

- Ogólny obraz polskiego rynku ciepła, w tym jego rozmiar, główni gracze, najważniejsze aspekty regulacyjne, a także trendy w zakresie zużycia ciepła i jego cen (rozdział „Ogólna charakterystyka rynku ciepła w Polsce”);
- Opis najważniejszych regulacji wpływających na koszt ciepła dla konsumentów oraz przegląd działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, które można traktować jako działania konkurencyjne na ściśle regulowanym rynku ciepła (rozdział „Regulacje i działania konkurencyjne na rynku ciepła w Polsce”);
- Przegląd czynników, które będą determinowały przyszłe zapotrzebowanie na ciepło, takich jak poprawa efektywności energetycznej, rozwój

gospodarczy i procesy urbanizacyjne, a także nowe sposoby wykorzystania ciepła sieciowego (rozdział „Czynniki, które będą kształtować popyt na ciepło w Polsce w przyszłości”);

- Przegląd zagadnień istotnych dla branży ciepłowniczej, takich jak pogarszający się stan majątku ciepłowniczego, wpływ regulacji dotyczących ochrony środowiska, konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, zmiany cen paliw, wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji, a także efektywność przedsiębiorstw ciepłowniczych (rozdział „Kluczowe wyzwania dla branży ciepłowniczej w Polsce”).

Niniejszy raport został przygotowany na zamówienie i we współpracy z Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. („Fortum”).



2. Streszczenie oraz kluczowe wnioski

W przyszłości popyt na ciepło sieciowe będzie najprawdopodobniej stabilnie rosnąć, co oznacza odwrócenie tendencji spadkowej obserwowanej w przeszłości.

Pomiędzy rokiem 2001 a 2007 zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w Polsce zmniejszyło się o 26%, głównie w wyniku termomodernizacji budynków. Po 2007 r. zużycie ciepła zaczęło rosnąć, co może być konsekwencją zmniejszającego się potencjału dalszych termomodernizacji oraz intensyfikacji działań w zakresie rozbudowy sieci ciepłowniczych w celu przyłączania nowych klientów. Tendencję tę można zaobserwować nie tylko w skali całego kraju, ale także w kilku największych polskich aglomeracjach (Warszawa, Gdańsk, Wrocław). Według prognozy przygotowanej przez Agencję Rynku Energii, zużycie ciepła sieciowego wzrośnie w latach 2010-2030 o 15%. Choć największy wzrost spodziewany jest w sektorze usług i handlu, umiarkowanąwyżkę będzie można zaobserwować także w przemyśle, rolnictwie i w gospodarstwach domowych.

Rynki ciepła, które mają charakter lokalny, zdominowane są zwykle przez kilka przedsiębiorstw ciepłowniczych. Konsekwencją takiej struktury jest ścisła regulacja cen ciepła i opłat za jego przesyłanie.

Ze względu na ograniczenia techniczne i ekonomiczne (brak możliwości przesyłania ciepła na duże odległości), rynki ciepła mają charakter lokalny, co oznacza, iż są często ograniczone do obszaru jednego miasta. Na rynkach tych funkcjonuje zwykle co najwyżej kilka większych systemowych producentów ciepła i tylko jeden operator sieci ciepłowniczej, gdyż istnienie dwóch sieci w tym samym miejscu byłoby nieuzasadnione ekonomicznie.

Usługi ciepłownicze świadczone są końcowym odbiorcom ciepła zazwyczaj na podstawie umowy zawartej z operatorem lokalnej sieci, który kupuje ciepło od wytwórców podłączonych do jego sieci lub też wytwarza je we własnych źródłach ciepła.

W celu przeciwdziałania nadmiernym wzrostom kosztów ciepła dla konsumentów na rynkach zdominowanych przez niewielką liczbę przedsiębiorstw taryfy ciepłownicze kluczowych przedsiębiorstw podlegają zatwierdzeniu przez Urząd Regulacji Energetyki. Należy jednak podkreślić, że regulacja dotyczy wyłącznie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, tj. przedsiębiorstw o łącznej mocy zainstalowanej lub łącznej mocy zamówionej przez odbiorców przekraczającej 5 MW. Mali dostawcy ciepła nie podlegają regulacji cen.

Choć rynki ciepła traktowane są w polskich przepisach jako monopole naturalne, widoczna jest na nich rosnąca tendencja do podejmowania działań konkurencyjnych.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze często spotykają się z konkurencją ze strony alternatywnych źródeł ciepła (źródeł indywidualnych lub niewielkich lokalnych jednostek wytwórczych), jak również ze strony innych wytwórców ciepła podłączonych do tej samej sieci. Konkurencja na rynku ciepła sieciowego to kolejny mechanizm (poza regulacją), który zazwyczaj wpływa pozytywnie na koszty i jakość usług ciepłowniczych dla odbiorców.

Przedsiębiorstwa dostarczające ciepło sieciowe muszą brać pod uwagę zdolność swoich klientów (szczególnie dużych odbiorców komercyjnych lub przemysłowych) do przerzucenia się, w dłuższej perspektywie, z ciepła sieciowego na indywidualne źródła ciepła. Konkurencyjność ciepła sieciowego w porównaniu z alternatywnymi

źródłami ciepła ma także kluczowe znaczenie dla firm, które próbują przekonać odbiorców korzystających z ciepła ze źródeł alternatywnych do podłączenia się do sieci ciepłowniczej.

Konkurencja pomiędzy wytwórcami ciepła podłączonymi do tej samej sieci może obejmować przykładowo takie działania jak korzystanie z zasady dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA) w celu zwiększenia sprzedaży ciepła bezpośrednio do odbiorców końcowych (bez pośrednictwa operatora sieci), poprawa efektywności kosztowej przynosząca w efekcie obniżenie cen ciepła w zestawieniu z cenami ciepła ze źródeł konkurencyjnych oraz inwestowanie w kotły opalane biomasą w celu korzystania z obowiązku zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych spoczywającego na operatorach sieci ciepłowniczych. Spośród powyższych działań, najtrudniejsze wydaje się wykorzystanie zasady TPA, chociaż niektóre przedsiębiorstwa podejmują takie próby (np. ZEC Kogeneracja we Wrocławiu).

Koszty ciepła sieciowego w Polsce w przyszłości prawdopodobnie wzrosną na skutek konieczności zakupu uprawnień do emisji CO₂ przez producentów ciepła oraz konieczności wymiany lub modernizacji starej infrastruktury wytwórczej i sieciowej.

Każde źródło ciepła o mocy cieplnej większej lub równej 20 MW, wykorzystujące do wytwarzania ciepła paliwa kopalne, należy do Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS). Oznacza to, iż musi ono nabywać uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. Do tej pory, większość uprawnień przydzielana była polskim przedsiębiorstwom energetycznym bezpłatnie. Jednak od 2013 r. coraz większą liczbę uprawnień trzeba będzie nabywać na aukcjach lub od innych przedsiębiorstw. Zgodnie z założeniami systemu ETS w 2027 r. wszystkie uprawnienia będą przydzielane na aukcjach. Konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje wzrost cen ciepła.

Odbiorcy podłączeni do sieci ciepłowniczych zaopatrywanych głównie przez źródła węglowe prawdopodobnie odczują powyższe zmiany w większym stopniu niż odbiorcy przyłączeni do systemów zaopatrywanych przez instalacje gazowe, ze względu na różnice w poziomie emisyjności pomiędzy źródłami opalonymi węglem i gazem.

Według Urzędu Regulacji Energetyki, majątek systemowych przedsiębiorstw ciepłowniczych jest w dużym stopniu zdekapitalizowany. W roku 2010 wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosił ok. 60%. Wysoki stopień dekapitalizacji infrastruktury sieciowej skutkuje coraz większymi stratami przesyłowymi, podczas gdy zaawansowany wiek źródeł ciepła prowadzi do mniejszej sprawności wytwarzania i wysokiej emisji substancji zanieczyszczających powietrze (tj. dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów). Ze względu na wiek i wysoką emisję zanieczyszczeń większość źródeł ciepła w Polsce wymaga modernizacji lub zastąpienia nowymi jednostkami. Inwestycje te są niezbędne do spełnienia standardów emisyjnych zawartych w dyrektywie o emisjach przemysłowych z 2010 r. Znaczące inwestycje są również potrzebne w obszarze infrastruktury przesyłowej, ponieważ stan sieci ma zasadnicze znaczenie dla niezawodności dostaw ciepła.

Tempo wzrostu kosztów ciepła można, do pewnego stopnia, ograniczyć poprzez regulację, jak również poprzez konkurencję ze strony indywidualnych oraz innych alternatywnych źródeł ciepła. W celu przeciwdziałania nadmiernemu wzrostowi kosztów ciepła dla odbiorców, przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny podjąć kroki nakierowane na poprawę efektywności, czyli optymalizację kosztów. W obszarze wytwarzania ciepła, do takich działań zachęcać może konkurencja pomiędzy większymi wytwórcami funkcjonującymi na tym samym rynku ciepła.

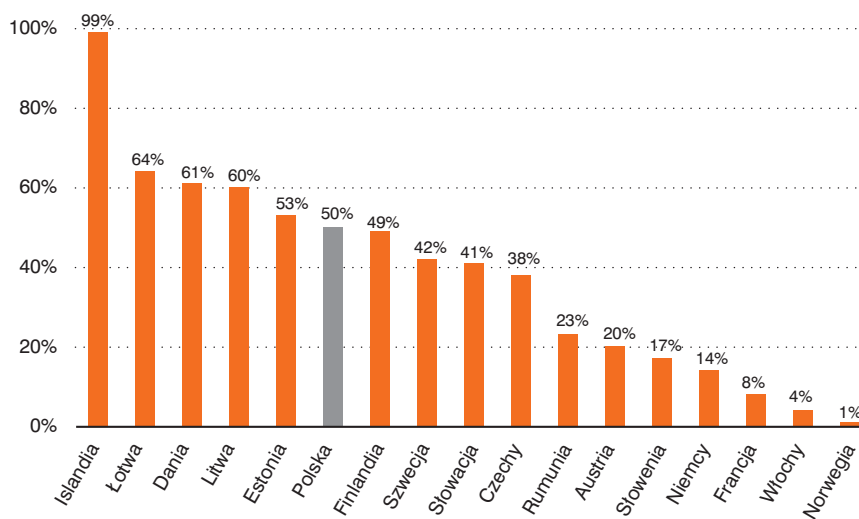
3. Ogólna charakterystyka rynku ciepła w Polsce

3.1 Najważniejsze cechy sektora ciepłowniczego w Polsce w zestawieniu z innymi państwami UE

Około 50% obywateli Polski kupuje energię ciepłą od systemowych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Pozostałe zapotrzebowanie na ciepło zaspakajane jest ze źródeł indywidualnych lub małych źródeł lokalnych. Ze względu historycznych systemy ciepłownicze powstały w większości polskich miast. Polska jest jednym z europejskich liderów w dziedzinie ciepła sieciowego. W Unii Europejskiej tylko Łotwa, Dania, Litwa i Estonia mają większy odsetek obywateli korzystających z ciepła sieciowego (według dostępnych danych).

Należy podkreślić, że Unia Europejska popiera rozwój ciepła sieciowego (zapisy w tej kwestii zawiera dyrektywa 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków), gdyż zwykle stanowi ono czystsze (jeżeli chodzi o emisję substancji zanieczyszczających powietrze) i bardziej wydajne źródło ciepła niż źródła indywidualne i małe lokalne kotłownie.

Odsetek obywateli obsługiwanych przez systemowe przedsiębiorstwa ciepłownicze w wybranych krajach europejskich w 2009 r.

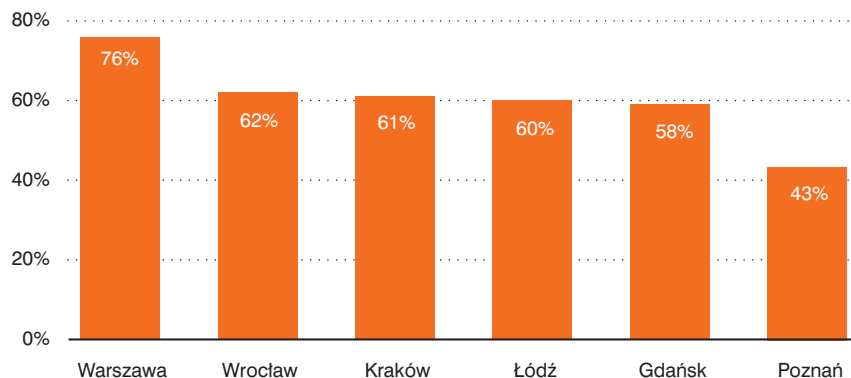


Źródło: Euroheat and Power.

Największa sieć ciepłownicza w Polsce znajduje się w Warszawie. Ma ona około 1 650 km długości, co stanowi 8,5% wszystkich sieci ciepłych w Polsce. Warszawa ma także największy

wskaźnik pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez system ciepłowniczy (udział ciepła sieciowego w zużyciu ciepła przez mieszkańców i przedsiębiorstwa) wynoszący 76%.

Udział ciepła sieciowego w całkowitym zużyciu ciepła w wybranych polskich miastach (%)



Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

Systemy ciepłownicze są dostępne i stanowią względnie tanie źródło ciepła dla większości mieszkańców polskich aglomeracji.

Produkcja ciepła sieciowego w Polsce opiera się głównie na węglu kamiennym, co wynika z faktu, iż w przeszłości było to najbardziej dostępne i najtańsze paliwo. Największe systemy ciepłownicze w Polsce zaopatrywane są przez elektrociepłownie opalane węglem. Udział węgla kamiennego w strukturze paliwowej produkcji ciepła sieciowego w roku 2010 wynosił 76%. Udział ten wykazuje jednak tendencję spadkową. W porównaniu z rokiem 2002, udział węgla kamiennego spadł o 3 punkty procentowe. W tym samym czasie, dzięki zastąpieniu starych źródeł opalanych węglem przez nowe, opalane gazem, udział gazu ziemnego wzrósł o 1 punkt procentowy (do 5%). Udział biomasy w strukturze paliwowej produkcji energii cieplnej także wzrósł w latach 2002-2010 (o 3 punkty procentowe do blisko 6%), jednak było to spowodowane głównie większym zużyciem biomasy jako paliwa dodatkowego w istniejących instalacjach węglowych (w procesach współspalania), do czego zachęcał wprowadzony w Polsce system wspierania energii ze źródeł odnawialnych.

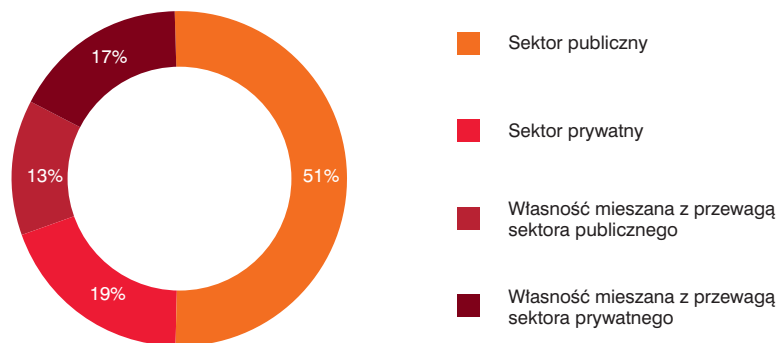
Ze względu na ograniczenia techniczne i ekonomiczne (brak możliwości przesyłania ciepła na duże odległości), rynki ciepła mają charakter lokalny i często obejmują obszar jednego miasta. Na takich lokalnych rynkach funkcjonuje zwykle co najwyżej kilka dużych źródeł dostarczających ciepło systemowe i tylko jeden operator sieci ciepłowniczej, gdyż istnienie dwóch sieci w tym samym miejscu byłoby ekonomicznie nieuzasadnione. Usługi ciepłownicze świadczone są końcowym odbiorcom zwykle na podstawie umów zawartych z operatorem lokalnej sieci, który kupuje ciepło od wytwórców podłączonych do jego sieci lub też wytwarza je we własnych źródłach. Z powodu takiej struktury rynków ciepła, ceny ciepła i usług sieciowych są regulowane przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Należy jednak podkreślić, że regulacja dotyczy wyłącznie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, tj. przedsiębiorstw o łącznej zainstalowanej mocy cieplnej lub łącznej zamówionej mocy cieplnej przekraczającej 5 MW. Mali dostawcy ciepła nie podlegają regulacji cen.

3.2 Największe przedsiębiorstwa ciepłownicze

Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce kontrolują jednostki samorządu terytorialnego, jednak własność publiczna dotyczy głównie systemów ciepłowniczych w mniejszych miastach.

W wyniku procesów prywatyzacyjnych, większość systemów ciepłowniczych w największych polskich aglomeracjach kontrolowana jest przez przedsiębiorstwa prywatne.

Struktura własnościowa spółek ciepłowniczych w 2010 r.



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

W wyniku procesów prywatyzacyjnych systemy ciepłownicze w większości dużych miast polskich stanowią własność prywatnych podmiotów.

Największym prywatnym właścicielem sieci ciepłowniczych w Polsce jest Dalkia. Spółka działa w prawie czterdziestu większych i mniejszych miastach w całej Polsce. W jej posiadaniu jest między innymi największa polska sieć ciepłownicza w Warszawie, a także systemy ciepłownicze w Łodzi i Poznaniu (zarówno sieci, jak i elektrociepłownie). Innym dużym prywatnym przedsiębiorstwem ciepłowniczym w Polsce jest Fortum, będące właścicielem sieci ciepłowniczych we Wrocławiu, Częstochowie, Płocku, Świebodzicach oraz Zgierzu, a także elektrociepłowni w Częstochowie, Zabrzu, Bytomiu i Świebodzicach. Fortum zamierza także wybudować nową elektrociepłownię zasilaną gazem we Wrocławiu.

Największym prywatnym producentem ciepła systemowego w Polsce jest EDF. Ta francuska firma jest właścicielem elektrociepłowni w Gdańsku, Gdyni, Zielonej Górze, Krakowie, Wrocławiu i Toruniu. Jednym z najbardziej aktywnych przedsiębiorstw w sektorze małych i średnich systemów ciepłowniczych jest Energetyka Ciepła Opolszczyzny. Dzięki licznym akwizycjom działa ona w 9 województwach i zaopatruje w ciepło prawie 0,5 miliona odbiorców.

Spośród największych polskich aglomeracji, tylko w Łodzi i w Poznaniu sieci ciepłownicze i główne źródła ciepła pozostają własnością tej samej spółki. W Warszawie, Krakowie, aglomeracji śląskiej, Gdańsku i Wrocławiu własność sieci i źródeł energii cieplnej jest rozdzielona.

Własność największych systemów ciepłowniczych w Polsce

Miasto	Sieci ciepłownicze	Źródła energii cieplnej
Warszawa	SPEC (Dalkia)	PGNiG Termika
Kraków	MPEC Kraków (jednostka miejska)	EC Kraków (EDF)/CEZ/ArceleorMittal Poland
Łódź	Dalkia Łódź	Dalkia Łódź
Agglomeracja śląska	Tauron Ciepło	CEZ/Tauron Wytwarzanie/ciepłownie miejskie
Gdańsk	GPEC (Stadtwerke Leipzig Group)	EC Wybrzeże (EDF)/GPEC
Poznań	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni
Wrocław	Fortum Power and Heat Polska	ZEC Kogeneracja (EDF)
Lublin	LPEC (spółka miejska)	PGE GiEK/Megatem EC-Lublin (niezależna elektrociepłownia)

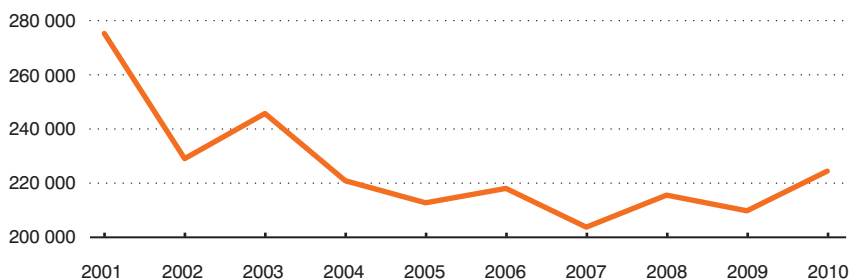
Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

3.3 Zużycie energii cieplnej w Polsce i w wybranych polskich miastach

W horyzoncie długookresowym popyt na ciepło sieciowe zależy od ludzkiej aktywności (rozwoju gospodarczego, poprawy efektywności energetycznej, urbanizacji, rozwoju sieci ciepłowniczych),

a także od zmian warunków pogodowych. W horyzoncie krótkookresowym zależy on głównie od bieżącej pogody. Poniższy wykres pokazuje poziom sprzedaży ciepła sieciowego w Polsce od roku 2001.

Sprzedaż ciepła sieciowego w Polsce (TJ)

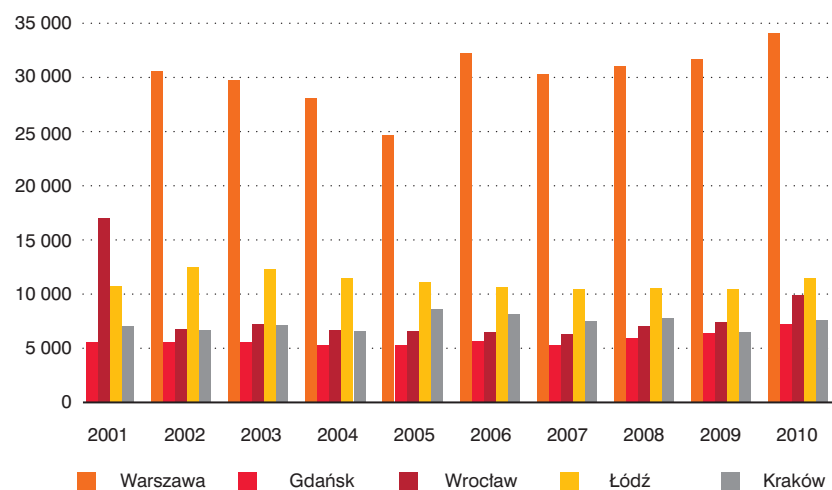


Źródło: Główny Urząd Statystyczny.

Pomiędzy rokiem 2001 a 2010 zużycie ciepła sieciowego w Polsce zmniejszyło się o 18%. Spowodowane było to głównie poprawą efektywności energetycznej (działania termomodernizacyjne). Największy wpływ tych działań na zapotrzebowanie na ciepło widoczny był w latach 2001-2007. Po roku 2007 zużycie ciepła zaczęło wykazywać tendencję wzrostową. Tendencja ta była widoczna nie tylko w skali całego kraju, ale także w kilku największych polskich aglomeracjach (Warszawa, Gdańsk, Wrocław), gdzie do jej powstania przyczyniła się stabilizacja

działań termomodernizacyjnych oraz intensyfikacja rozwoju sieci (przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej). Nie wszystkie duże miasta doświadczyły jednak wzrostu zapotrzebowania na ciepło systemowe. W Krakowie i Łodzi popyt utrzymywał się na stałym poziomie. Powodem różnic w kierunkach zmian w zużyciu energii cieplnej w różnych polskich aglomeracjach są prawdopodobnie różnice w rozwoju ekonomicznym oraz poziomie zaawansowania procesów termomodernizacyjnych.

Sprzedaż ciepła sieciowego w głównych polskich aglomeracjach (TJ)



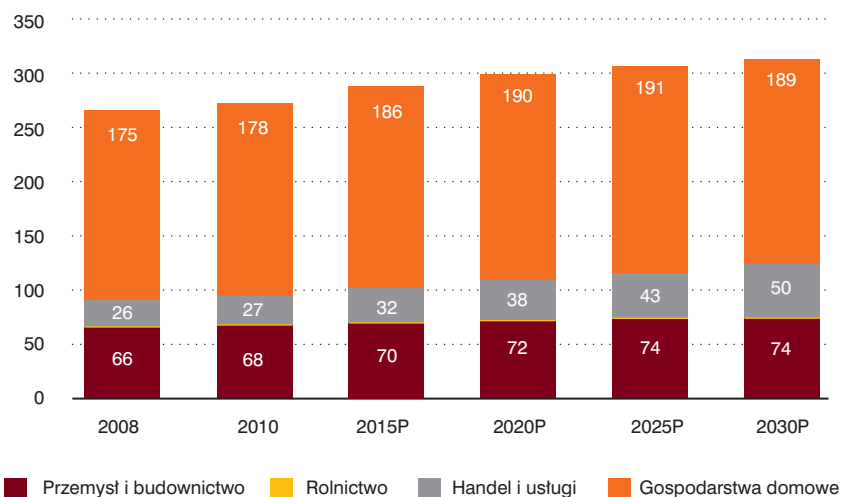
Źródło: Główny Urząd Statystyczny.

Według prognozy przygotowanej przez Agencję Rynku Energii („Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” opublikowana we wrześniu 2011 r.) łączne zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w Polsce wzrośnie o 15% pomiędzy rokiem 2010 a 2030.

Największy wzrost oczekiwany jest w sektorze handlu i usług (o ponad 80%).

Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w gospodarstwach domowych ma wzrosnąć o 7% w latach 2010-2030, w wyniku zwiększenia się średniej powierzchni mieszkań i zastąpienia indywidualnych źródeł ciepła ciepłem z sieci. Zapotrzebowanie przemysłu i budownictwa, a także rolnictwa ma wzrosnąć o 10%.

Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe w Polsce (PJ)



Źródło: Agencja Rynku Energii.

Po 2007 r. zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w Polsce zaczęło wykazywać umiarkowaną tendencję wzrostową. Według prognozy przygotowanej przez Agencję Rynku Energii w latach 2010-2030 oczekiwany jest wzrost zużycia ciepła sieciowego o 15%.

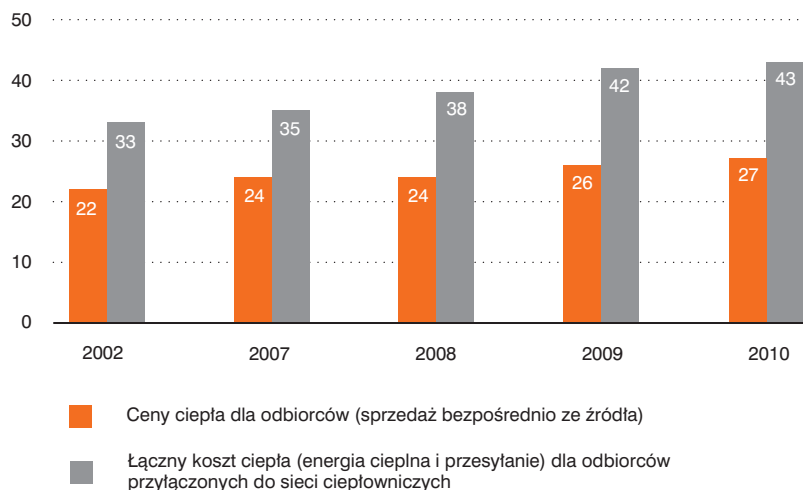


3.4 Zmiany kosztów ciepła dla odbiorców

Koszty ciepła sieciowego ponoszone przez odbiorców obejmują dwa główne komponenty: cenę energii cieplnej i opłaty przesyłowe (w tym opłaty zmienne i stałe).

Średni poziom cen ciepła oraz średni poziom łącznych kosztów ciepła dla odbiorców (w tym cena energii cieplnej i opłaty przesyłowe) w Polsce w latach 2002-2010 zostały przedstawione na poniższym wykresie.

Historyczny poziom kosztów ciepła dla odbiorców w Polsce (PLN/GJ)

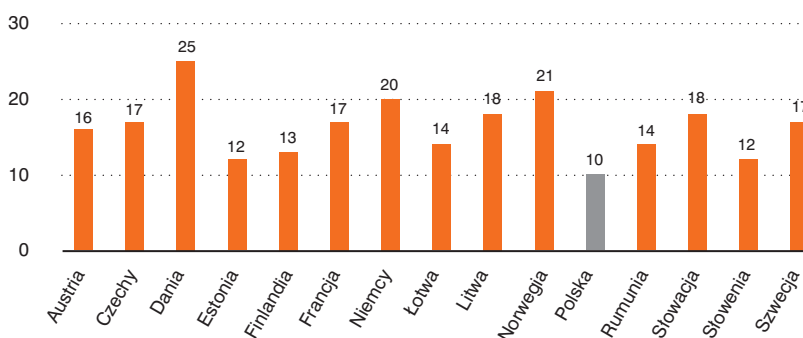


Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Cena energii cieplnej stanowi największy składnik kosztów ciepła sieciowego ponoszonych przez odbiorców (ponad 60%), jednak udział opłat przesyłowych zwiększył się w latach 2002-2010 (z 34 do 38%). W badanym okresie opłaty

przesyłowe rosły szybciej niż ceny energii cieplnej, jednak wzrost obu tych elementów był umiarkowany. Według danych statystycznych Euroheat and Power, średni koszt ciepła sieciowego dla odbiorców w Polsce należy do najniższych w Europie.

Średnie koszty ciepła sieciowego (w tym cena energii cieplnej i koszt przesyłania) dla odbiorców w Europie w 2009 r. (EUR/GJ)



* Dla gospodarstw domowych (20 EUR/GJ dla innych odbiorców).

Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

Koszt zaopatrzenia w ciepło na poszczególnych lokalnych rynkach znacznie się różni, co wiąże się z zaszczościami historycznymi (np. decyzja o zastosowaniu danej technologii), dostępnością różnego rodzaju paliw, rozmiarami sieci ciepłowniczych i innymi czynnikami (np. różny wpływ regulacji cen). Ceny ciepła są zwykle niższe w miastach, które korzystają z usług elektrociepłowni niż w tych, które zaopatrywane są przez ciepłownie. Ponadto, ceny są zazwyczaj niższe tam,

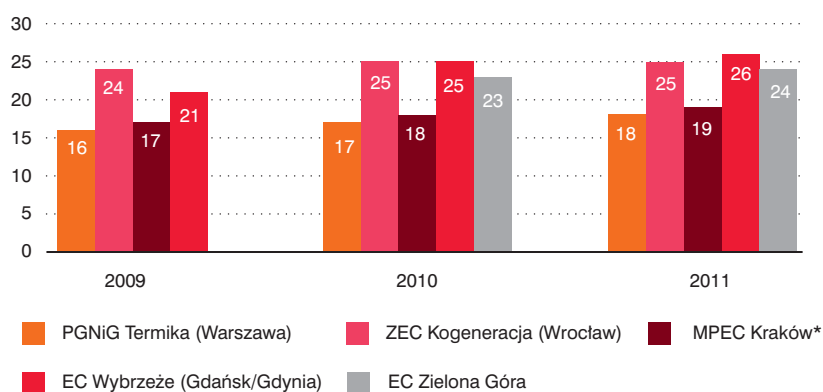
gdzie korzysta się z węgla kamiennego jako paliwa, niż tam, gdzie stosowany jest olej opałowy lub gaz ziemny. Różnica w cenie ciepła pomiędzy elektrociepłowniami a ciepłowniami wynika z większej sprawności tej pierwszej (wytwarzającej energię ciepłą i elektryczną w tym samym procesie produkcji), zaś różnica w cenie ciepła pomiędzy źródłami węglowymi i źródłami stosującymi inne paliwa (widoczna szczególnie w przypadku ciepłowni) spowodowana jest głównie poziomem cen tych paliw.

Ceny energii ciepłej (bez opłat przesyłowych) dla odbiorców według rodzajów zakładów wytwórczych w 2010 r. (PLN/GJ)



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Ceny energii ciepłej (bez opłat przesyłowych) dla odbiorców w polskich aglomeracjach (PLN/GJ)



* Średnia ważona cena energii ciepłej dostarczanej do systemu.

Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

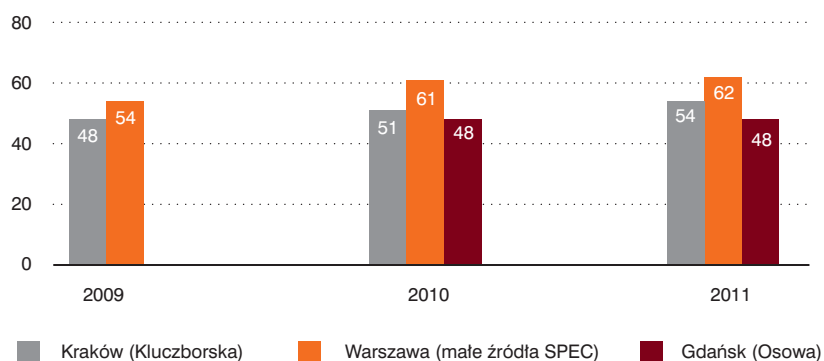
Ceny ciepła sieciowego w największych miastach są zwykle niższe niż średnie ceny ciepła w kraju. Najniższe ceny ciepła sieciowego występują w Warszawie i Krakowie (według ogólnie dostępnych danych). Względnie niskie ceny ciepła w aglomeracjach wynikają z tego, iż systemy ciepłownicze są tu zaopatrywane przez duże elektrociepłownie, które charakteryzują się wyższą wydajnością produkcji niż małe zakłady.

Usługi ciepłownictwa systemowego konkurują z ciepłem wytwarzanym przez indywidualne źródła lub małe kotłownie obsługujące ograniczoną liczbę odbiorców. Obecnie koszt ciepła dostarczanego przez małe źródła jest na ogół wyższy niż łączny koszt usług ciepłownictwa systemowego (koszt energii cieplnej i opłata przesyłowa razem wzięte).

W przyszłości koszt ciepła ze źródeł alternatywnych prawdopodobnie jeszcze wzrośnie w wyniku wzrostu cen gazu dla małych odbiorców i/lub wzrostu cen energii elektrycznej. Poniższy wykres przedstawia ceny ciepła pochodzącego z małych, względnie nowych kotłowni opalanych gazem, w Warszawie, Krakowie i Gdańsku. Może on stanowić wskazówkę odnośnie potencjalnych kosztów ciepła ze źródeł alternatywnych.

Według dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” (opublikowanego przez Ministerstwo Gospodarki w 2009 r.), średnia realna cena ciepła sieciowego wzrośnie w latach 2010-2030 o 42%. Choć wspomniany wyżej dokument nie jest całkiem aktualny, realnym wydaje się oczekiwanie, iż średni koszt ciepła dla odbiorców w Polsce w przyszłości wzrośnie z powodu kosztów emisji CO₂ oraz znacznych potrzeb inwestycyjnych sektora ciepłowniczego.

Ceny ciepła z wybranych małych źródeł lokalnych (PLN/GJ)



Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

Koszt ciepła sieciowego w Polsce prawdopodobnie wzrośnie w przyszłości z powodu konieczności zakupu uprawnień do emisji CO₂ przez producentów ciepła oraz konieczności modernizacji lub wymiany starych mocy wytwórczych i majątku sieciowego.



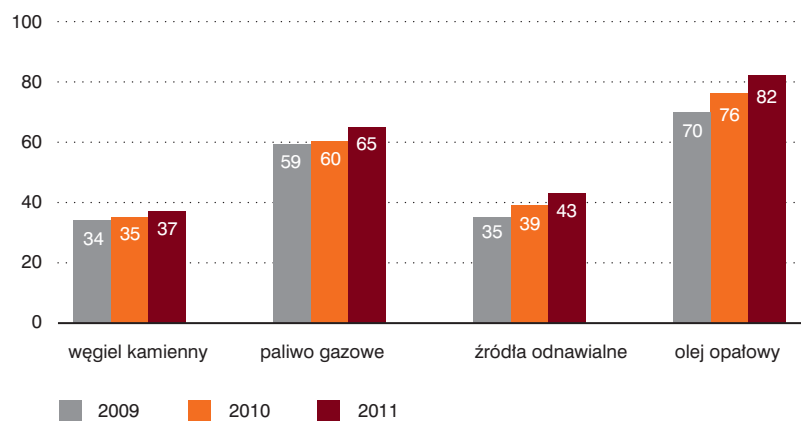
4. Regulacje i działania konkurencyjne na rynku ciepła w Polsce

4.1 Regulacje dotyczące taryf dla ciepła

Wytwórcy ciepła (z wyjątkiem elektrociepłowni) oraz jego dystrybutorzy ustalają swoje taryfy w oparciu o uzasadnione koszty działalności koncesjonowanej oraz uzasadniony zwrot z zaangażowanego kapitału. Wysokość uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału oblicza się jako iloczyn średniego ważonego kosztu kapitału oraz wartości majątku zaangażowanego w działalność koncesjonowaną. Wyliczenie to powinno także uwzględniać koszt ciepła ze źródeł alternatywnych, a także poprawę efektywności kosztowej przedsiębiorstwa. Ostateczny poziom zwrotu z kapitału, a także spodziewany poziom kosztów oraz zużycia ciepła w roku, dla którego ustalana jest taryfa, podlegają ocenie URE. Ceny ciepła i stawki opłat przesyłowych w taryfach dla ciepła wynikają z oczekiwanych kosztów (plus zwrot z kapitału) oraz planowanego zużycia ciepła (jeżeli chodzi o cenę energii cieplnej i opłatę przesyłową zmienną) lub planowanej mocy zamówionej przez odbiorców (w przypadku opłaty przesyłowej stałej).

Elektrociepłownie mogą wybrać pomiędzy kalkulowaniem ceny za ciepło na podstawie uzasadnionych kosztów i zwrotu z kapitału (metoda kosztowa) a metodą uproszczoną, czasami określaną jako metoda benchmarkowa. W metodzie kosztowej, poziom spodziewanych kosztów produkcji energii cieplnej i elektrycznej razem ze zwrotem z kapitału pomniejsza się o spodziewany przychód ze sprzedaży energii elektrycznej oraz świadectw pochodzenia energii (tak zwanych zielonych, czerwonych lub żółtych certyfikatów), a następnie dzieli się przez spodziewaną wielkość sprzedaży energii cieplnej, aby otrzymać cenę ciepła. W metodzie benchmarkowej elektrociepłownia może zaproponować dowolną cenę ciepła poniżej odpowiedniej ceny referencyjnej (ogłaszanej corocznie przez URE), pod warunkiem, że cena ta nie rośnie szybciej niż przewiduje prawo. Cena benchmarkowa (referencyjna) wyliczana jest dla czterech rodzajów paliw stosowanych przez elektrociepłownie (węgiel, paliwa gazowe, paliwa odnawialne i olej opałowy) w oparciu o ceny ciepła stosowane w poprzednim roku przez jednostki nie zaliczane do źródeł kogeneracyjnych.

Referencyjne ceny ciepła dla elektrociepłowni (PLN/GJ)



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Głównym celem regulacji w sektorze ciepłownictwa systemowego jest zapobieganie nieuzasadnionym wzrostom cen ciepła dla odbiorców.

Planowanie funkcjonowania systemu ciepłowniczego jest obowiązkiem dystrybutorów ciepła (operatorów sieci ciepłowniczych). Według przepisów, dystrybutor ciepła powinien brać pod uwagę warunki techniczne i środowiskowe korzystania z każdego ze źródeł przyłączonych do jego sieci, dążąc do minimalizacji kosztów ciepła dla odbiorców.

W praktyce, w przypadku systemów ciepłowniczych zaopatrywanych przez kilka źródeł, ceny ciepła płacone przez odbiorców wyliczane są jako średnia cen z dostępnych źródeł ważona ich udziałem w łącznym zaopatrzeniu w ciepło.



4.2 Konkurencja na rynku ciepła

Konkurencja ze strony alternatywnych źródeł ciepła

Konkurencja na lokalnych rynkach ciepła istnieje przede wszystkim pomiędzy systemowymi przedsiębiorstwami ciepłowniczymi a indywidualnymi źródłami ciepła lub małymi kotłowniami obsługującymi ograniczoną liczbę odbiorców. Znaczna część zapotrzebowania na ciepło w Polsce ciągle zaspokajana jest przez małe źródła, nieprzyłączone do systemów ciepłowniczych. Nawet w dużych aglomeracjach, z dobrze rozwiniętymi systemami ciepłowniczymi, jest wielu odbiorców ciepła obsługiwanych przez źródła indywidualne lub małe lokalne kotłownie.

Zdolność odbiorców ciepła (szczególnie dużych odbiorców przemysłowych lub komercyjnych) do budowy własnych źródeł ciepła jest jednym z czynników, które systemowe przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą brać pod uwagę planując swoje taryfy. Staranne planowanie taryf jest niezbędne nie tylko, aby zapobiec utracie klientów w dłuższej perspektywie, ale także po to, by przekonać konsumentów do rezygnacji z małych, lokalnych lub indywidualnych źródeł i przyłączenia się do systemu ciepłowniczego.

Należy podkreślić, że rezygnacja z ciepła sieciowego na rzecz indywidualnego źródła ciepła nie jest ani łatwa ani szybka (może zająć kilka lat) i zwykle wymaga od konsumenta znacznych nakładów, niemniej takie działania mają miejsce. Przykład takiej decyzji można znaleźć w Krakowie, gdzie Szpital Uniwersytecki postanowił zrezygnować z ciepła dostarczanego przez MPEC Kraków na rzecz własnego źródła ciepła (kotłowni olejowo-gazowej) zbudowanego w miejscu niedziałającej już, starej kotłowni węglowej. Inny przykład to firma General Motors Manufacturing Poland (w Gliwicach), która stwierdziła, że rozważa wybudowanie niewielkiej własnej elektrociepłowni ze względu na wysoki koszt usług ciepłowniczych, z których korzysta.

Wykorzystanie zasady dostępu stron trzecich do sieci

Zasada dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA) oznacza swobodny dostęp do infrastruktury sieciowej dla alternatywnych dostawców, producentów i odbiorców. W praktyce, zasada ta powinna umożliwiać odbiorcom wybór wytwórcy ciepła, od którego chcieliby to ciepło nabywać, spośród wszystkich wytwórców przyłączonych do tego samego systemu ciepłowniczego. Zasada TPA nie ma zasadniczo zastosowania do przechodzenia z indywidualnych źródeł ciepła na ciepło sieciowe czy też sytuacji odwrotnej, gdyż takie działania nie odbywają się w ramach tego samego systemu ciepłowniczego (prowadzą do zmiany systemu zaopatrzenia w ciepło).

Wdrożenie zasady TPA na rynku powinno prowadzić do wzmocnienia konkurencji pomiędzy uczestnikami tego rynku i, w efekcie, do poprawy jakości usług oraz/lub optymalizacji cen. Zasada TPA jest powszechnie stosowana na rynku energii elektrycznej, gdzie odbiorca może względnie łatwo zmienić jednego dostawcę na innego. Stosowanie zasady TPA na lokalnym rynku ciepłowniczym jest jednak znacznie trudniejsze lub nawet niemożliwe, jeśli do sieci ciepłowniczej przyłączone jest tylko jedno źródło ciepła lub jeśli wszystkie źródła należą do operatora sieci.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki dotyczące funkcjonowania systemów ciepłowniczych dopuszcza stosowanie zasady TPA na rynkach ciepła, pod warunkiem, że spełnione są następujące wymagania:

- Istnieją techniczne możliwości dostarczania ciepła zamówionego przez danego klienta, bez pogorszenia niezawodności i zakresu usług ciepłowniczych świadczonych odbiorcom już przyłączonym do sieci;
- Istnieją odpowiednie układy pomiarowe;
- Dany system ciepłowniczy jest zabezpieczony przed pogorszeniem parametrów i jakości nośnika ciepła, a także przed naruszeniem uzgodnionych standardów jakości obsługi odbiorców końcowych korzystających z sieci;
- Świadczenie usług przesyłowych na podstawie zasady TPA nie spowoduje wzrostu opłat dla innych odbiorców przyłączonych do sieci.

Choć rynki ciepła traktowane są przez polskie prawo jako monopole naturalne, systemowe przedsiębiorstwa ciepłownicze często spotykają się z konkurencją ze strony alternatywnych źródeł ciepła (źródeł indywidualnych i małych kotłowni obsługujących ograniczoną liczbę odbiorców) lub też ze strony innych wytwórców ciepła przyłączonych do tej samej sieci. Konkurencja na rynku ciepła sieciowego stanowi kolejny mechanizm (obok regulacji), który zazwyczaj wpływa pozytywnie na ceny i jakość usług ciepłowniczych świadczonych odbiorcom.

Powyższe warunki stwarzają istotne ograniczenia w stosowaniu zasady TPA na rynkach ciepła, szczególnie w przypadku odbiorców już przyłączonych do sieci ciepłowniczej, podejmujących próbę zmiany źródła zaopatrzenia w ciepło dostarczane poprzez tą sieć. Może to pociągać za sobą podniesienie kosztów ciepła dla innych odbiorców, ponieważ wzrósłby udział droższych źródeł w łącznym wolumenie ciepła dostarczanego tym odbiorcom. Z drugiej strony, w przypadku nowych odbiorców (jeszcze nieprzyłączonych do sieci), zastosowanie zasady TPA może być znacznie łatwiejsze, gdyż ich pozyskanie spowodowałoby wzrost popytu na ciepło w danym systemie.

Dążenia do wykorzystania zasady TPA można zaobserwować we Wrocławiu. ZEC Kogeneracja, wytwórca zaopatrujący w ciepło sieć należącą do Fortum, zachęca odbiorców ciepła do zawierania umów na dostawę ciepła bezpośrednio ze sobą (ciepło wytworzone na podstawie takich umów będzie dostarczane poprzez sieć Fortum na mocy osobnych umów dystrybucyjnych). W celu przyciągnięcia nowych klientów ZEC Kogeneracja proponuje im sfinansowanie budowy nowych wymienników ciepła.

Konkurencja pomiędzy źródłami przyłączonymi do tego samego systemu ciepłowniczego

Jeżeli do tej samej sieci ciepłowniczej przyłączonych jest kilka źródeł ciepła będących własnością różnych podmiotów, może powstać pomiędzy nimi konkurencja. Operator sieci powinien zamawiać więcej ciepła z najbardziej efektywnego (najtańszego) źródła niż z mniej wydajnych źródeł przyłączonych do jego sieci, gdyż tego wymaga prawo. Ze względów technicznych nie zawsze będzie to możliwe, jednak tam, gdzie jest to wykonalne, konkurencja pomiędzy źródłami ciepła może zaowocować poprawą ich wydajności i optymalizacją cen ciepła.

Systemy ciepłownicze, w których ciepło wytwarzane jest przez kilka dużych zakładów będących własnością różnych podmiotów, nie są w Polsce powszechne. W większości dużych i mniejszych miast jest tylko jeden znaczący wytwórca ciepła. Przykładem rynku z więcej niż jednym dużym producentem ciepła jest Kraków. W przyszłości do rynków tego typu dołączy prawdopodobnie również Wrocław, gdzie Fortum (operator lokalnej sieci

ciepłowniczej) planuje budowę elektrociepłowni gazowej, która – obok ZEC Kogeneracja – będzie dostarczać ciepło dla miasta. Inny przykład w tej dziedzinie dostarcza Dalkia, która ogłosiła, iż rozważa budowę elektrociepłowni w Warszawie, gdzie ciepło dostarczane jest głównie przez PGNiG Termika.

Inne działania rynkowe podejmowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze

Relatywnie niski koszt i inne zalety ciepła sieciowego (np. komfort użytkowania) nie zawsze wystarczają, aby przyciągnąć nowych klientów. Potencjalny klient może nie mieć ochoty na podejmowanie wysiłku związanego z procedurą przyłączenia lub ponoszenie kosztów z tym związanych. Niektóre przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym zarówno dystrybutorzy ciepła, jak i wytwórcy, podejmują kroki w celu pokonania tej przeszkody, pomagając klientom w przejściu przez procedurę przyłączenia i/lub współfinansując inwestycje sieciowe związane z przyłączeniem. Przykład takich działań znajdujemy w Krakowie, gdzie spółka Ekoplus, utworzona przez EC Kraków (Grupa EdF), pomaga odbiorcom w przechodzeniu z indywidualnych źródeł ciepła na ciepło sieciowe. Według Ekoplus, w wyniku tych działań, moc zamówiona w lokalnej sieci ciepłowniczej (eksploatowanej przez MPEC Kraków), a także w EC Kraków (wytwórca ciepła), zwiększyła się o 80 MW. Zasady funkcjonowania Ekoplus określone są w umowie pomiędzy EC Kraków a MPEC. Na podstawie tej umowy, EC Kraków współfinansuje każde nowe przyłączenie do sieci ciepłowniczej, będące wynikiem działań Ekoplus, podczas gdy MPEC zobowiązany jest do zwiększenia mocy cieplnej zamówionej w EC Kraków, kiedy przyłącza klientów pozyskanych przez Ekoplus. Kraków stanowi przykład współpracy pomiędzy operatorem sieci ciepłowniczej a wytwórcą ciepła w rozwijaniu ich wspólnego rynku. Zamówiona moc cieplna w Krakowie rośnie systematycznie od 2007 r.

W celu zwiększenia swoich przychodów niektóre przedsiębiorstwa ciepłownicze oferują dodatkowe usługi, poza dostawą ciepła. Przykładowo Dalkia proponuje dużym odbiorcom, takim jak szpitale, hotele, biura i centra handlowe, serwis i konserwację systemów ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji.

5. Czynniki, które będą kształtować popyt na ciepło w Polsce w przyszłości

5.1 Potencjał w zakresie poprawy efektywności energetycznej

Główne działania w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej, które powodują zmniejszanie zużycia ciepła przez pojedynczych odbiorców, to termomodernizacja istniejących budynków i optymalizacja procesów technologicznych w przemyśle. Choć oba te rodzaje działań stosuje się od wczesnych lat dziewięćdziesiątych, wydaje się, że największy wpływ obniżanie zużycia ciepła w przeszłości miała termomodernizacja budynków częściowo finansowana przez państwo (poprzez premie termomodernizacyjne rozdzielane przez Bank Gospodarstwa Krajowego od 1999 r.). Obecnie, według uczestników rynku ciepła, potencjał termomodernizacji istniejących budynków został już w dużym stopniu wyczerpany i w przyszłości, jej wpływ na poziom zapotrzebowania na ciepło będzie mały.

Optymalizacja procesów technologicznych w przemyśle w przyszłości może być stymulowana przez system świadectw efektywności energetycznej (tak zwane białe certyfikaty), które będą wydawane przedsiębiorstwom podejmującym działania na rzecz ograniczenia zużycia energii (na mocy ustawy o efektywności energetycznej z 2011 r.). Białe certyfikaty będą sprzedawane głównie firmom dostarczającym energię elektryczną, gaz i ciepło odbiorcom końcowym, które mają obowiązek wykazania, że prowadzą działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Potencjalny wpływ procesów optymalizacji energetycznej w przemyśle na miejskie systemy ciepłownicze będzie prawdopodobnie ograniczony, z uwagi na fakt, że najwięksi przemysłowi odbiorcy ciepła często wytwarzają je sami we własnych instalacjach.

Działania poprawiające efektywność energetyczną będą miały w przyszłości negatywny wpływ na popyt na ciepło sieciowe, jednak wpływ ten będzie prawdopodobnie mniejszy niż w przeszłości, głównie ze względu na kurczący się potencjał dalszej termomodernizacji istniejących budynków.



5.2 Rozwój gospodarczy i procesy urbanizacyjne

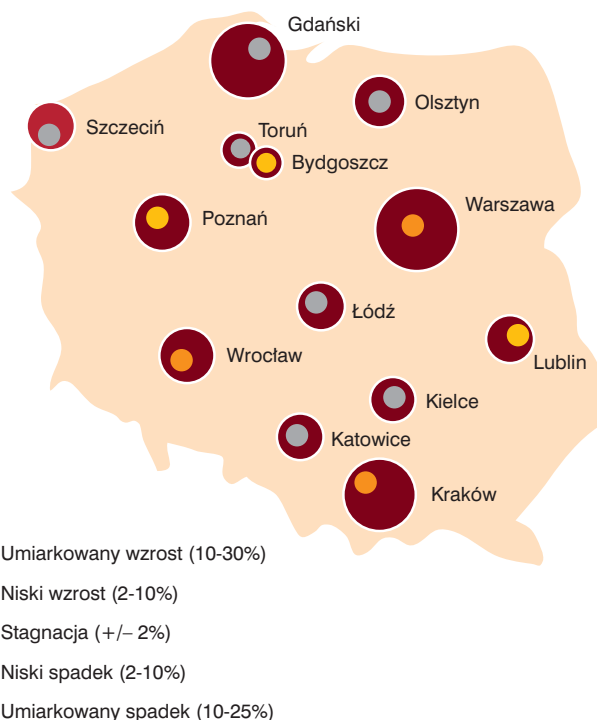
Rozwój gospodarczy jest jednym z głównych czynników, które będą wpływać pozytywnie na konsumpcję energii cieplnej w przemyśle, handlu i usługach, rolnictwie oraz gospodarstwach domowych. Według Ministerstwa Finansów, polska gospodarka będzie rosła realnie o 3-4% rocznie w latach 2013-2021 (prognoza opublikowana w sierpniu 2011 r.). Choć w obecnej sytuacji gospodarczej wzrost w wysokości 3% w roku 2013 wydaje się założeniem optymistycznym, w dłuższej perspektywie PKB Polski będzie niewątpliwie wzrastać.

Innym czynnikiem, który wpłynie na poziom zapotrzebowania na ciepło w przyszłości są zmiany demograficzne. Według Głównego Urzędu Statystycznego, liczba mieszkańców w niektórych największych polskich miastach powoli rośnie (Warszawa) lub pozostaje na tym samym poziomie (Kraków, Gdańsk). W innych dużych miastach (Łódź, Poznań, Szczecin, Wrocław), liczba mieszkańców wykazuje tendencję spadkową, co spowodowane jest procesem suburbanizacji, czyli przenoszenia się mieszkańców z centrów miast na przedmieścia i dojeżdżania do pracy w centrum.

Suburbanizacja nie musi oznaczać zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło ze strony gospodarstw domowych w aglomeracjach, gdyż rozwój gospodarczy i społeczny prawdopodobnie spowoduje zwiększenie średniej powierzchni mieszkań. Ponadto, wzrost liczby ludności w mniejszych miastach otaczających wielkie aglomeracje sprzyja rozwojowi usług i przestrzeni biurowej w tych aglomeracjach, co z kolei wpływa pozytywnie na ilość zużywanego w tych miejscach ciepła. Poza tym, suburbanizacja tworzy możliwości rozwoju ciepłownictwa systemowego w mniejszych miastach usytuowanych w sąsiedztwie dużych aglomeracji.

Według prognozy przedstawionej przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego (w dokumencie „Rozwój miast w Polsce”, opublikowanym w 2010 r.), w latach 2008-2030 liczba mieszkańców największych miast będzie się stabilizować lub zmniejszać, zaś liczba mieszkańców w bezpośrednim sąsiedztwie każdej z dużych aglomeracji będzie rosła.

Przewidywany wzrost liczby mieszkańców (2008-2030)



Suburbanizacja obserwowana w największych polskich aglomeracjach będzie sprzyjać rozwojowi systemów ciepła sieciowego na obrzeżach wielkich miast oraz w mniejszych miastach położonych w ich bliskim sąsiedztwie.

Źródło: Ministerstwo Rozwoju Regionalnego.

5.3 Nowe sposoby wykorzystywania ciepła sieciowego

Wprowadzanie nowych usług związanych z wytwarzaniem ciepła to kolejny sposób przedsiębiorstw ciepłowniczych na zwiększenie popytu na usługi ciepłownicze, uzupełniający działania takie, jak przyłączanie nowych odbiorców do sieci. Przykłady takich nowych usług to dostarczanie chłodu sieciowego i przygotowanie ciepłej wody użytkowej w obiektach odbiorców.

Rozwój chłodu sieciowego wymieniono jako jeden z priorytetów w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”. Chłód sieciowy stanowi alternatywę dla indywidualnych systemów klimatyzacji zasilanych energią elektryczną. W tej chwili, ze względu na stosunkowo niskie ceny energii elektrycznej, chłód sieciowy jest mniej atrakcyjny niż klimatyzacja zasilana elektrycznie. W przyszłości sytuacja ta może jednak ulec zmianie, nie tylko z powodu spodziewanych podwyżek cen energii elektrycznej, ale także w wyniku poprawy efektywności wytwarzania i dostarczania chłodu sieciowego.

Firma Vattenfall podejmowała próby wprowadzenia chłodu sieciowego w Warszawie. Firma ta rozważała instalację urządzeń do chłodzenia sieciowego

w budynku biurowym Elektrociepłowni Żerań, jednak ze względu na wysokie koszty adaptacji budynku, projekt zawieszono. Pilotażowy projekt w zakresie chłodu sieciowego został wprowadzony przez ZEC Kogeneracja we Wrocławiu. Przedsiębiorstwo zainstalowało absorpcyjny agregat chłodniczy w budynku dyspozytorni sieci ciepłowniczej.

Innym sposobem zwiększenia sprzedaży ciepła systemowego jest dostarczanie ciepłej wody użytkowej przygotowywanej w wymiennikach ciepła zlokalizowanych w obiektach odbiorców. Działania podejmowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w tym zakresie obejmują: instalację wymienników ciepłej wody użytkowej w obiektach własnych odbiorców i przyłączanie nowych odbiorców przy użyciu dwufunkcyjnych wymienników ciepła – do centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej. Ciepła woda użytkowa ma coraz większy udział w strukturze sprzedaży ciepła sieciowego w największych miastach Polski. Na przykład w Krakowie udział ten wzrósł o prawie 5 punktów procentowych (do 9,7%) w latach 2000-2010.

Rozwój rynku ciepłej wody użytkowej stanowi ostatnio jeden z najważniejszych elementów prowadzących do zwiększenia popytu na ciepło sieciowe w polskich miastach.



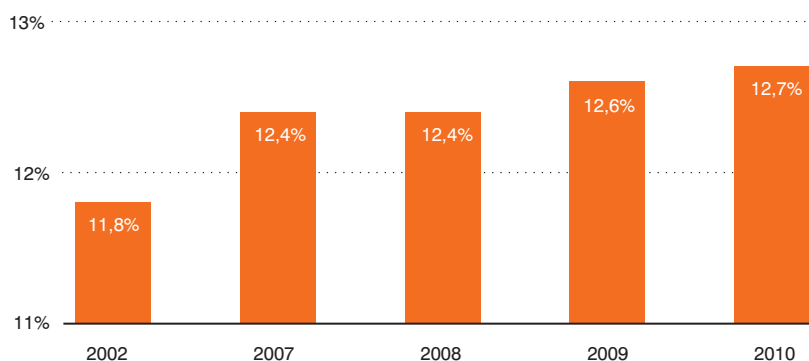
6. Kluczowe wyzwania dla branży ciepłowniczej w Polsce

6.1 Aktualny stan źródeł wytwórczych i sieci ciepłowniczych

Majątek przedsiębiorstw ciepłowniczych jest w dużym stopniu zdekapitalizowany. W roku 2010 wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosił ok. 60%. Dotyczy to zarówno infrastruktury sieciowej, jak i mocy wytwórczych.

Wysoki stopień dekapitalizacji infrastruktury sieciowej powoduje rosnące straty przesyłowe. Według URE, średni poziom strat przesyłowych ciepła w Polsce zwiększył się z 11,8% w 2002 r. do 12,7% w 2010 r. Do odwrócenia tego trendu potrzebne są każdego roku ogromne inwestycje w wymianę istniejących sieci.

Średnie straty przesyłowe ciepła w Polsce

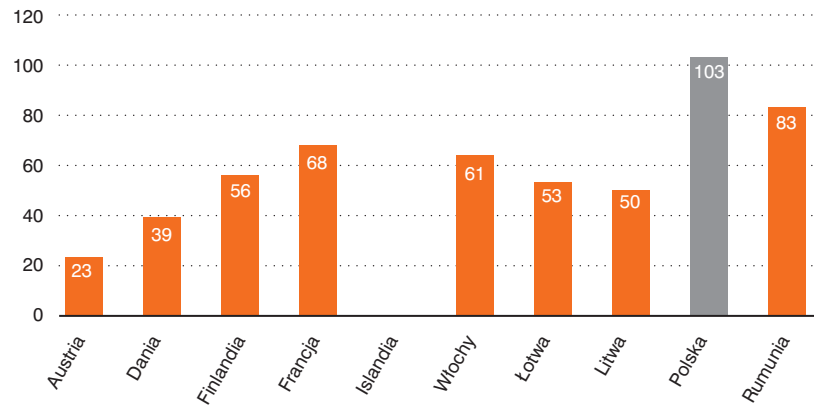


Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Zaawansowany wiek istniejących mocy wytwórczych skutkuje niską efektywnością produkcji ciepła i wysokim poziomem emisji zanieczyszczeń (dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów). Według Euroheat and Power, w 2009 r. emisja dwutlenku węgla w sektorze ciepłownictwa systemowego w Polsce (ok. 103 t CO₂/TJ) była znacznie wyższa niż w innych krajach Europy (średni

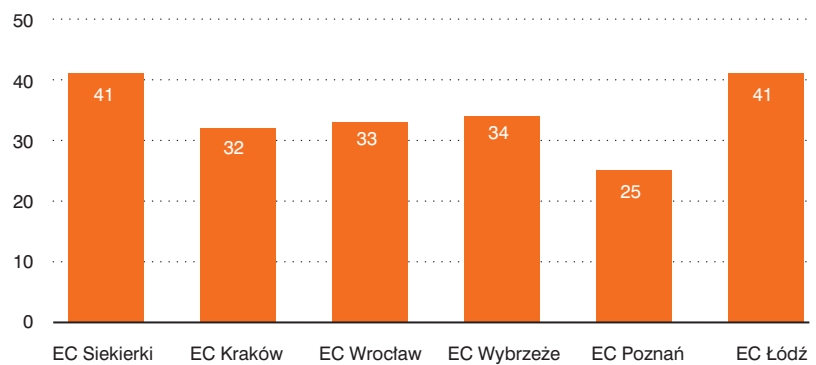
poziom emisji – 48 t CO₂/TJ), pomimo tego że od 2002 r. zmniejszyła się o 14% – głównie dzięki zmianie struktury paliwowej w produkcji ciepła (zwiększenie udziału biomasy i paliwa gazowego). Wysoki poziom emisji i pogarszanie się kondycji polskich źródeł ciepła to kluczowe elementy wymuszające inwestycje w tym sektorze.

Emisja CO₂ na TJ wytworzonego ciepła systemowego w wybranych krajach Europy w 2009 r.



Źródło: Euroheat and Power.

Przeciętny wiek kotłów w największych elektrociepłowniach w Polsce (w latach)



Źródło: Agencja Rynku Energii.

Ze względu na zaawansowany wiek i wysoką emisję zanieczyszczeń, większość urządzeń wytwarzających ciepło w Polsce wymaga modernizacji lub zastąpienia nowymi mocami wytwórczymi o niskiej emisyjności.

6.2 Wpływ regulacji dotyczących ochrony środowiska na strukturę paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła

Inwestycje w moce wytwórcze ciepła sieciowego wymuszone są głównie wdrożeniem dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (dyrektywa 2010/75/UE), ustalającej standardy emisji, które zaczną obowiązywać od roku 2016. Zawarte w tych przepisach standardy dla SO₂, NO_x oraz pyłów dotyczą wszystkich źródeł o mocy cieplnej co najmniej 50 MW. W porównaniu z obecnymi przepisami, nowe standardy zawarte w dyrektywie 2010/75/UE są dużo bardziej restrykcyjne. Na przykład, standard emisji dwutlenku siarki dla instalacji spalania opalanych węglem o mocy cieplnej w granicach 50-100 MW w nowej dyrektywie wynosi 400 mg/m³ w porównaniu z obecną normą, wynoszącą 1 500 mg/m³. Dla największych obiektów (o mocy cieplnej większej niż 400 MW) obecna norma emisji SO₂ zostanie obciążona o połowę (z 400 mg/m³ do 200 mg/m³).

W celu spełnienia przyszłych standardów emisji, znaczna część istniejących w Polsce źródeł ciepła opalanych węglem będzie musiała zainwestować w instalacje odsiarczania, odazotowania i odpylenia spalin. Koszt takich urządzeń może sięgać setek milionów złotych. Według publicznie dostępnych danych, koszt instalacji odsiarczania w największej polskiej elektrociepłowni (Siekierki) wyniósł około 490 milionów PLN. Podobne inwestycje powinny zostać zrealizowane w elektrociepłowniach w Krakowie, Wrocławiu i Gdańsku. Biorąc pod uwagę skalę takich inwestycji, można oczekiwać, że doprowadzą one do znacznego wzrostu cen ciepła dla odbiorców.

Alternatywą dla instalowania urządzeń chroniących powietrze przed zanieczyszczeniami jest wymiana istniejących źródeł na nowe, niskoemisyjne instalacje (opalone gazem lub biomasą).

Działania takie podejmowane są przez wiele przedsiębiorstw w Polsce, między innymi przez PGNiG Termika (konwersja kotła węglowego w EC Siekierki na kocioł fluidalny na biomasę) oraz Dalkia Łódź (konwersja dwóch kotłów węglowych na kotły na biomasę).

Każde źródło ciepła o mocy cieplnej powyżej 20 MW należy do Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS). System ETS, uruchomiony w roku 2005, stanowi unijny system obrotu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Członkowie ETS, którzy utrzymują swoje emisje na poziomie niższym niż posiadane przez nich uprawnienia, mogą sprzedawać nadwyżkę jednostek EUA (uprawnień do emisji) na rynku, podczas gdy przedsiębiorstwa przekraczające posiadane limity muszą kupować uprawnienia na rynku.

Dotychczas polski sektor energetyczny większość uprawnień otrzymywał bezpłatnie, jednak od 1 stycznia 2013 r. (data rozpoczęcia trzeciej fazy ETS) coraz większą liczbę uprawnień trzeba będzie kupować na aukcjach lub od innych przedsiębiorstw. Zgodnie z przyjętymi założeniami ETS, w 2027 r. wszystkie uprawnienia do emisji będą przydzielane w drodze aukcji. Konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje wzrost cen ciepła w systemach ciepła sieciowego, zwłaszcza w tych, które zaopatrywane są przez wysokoemisyjne źródła (w szczególności opalane węglem).

W celu przeciwdziałania drastycznemu wzrostowi cen ciepła systemowego, w latach 2013-2026 Polska będzie otrzymywać zmniejszającą się stopniowo liczbę bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla wytwórców ciepła. Zasady rozdzielania bezpłatnych uprawnień będą korzystniejsze w przypadku ciepła dostarczanego do gospodarstw domowych niż w przypadku ciepła dostarczanego innym odbiorcom, co oznacza, że liczba uprawnień, które będą musiały kupować gospodarstwom domowym będzie rosła wolniej.

Konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂ może spowodować znaczny wzrost cen ciepła dla odbiorców. Wpływ Europejskiego Systemu Handlu Emisjami na ceny ciepła sieciowego można ograniczyć poprzez zastąpienie źródeł opalanych węglem instalacjami niskoemisyjnymi (np. opalany gazem) lub technologiami odnawialnymi.

6.3 Znaczenie bezpieczeństwa energetycznego

Niezawodność dostaw ciepła zależy od stanu technicznego ciepłowni i sieci, a także od niezawodności dostaw paliw do produkcji ciepła. Dla zapewnienia właściwej kondycji majątku ciepłowniczego potrzebne są ciągłe inwestycje. Najlepszym sposobem zapewnienia niezawodności dostaw paliw jest dywersyfikacja struktury i źródeł wykorzystywanych paliw.

Infrastruktura ciepłownictwa systemowego odgrywa istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego polskim aglomeracjom. Dotyczy to nie tylko zapewnienia dostaw ciepła, ale także dostaw energii elektrycznej dla miast. Elektrociepłownie stanowią wewnętrzne źródła energii elektrycznej w sytuacji awarii krajowego systemu energetycznego i są często wykorzystywane przez operatora systemu przesyłowego do wewnętrznego zaopatrywania miast w energię elektryczną.

Operatorzy sieci ciepłowniczych mają obowiązek zapewnienia niezawodności przesyłania ciepła i rozwijania sieci ciepłowniczej. Wymaga to inwestycji w majątek sieciowy, które są zwykle finansowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze z kapitału własnego pozyskanego z taryfowych opłat za przesył ciepła. W celu zapewnienia niezawodności dostaw ciepła operatorzy sieci ciepłowniczej przygotowują plany rozwoju, które są omawiane z regulatorem w ramach procesu zatwierdzania taryfy.

W obszarze wytwarzania niezawodność dostaw ciepła zależy nie tylko od stanu jednostek wytwórczych, ale także od pewności dostaw paliwa. Dla zapewnienia ciągłości produkcji, źródła korzystające z węgla, biomasy lub oleju opałowego powinny utrzymywać wystarczające rezerwy paliwa, by móc wytwarzać ciepło przez kilka dni. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 2003 r., wytwórcy ciepła i energii elektrycznej mają obowiązek utrzymywania obowiązkowych rezerw węgla kamiennego, węgla brunatnego i oleju opałowego. W przypadku węgla kamiennego, rezerwy obowiązkowe powinny pokryć zapotrzebowanie zakładu na 3 do 20 dni, w zależności od odległości od kopalni, podczas gdy zapasy węgla brunatnego i oleju opałowego powinny pokrywać zapotrzebowanie zakładu na okres 20 dni. Rozporządzenie nie ma zastosowania do gazu i biomasy.

Utrzymywanie znacznych zapasów biomasy byłoby trudne technicznie (ze względu na dużą objętość paliwa) i nieuzasadnione ekonomicznie (ze względu na spadek jakości parametrów paliwa). Dlatego też dostawa biomasy do źródeł wytwórczych ma zazwyczaj miejsce częściej niż dostawa węgla, co powoduje większą uciążliwość zaopatrzenia w paliwo dla otoczenia źródeł opalanych biomasą w porównaniu

do tych korzystających z innych paliw (uciążliwość częstego transportu i wysokiego poziomu emisji zanieczyszczeń przez ciężarówkę). Zapewnienie ciągłości dostaw biomasy jest najbardziej problematyczne w sezonie zimowym, kiedy produkcja biomasy jest ograniczona ze względu na warunki pogodowe. Dlatego też producenci ciepła z biomasy często posiadają zastępcze źródła wykorzystujące inne paliwa.

Utrzymywanie wystarczających rezerw węgla lub oleju opałowego jest bardziej uzasadnione (ekonomicznie i fizycznie) niż utrzymywanie rezerw biomasy. Niemniej stanowi to dodatkowe obciążenie dla producentów ciepła i generuje znaczne koszty, które muszą być pokryte przychodami z opłat taryfowych.

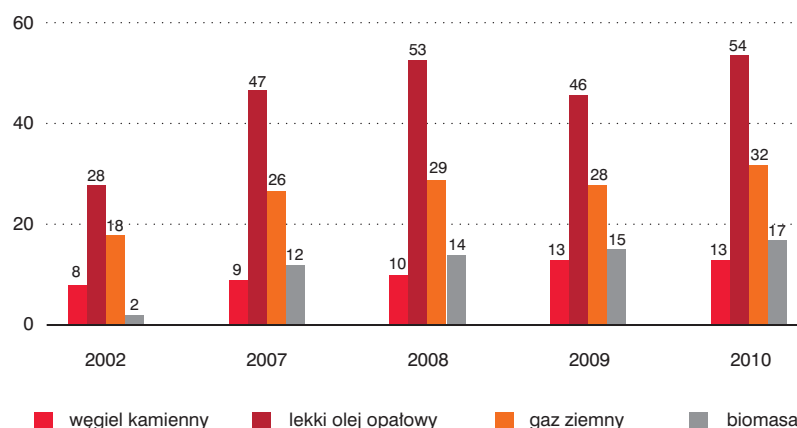
W przypadku paliwa gazowego, jednostki wytwórcze na ogół nie utrzymują żadnych rezerw. Rolę rezerwuaru gazu pełni infrastruktura sieci gazowej, przez co odpowiedzialność za ciągłość dostaw gazu spoczywa na operatorze sieci gazowej. Chociaż w przeszłości w Polsce miały miejsce czasowe ograniczenia w dostawach gazu z importu (z powodów politycznych), nie wpłynęły one na dostawy gazu dla celów grzewczych. Należy także wspomnieć, że dostawy gazu do źródeł wytwórczych w porównaniu z innymi paliwami w najmniejszym stopniu wpływają na otoczenie zakładu (nie ma ciężarówek transportujących gaz, ani zanieczyszczeń powietrza spowodowanych przez środki transportu).

Najlepszym sposobem zapewnienia niezawodności dostaw paliw dla produkcji ciepła w skali lokalnej wydaje się być dywersyfikacja rodzajów i/lub źródeł paliw wykorzystywanych w produkcji.

Zgodnie z polskim prawem energetycznym, samorządy odpowiadają za planowanie i organizację zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na swoim terenie. Samorządy lokalne powinny opracować założenia do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz na okres 15 lat i aktualizować je co 3 lata. Lokalne plany zaopatrzenia w energię wskazują kierunki rozwoju systemów energetycznych w danych rejonach. W praktyce, większość gmin w Polsce nie posiada takich planów, co może prowadzić do nieskoordynowanych działań lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

6.4 Zmiany cen paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła

Kształtowanie się cen paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła (PLN/GJ)



Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o dane Urzędu Regulacji Energetyki.

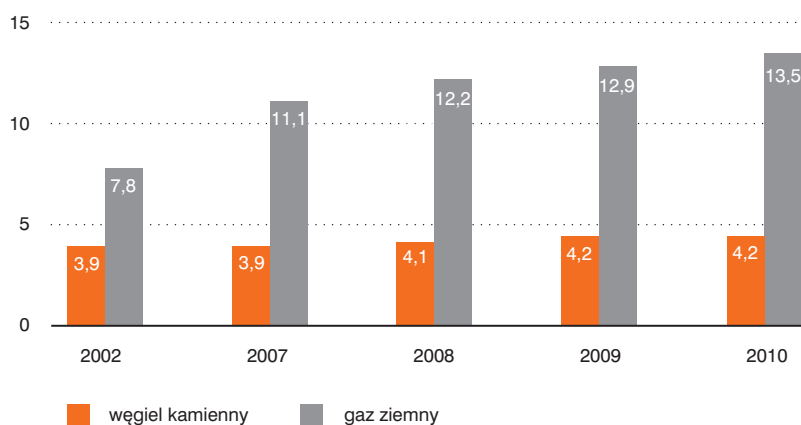
Większość źródeł ciepła w Polsce opalana jest węglem kamiennym. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, węgiel kamienny jest najtańszym paliwem używanym obecnie do produkcji ciepła w Polsce.

Krajowe ceny węgla w Polsce zależą głównie od krajowego zużycia, kosztów krajowych kopalń, kosztów transportu oraz – w mniejszym stopniu – od cen paliw importowanych. W przyszłości, zależność krajowych cen węgla od sytuacji na światowym rynku węgla będzie się prawdopodobnie zwiększać. Ceny gazu ziemnego, jak i oleju opałowego w Polsce zależą głównie od cen ropy na świecie. Opierając się na przykładach z krajów Europy zachodniej można przypuszczać, iż w przyszłości ceny gazu przestaną być tak ściśle związane z ceną ropy naftowej. Tendencja do oddzielenia cen gazu od cen ropy może być dodatkowo wzmocniona, jeśli produkcja gazu z niekonwencjonalnych źródeł na dużą skalę okaże się możliwa. Ceny biomasy zależą od wewnętrznego popytu i podaży, a także od kosztów paliw importowanych. Należy podkreślić, że ceny biomasy wykorzystywanej w instalacjach produkujących tylko energię cieplną są często niższe niż średnie ceny biomasy wykorzystywanej w dużych

elektrociepłowniach (według Agencji Rynku Energii, w 2010 r. średnia cena biomasy wykorzystywanej w dużych elektrowniach i elektrociepłowniach wynosiła ok. 25 PLN/GJ). Jest to spowodowane głównie ograniczeniami w wykorzystaniu biomasy leśnej przez producentów energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę planowane zmiany w systemie wsparcia dla energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (zmniejszenie wsparcia dla energii elektrycznej produkowanej z biomasy poprzez współpalanie tego paliwa z paliwami nieodnawialnymi), popyt na biomasę może znacznie spaść w ciągu najbliższych kilku lat, co może przynieść obniżenie cen biomasy.

Według prognoz przygotowanych przez Agencję Rynku Energii (we wrześniu 2011 r.), w okresie pomiędzy chwilą obecną a rokiem 2030, ceny gazu ziemnego w Polsce będą rosły szybciej niż ceny węgla, ze względu na spodziewane zmiany cen ropy. Trend ten może jednak zostać zakłócony przez rozwój produkcji niekonwencjonalnego gazu w Polsce (jeśli okaże się ona ekonomicznie opłacalna) i/lub przez konieczność dokonania większych inwestycji w polskich kopalniach w celu eksploatacji złóż położonych głębiej pod ziemią.

Prognoza cen paliw na polskim rynku (USD 09/GJ)



Źródło: Agencja Rynku Energii na podstawie World Energy Outlook.

Według publicznie dostępnych prognoz, ceny węgla będą w dłuższej perspektywie bardziej stabilne niż ceny gazu ziemnego. Trend ten może jednak zostać zakłócony przez rozwój produkcji niekonwencjonalnego gazu w Polsce (jeśli okaże się ona ekonomicznie opłacalna) lub przez konieczność poniesienia większych wydatków w polskich kopalniach z powodu pogarszających się geologicznych warunków wydobywania węgla.



6.5 Potrzeba rozwijania odnawialnych źródeł energii i kogeneracji

Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i poprawa efektywności energetycznej należą do najważniejszych celów polskiej i europejskiej polityki energetycznej.

W celu wspierania wykorzystania paliw odnawialnych (głównie biomasy) w produkcji ciepła, Polska wprowadziła obowiązek zakupu ciepła wytwarzanego w źródłach odnawialnych przyłączonych do sieci ciepłowniczej przez operatora sieci. Ilość zakupionego ciepła ze źródeł odnawialnych nie może być większa niż zapotrzebowanie na ciepło na lokalnym rynku. Ponadto, zakup ciepła z odnawialnych źródeł nie może powodować nadmiernego wzrostu cen ciepła dla odbiorców, czyli wzrostu wyższego niż stopa inflacji.

Obowiązek zakupu ciepła pozyskanego z odnawialnych źródeł (przy uwzględnieniu opisanych powyżej warunków) daje przewagę konkurencyjną jednostkom produkującym takie ciepło w stosunku do innych wytwórców przyłączonych do tej samej sieci ciepłowniczej. Inwestycje w odnawialne źródła ciepła są czasami podejmowane przez producentów w celu przeciwdziałania utracie części rynku ciepła, jeśli do danej sieci podłączone są również inne, nieodnawialne źródła.

W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej funkcjonują również inne systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii i jednostek produkujących energię w skojarzeniu (elektrociepłowni). Obejmują one między innymi wydawanie świadectw pochodzenia energii przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną ze źródeł odnawialnych oraz wysokosprawnym elektrociepłowniom. Świadectwa wydawane dla odnawialnej energii elektrycznej to tak zwane zielone certyfikaty.

W przypadku kogeneracji mamy do czynienia z trzema rodzajami certyfikatów: czerwone – wydawane dużym elektrociepłowniom opalonym paliwami kopalnymi (węgiel, biomasa), żółte – wydawane małym elektrociepłowniom (o mocy poniżej 1 MW) oraz elektrociepłowniom opalonym gazem, oraz certyfikaty fioletowe – wydawane elektrociepłowniom opalonym metanem z kopalni lub gazem powstałym w wyniku gazyfikacji biomasy. Wszystkie rodzaje certyfikatów są zwykle sprzedawane przedsiębiorstwom sprzedającym energię elektryczną odbiorcom końcowym (obecna cena rynkowa zielonych certyfikatów wynosi 237 PLN/MWh, w przypadku czerwonych certyfikatów jest to 9 PLN/MWh, żółtych – 125 PLN/MWh, zaś dla fioletowych certyfikatów jest to 58 PLN/MWh).

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, po roku 2012 przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym nie będą już miały obowiązku kupowania czerwonych i żółtych certyfikatów. Spowoduje to likwidację systemu wsparcia dla elektrociepłowni (z wyjątkiem fioletowych certyfikatów). Oczekuje się jednak, że funkcjonowanie tego systemu zostanie przedłużone co najmniej do roku 2020.

W przypadku elektrociepłowni kalkulujących swoje taryfy przy pomocy metody kosztowej (która nie jest obecnie zbyt popularna), certyfikaty za energię elektryczną ze źródeł odnawialnych i z kogeneracji mają bezpośredni wpływ na ceny ciepła, gdyż zakładany przychód z tytułu tych certyfikatów musi zostać odjęty od łącznych kosztów produkcji ciepła i energii elektrycznej, które stanowią podstawę kalkulacji ceny ciepła. W metodzie benchmarkowej (stosowanej częściej), przychód z certyfikatów nie ma bezpośredniego wpływu na ceny ciepła, gdyż wiąże się z produkcją energii elektrycznej (produkcja ciepła nie powinna być subsydiowana przychodem z innych rodzajów działalności). Niemniej, biorąc pod uwagę, że często trudno jest rozdzielić koszty produkcji ciepła i koszty produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach w celu określenia rzetelnej podstawy kosztowej dla kalkulacji cen ciepła, w niektórych przypadkach przychód z certyfikatów może mieć pośredni (pozytywny) wpływ na ceny ciepła.

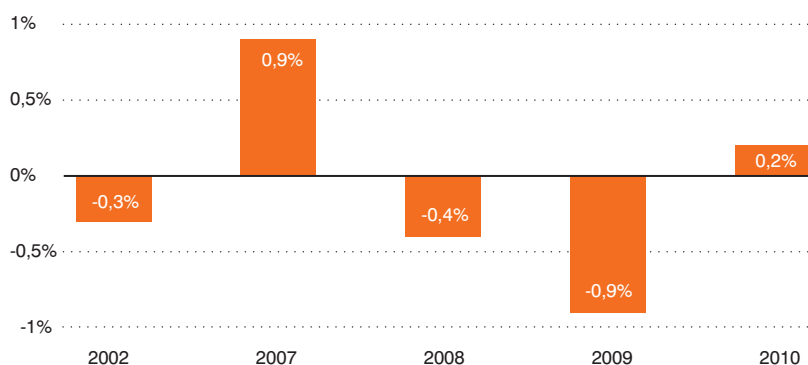
Obowiązek zakupu ciepła z odnawialnych źródeł przez operatorów sieci ciepłowniczej daje przewagę konkurencyjną jednostkom produkującym takie ciepło w stosunku do innych wytwórców przyłączonych do tej samej sieci ciepłowniczej. Ponadto, zielone certyfikaty wydawane za energię elektryczną ze źródeł odnawialnych oraz certyfikaty przyznawane za energię elektryczną wytwarzaną w wysokosprawnych elektrociepłowniach mogą mieć pośredni wpływ na ceny ciepła (powodując ich obniżenie).

6.6 Efektywność przedsiębiorstw ciepłowniczych

Jednym z najważniejszych działań, jakie przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny wdrożyć, aby zapobiec nadmiernemu wzrostowi kosztów ciepła dla odbiorców, jest poprawa ich efektywności, rozumiana jako optymalizacja kosztów. Poprawa efektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych jest obowiązkiem nałożonym na nie przez prawo. Regulator powinien za każdym razem uwzględniać ten element przy ocenie nowej taryfy dla ciepła.

Średnie wyniki finansowe sektora ciepłowniczego w Polsce są dosyć niskie. W 2010 r. średni zwrot z kapitału osiągnięty przez spółki ciepłownicze wyniósł zaledwie 0,2%. Przed 2010 r. był on często ujemny. Niska efektywność finansowa sektora jest częściowo wynikiem podejścia regulatora (presja na utrzymanie kosztów ciepła dla odbiorców na stabilnym poziomie), częściowo zaś braku odpowiednich działań poprawiających efektywność w przypadku wielu przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Średni zwrot z kapitału w polskim sektorze ciepłowniczym



Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

Chociaż poprawy efektywności wymaga się od wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych, najlepsze wyniki w tej dziedzinie wydają się osiągać przedsiębiorstwa będące własnością prywatnych podmiotów.

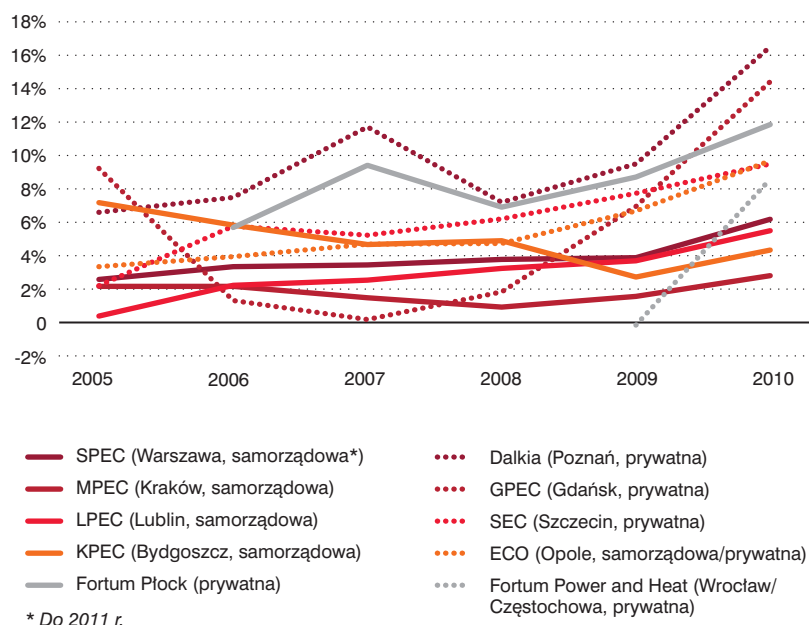
Wykres na następnej stronie pokazuje wskaźniki efektywności dla wybranych przedsiębiorstw ciepłowniczych, w tym spółek samorządowych i prywatnych.



Wśród analizowanych przedsiębiorstw, najwyższy zwrot z kapitału w 2010 r. osiągnęły Dalkia Poznań, GPEC oraz Fortum Płock – spółki mające prywatnych właścicieli.

W 2010 r. ECO, GPEC oraz Fortum Power and Heat Polska miały najwyższy stosunek EBITDA (zysk operacyjny powiększony o amortyzację) do przychodu ze sprzedaży w porównaniu z innymi analizowanymi przedsiębiorstwami ciepłowniczymi.

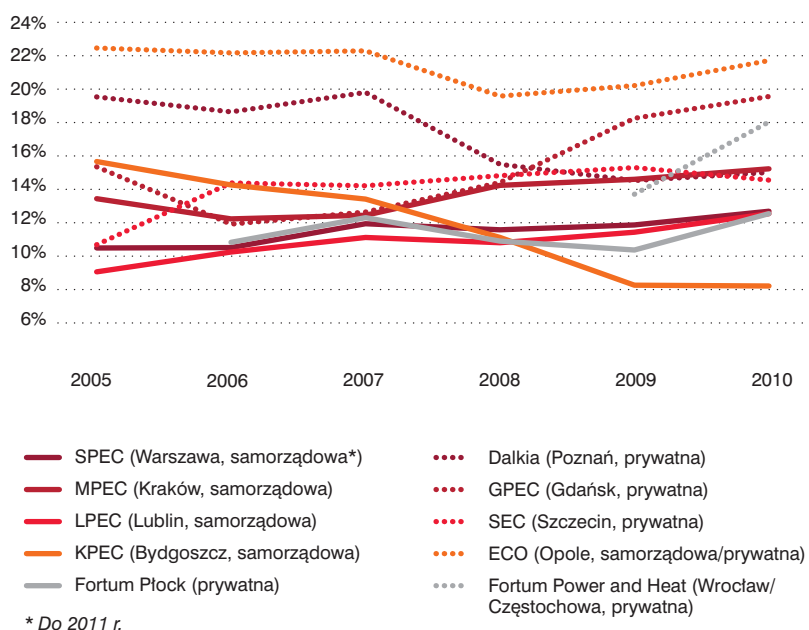
Zwrot z kapitału dla wybranych przedsiębiorstw ciepłowniczych



Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

Poprawa efektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych wymuszana jest przez regulatora oraz przez prywatnych właścicieli. Jest to jeden z najważniejszych czynników mogących w przyszłości ograniczyć wzrost jednostkowej ceny ciepła dla odbiorców.

Marża EBITDA dla wybranych przedsiębiorstw ciepłowniczych



Źródło: opracowanie własne PwC w oparciu o publicznie dostępne informacje.

Definicje

CO ₂	Dwutlenek węgla
EC	Elektrociepłownia
EBITDA	Zysk operacyjny powiększony o amortyzację
ETS	Europejski System Handlu Emisjami
EUR	Euro
GJ, TJ, PJ	Gigadżul, teradżul, petadżul
MW	Megawat
MWh	Megawatogodzina
NO _x	Tlenki azotu
PLN	Złoty polski
PwC	PwC Polska Sp. z o.o.
SO ₂	Dwutlenek siarki
TPA	Dostęp stron trzecich
URE	Urząd Regulacji Energetyki
UE	Unia Europejska

PwC

Piotr Łuba

Partner, Doradztwo Biznesowe
Tel.: +48 22 523 46 62
piotr.luba@pl.pwc.com

PwC

Justyna Wardak-Bielenis

Menedżer, Doradztwo Biznesowe
Tel. +48 22 523 43 57
justyna.wardak@pl.pwc.com

Fortum

Izabela Van den Bossche

Dyrektor ds. Komunikacji
Tel. +48 22 460 46 70
izabela.vandenbossche@fortum.com

