

Marcin Wierzbński

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

CZYNNIKI WYWOŁUJĄCE STRUKTURALNĄ ZMIANĘ RYNKU CIEPŁA W POLSCE

Streszczenie: W artykule autor przedstawił najważniejsze zmiany zachodzące w otoczeniu przedsiębiorstw ciepłowniczych, eksploatujących rozległe systemy ciepłownicze. Do podstawowych zmian zaliczył politykę klimatyczną, rozwój nowych technologii, zmieniające się przepisy dotyczące przyznawania uprawnień do emisji CO₂, a także politykę miast ukierunkowaną na wdrażanie zielonych strategii. Wszystkie te zmiany mogą zdaniem autora doprowadzić do strukturalnej zmiany na rynku ciepła sieciowego.

Słowa kluczowe: ciepło sieciowe, zmiana strukturalna, system handlu emisjami CO₂, inteligentne miasta, konkurencyjność

1. Potencjał i konkurencyjność sektora ciepła sieciowego w Polsce

W Polsce potrzeby ciepłne mieszkańców dużych i średnich miast są zaspokajane w 60-70% za pośrednictwem systemów ciepłowniczych zasilanych w ciepło przez zawodowe elektrociepłownie lub ciepłownie. Należy jednak zaznaczyć, że potencjał techniczny przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce jest bardzo zróżnicowany. Ogół wytwórców ciepła można podzielić na trzy zasadnicze grupy:

- elektrownie zawodowe, dla których wytwarzanie ciepła jest działalnością dodatkową,
- ciepłownie i elektrociepłownie zawodowe,
- ciepłownie i elektrociepłownie przemysłowe,
- pozostałe, w tym lokalne źródła ciepła.

Dane dotyczące mocy w sektorze ciepłowniczym zamieszczono w tab. 1.

W 2009 roku całkowita zainstalowana moc cieplna przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła 59,8 tys. MW, a osiągalna 58,4 tys. MW. Moc zamówiona przez odbiorców na potrzeby ciepłownicze wyniosła 34,7 tys. MW, natomiast na inne cele przeznaczono 6,7 tys. MW. Oznacza to, że dostępny potencjał przedsiębiorstw ciepłowniczych (moc osiągalna pomniejszona o potrzeby własne) jest wykorzystywany w 72%. Biorąc jednak pod uwagę fakt, że odbiorcy często zamawiają więcej mocy cieplnej, niż wynoszą ich rzeczywiste potrzeby (o około 20%), rzeczywisty poziom wykorzystania potencjału przedsiębiorstw ciepłowniczych jest niższy i może wyno-

sić około 60%. Ponadto stopień dekapitalizacji tego potencjału jest znaczący i przekracza 50%.

Tabela 1. Dane dotyczące mocy w polskim sektorze ciepła sieciowego (2009 rok)

	Moc zainstalowana (MW)	Moc osiągalna (MW)	Moc wykorzystana		
			Potrzeby własne (MW)	Moc zamówiona przez odbiorców (MW)	Moc przeznaczona na inne cele (MW)
Elektrownie zawodowe	12 621	11 899	195	7453	583
c. i ec. zawodowe	32 916	32 596	576	24 832	45
c. i ec. przemysłowe	12 750	12 457	622	1 626	5 866
Inne	1 504	1 479	32,5	832	218
Razem	59 791	58 431	1 425	34 743	6 712

Źródło: opracowanie własne na podstawie [URE, *Energetyka ciepła w liczbach – 2009*].

W polskim sektorze ciepła sieciowego dominuje węgiel jako podstawowe paliwo służące do wytwarzania ciepła, a także energii elektrycznej w skojarzeniu. Stosowne dane przedstawiono w tab. 2.

Tabela 2. Struktura zużycia paliw w polskim sektorze ciepła sieciowego (GJ)

	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Olej opałowy lekki	Olej opałowy ciężki	Gaz ziemny	Biomasa	Pozostałe
Elektrownie zawodowe	54 258	5 054	14,4	200,1	4 519	3 887	2 317
c. i ec. zawodowe	186 499	698	249,1	353,4	8 442	3 740	2 812
c. i ec. przemysłowe	53 569		3,2	30 257	4 041	15 983	9 700
Inne	5 925		26,1	2,2	1 005	94,3	420
Razem	300 251	5 752	292,8	30 812,7	18 007	23 704,3	15 249
Udział paliwa	76,19%	1,46%	0,07%	7,82%	4,57%	6,02%	3,87%

Źródło: opracowanie własne na podstawie [URE, *Energetyka ciepła w liczbach – 2009*].

Udział węgla w strukturze zużywanych paliw do produkcji ciepła w polskim sektorze ciepła sieciowego przekracza 76%. Na kolejnym miejscu znajduje się olej opałowy ciężki (7,82%) oraz biomasa (6,02%). Udział gazu ziemnego jest obecnie niewielki i wynosi 4,57%.

Ceny ciepła sieciowego, w tym przede wszystkim ciepła wytwarzanego z węgla kamiennego, są jednak obecnie konkurencyjne w stosunku do ciepła wytwarzanego z innych paliw w centralnych źródłach, a także w stosunku do indywidualnych rozwiązań wykorzystujących gaz ziemny czy olej opałowy. Porównanie aktualnych cen ciepła przedstawiono w tab. 3 i 4.

Tabela 3. Przeciętne ceny ciepła sieciowego wytwarzanego z różnych paliw (2009 rok – zł/GJ)

	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Olej opałowy lekki	Olej opałowy ciężki	Gaz ziemny	Biomasa	Pozostałe
Elektrownie zawodowe	25,49	17,2	28,97	24,42	30,1	25,46	25,43
c. i ec. zawodowe	28,79	32,56	71,84	65,69	55,29	30,45	20,02
c. i ec. przemysłowe	24,73			20,35	39,3	24,62	23,42
Inne	34,87		86,22	55,76	55,36	41,8	25,73
Średnia cena ciepła	28,02	18,96	70,85	23,61	46,41	28,01	22,69
Średnia opłata za przesył	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Średnia cena ciepła do końcowego klienta	41,72	32,66	84,55	37,31	60,11	41,71	36,39

Źródło: opracowanie własne na podstawie [URE, *Energetyka ciepła w liczbach – 2009*].

Tabela 4. Obecna konkurencyjność ciepła sieciowego wytwarzanego z węgla względem ciepła wytwarzanego w indywidualnych kotłowniach (zł/GJ)

	Przeciętna cena ciepła sieciowego w Polsce wytwarzanego z węgla	Kotłownia opalana gazem ziemnym	Kotłownia opalana węglem kamiennym (orzech I klasa)	Mała kogeneracja opalana gazem ziemnym	Kotłownia opalana olejem opałowym lekkim	Pelet ze słomy/drewna	Piece zasilane energią elektryczną
Koszt jednostkowy zaopatrzenia w ciepło odbiorcy końcowego (bez VAT)	41,72 zł/GJ	56 zł/GJ	27 zł/GJ	40 zł/GJ	75 zł/GJ	33 zł/GJ	120 zł/GJ

Źródło: opracowanie własne.

Ciepło sieciowe wytwarzane z węgla jest teraz jednym z najbardziej atrakcyjnych źródeł zaopatrzenia w ten produkt. Jego cena wraz z przesyłem jest o ok. 14-15 zł niższa od kosztu pozyskania ciepła z indywidualnego kotła gazowego. Niemniej jednak ciepło pochodzące z układów małej kogeneracji gazowej (silniki + kotły

szczytowe instalowane bezpośrednio w budynku) jest już tak samo konkurencyjne jak ciepło sieciowe wytwarzane z węgla, na co w dużej mierze wpływa system wsparcia kogeneracji gazowej w postaci żółtych certyfikatów. Przedstawione relacje cenowe będą się jednak w przyszłości zmieniać, co wynika m.in. z prezentowanej wcześniej struktury zużycia paliw, która jest niekorzystna z punktu widzenia przyszłych regulacji dotyczących ochrony środowiska. Oparcie sektora ciepła sieciowego na jednym rodzaju paliwa o wysokim poziomie emisji CO₂, jakim jest węgiel, będzie w przyszłości skutkować istotnym wzrostem cen ciepła sieciowego. Sytuacja ta wynika z konieczności nabywania po 2012 roku coraz większej liczby uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach. Bezpłatne przydziały uprawnień zostaną istotnie ograniczone. Uzależnienie sektora ciepła sieciowego od jednego rodzaju paliwa będzie jednym z zasadniczych czynników zmiany strukturalnej na rynku ciepła w Polsce. Ten zasadniczy czynnik zmian będzie jednak wspierany przez wiele innych, które docelowo mogą doprowadzić do zastąpienia istniejących technologii stosowanych w scentralizowanych systemach ciepłowniczych przez technologie rozproszonego wytwarzania ciepła. Celem tego artykułu jest identyfikacja i charakterystyka najważniejszych czynników, które mogą doprowadzić do strukturalnej zmiany na rynku ciepła w Polsce.

2. Polityka zrównoważonego rozwoju

Zrównoważony rozwój (*sustainability*), który zakłada rozwój społeczeństw w taki sposób, aby nie ograniczać możliwości konsumpcyjnych przyszłych pokoleń, zyskuje coraz większe znaczenie w wymiarze globalnym, krajowym oraz regionalnym. Jednym z zasadniczych elementów zrównoważonego rozwoju jest podnoszenie efektywności energetycznej i ograniczanie negatywnego wpływu pozyskiwania energii na stan środowiska naturalnego oraz zasoby, którymi dysponujemy. Dążenie do zrównoważonego rozwoju, w tym do podnoszenia efektywności energetycznej, jest istotnym zadaniem w kontekście walki z globalnymi zmianami klimatu, która polega na ograniczaniu emisji zanieczyszczeń, w tym przede wszystkim CO₂.

Początkiem walki ze zmianami klimatu była Konferencja Narodów Zjednoczonych na temat Środowiska i Rozwoju w Rio de Janeiro w 1992 roku. Podczas obrad tej konwencji, popularnie zwanej Szczytem Ziemi, podpisano międzynarodowy traktat pt. „Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”. Szczyt Ziemi nie miał jednak mocy wykonawczej i charakteru wiążącego. Dopiero następujące po nim międzynarodowe protokoły uszczegóławiały prawa i obowiązki ich sygnatariuszy.

Protokołem mającym największe znaczenie jest Protokół z Kioto, wynegocjowany w grudniu 1997 roku. Na mocy jego postanowień kraje, które go ratyfikowały, zobowiązały się do redukcji do 2012 roku emisji sześciu gazów powodujących efekt cieplarniany, w tym CO₂, o przynajmniej 5% w stosunku do roku bazowego, którym w większości przypadków był rok 1990. Podstawowym celem Protokołu z

Kioto była redukcja emisji gazów cieplarnianych wyrażona w równoważniku CO₂ w okresie 2008-2012. Do najważniejszych mechanizmów Protokołu z Kioto ukie-
runkowanych na redukcję gazów cieplarnianych należy zaliczyć:

- Mechanizm Wspólnych Wdrożeń (*Joint Implementation – JI*),
- Mechanizm Czystego Rozwoju (*Clean Development Mechanism – CDM*),
- Międzynarodowy Handel Emisjami (*International Emissions Trading – IET*).

Jedną ze stron opracowujących wewnętrzny system wdrażający mechanizmy Protokołu z Kioto jest Unia Europejska. Należy zauważyć przy tym, że mimo iż postanowienia Traktatu dotyczą głównie okresu 2008-2012, Unia Europejska posta-
nowiła wewnętrznie wprowadzić okres wstępny obejmujący lata 2005-2007. Na po-
ziomie Unii Europejskiej walka z globalnym ociepleniem jest realizowana poprzez
wydawanie wielu dokumentów i dyrektyw. Jednym z najważniejszych przyjętych
przez Unię Europejską jest zatwierdzony w grudniu 2008 roku pakiet klimatycz-
ny, w którym państwa członkowskie zobowiązały się do ograniczenia o 20% emi-
sji gazów cieplarnianych, do zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w bilansie
energetycznym do 20% oraz do podniesienia o 20% efektywności energetycznej.
Wszystkie te cele mają zostać zrealizowane do końca 2020 roku.

Polityka zrównoważonego rozwoju istotnie oddziałuje na rozległe systemy
ciepłownicze, które są obecne w wielu miastach w Polsce. Systemy ciepłownicze
w Polsce są zasilane w ciepło przez źródła wykorzystujące paliwa kopalne, w tym
głównie przez węgiel. Polityka zrównoważonego rozwoju zmierza do ograniczenia
paliw kopalnych w bilansie energetycznym poszczególnych krajów. Zatem systemy
ciepłownicze wykorzystujące węgiel będą w coraz większym zakresie poddawane
presji, w tym również finansowej, ukierunkowanej na przekształcanie się w nowo-
czesne systemy oddziałujące w mniejszym stopniu negatywnie na stan środowiska
naturalnego.

3. Zrównoważony rozwój w strategiach miast

Wiele europejskich miast formułuje strategie rozwoju ukierunkowane na zrówno-
ważony rozwój, w tym na podnoszenie efektywności energetycznej, zwiększanie
udziału energetyki odnawialnej w zużyciu energii i na ograniczanie emisji CO₂. Re-
alizując tego typu strategie, miasta chcą podnosić jakość życia, ograniczając jedno-
cześnie negatywny wpływ działań człowieka na środowisko naturalne. Strategie te
noszą miano zielonych strategii (*green strategies*). Realizujące je miasta nazywane
są *smart cities*.

Do czołówki europejskich miast realizujących „zielone” strategie zalicza się
duże miasta północnej Europy, w tym:

- Amsterdam,
- Hamburg,
- Sztokholm,
- Trondheim.

W ramach zielonych strategii podejmowanych jest wiele działań i inwestycji ukierunkowanych na ograniczenie zużycia energii bez negatywnego wpływu na jakość życia. Do najważniejszych z nich zalicza się:

- promowanie budownictwa energooszczędnego lub pasywnego, a nawet projektowanie obiektów o charakterze *energy plus*, a więc budynków, których bilans energetyczny jest dodatni (budynki więcej „wytwarzają” energii, niż jej konsumują),
- wprowadzanie nowych rozwiązań w transporcie miejskim, w tym z wykorzystaniem modalnych środków transportu, rozwojem transportu publicznego wykorzystującego odnawialne źródła energii, rozwojem infrastruktury dla samochodów elektrycznych (punkty do ładowania baterii samochodowych),
- modernizacja oświetlenia ulicznego z wykorzystaniem opraw energooszczędnych, a także rozwijanie systemów oświetlenia ulicznego wykorzystujących fotowoltaikę i energię wiatru (wiatraki niewielkiej skali),
- rozwój rozproszonych źródeł energii, w tym źródeł kogeneracyjnych małej skali, źródeł odnawialnych małej skali, zlokalizowanych blisko odbiorców ciepła czy energii elektrycznej,
- rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych (*smart grids*) umożliwiających nie tylko dokładny pomiar zużycia energii ze zdalnym odczytem liczników, ale także zdalne sterowanie urządzeniami domowymi (rozwój sieci *smart grids* będzie połączony z wdrażaniem elastycznych taryf dla energii elektrycznej i ciepła ukierunkowanych na „spłaszczanie” zapotrzebowania na moc w ciągu doby),
- rozwój systemów magazynowania energii w formie baterii (szczególnie energii słonecznej i energii wiatru), która jest wykorzystywana do oświetlenia ulicznego i ładowania samochodów elektrycznych,
- pozyskiwanie energii geotermalnej, a także chłodu lub ciepła z mórz za pomocą systemów pomp ciepła,
- wykorzystanie odpadów komunalnych do lokalnej produkcji ciepła i energii elektrycznej,
- przeprowadzanie akcji promujących poszanowanie energii, a także uwrażliwiających społeczeństwa na aspekty związane z ochroną środowiska,
- wydzielanie określonych części miasta, w których wdrażane są wzorcowe rozwiązania w zakresie efektywności energetycznej, w tym: organizacja dostaw różnego rodzaju produktów za pomocą elektrycznych samochodów dostawczych, instalowanie elektronicznych wskaźników poziomu śmieci w koszach, umożliwiających zmniejszenie częstotliwości odbioru śmieci, instalowanie urządzeń samoczynnie wyłączających się w momencie, gdy nie są używane, instalowanie fotowoltaicznych systemów sygnalizacyjnych, informacyjnych i ostrzegawczych z akumulatorami itp.

Lista potencjalnych działań miast ukierunkowanych na zrównoważony rozwój jest znacznie szersza. Wspólnym ich mianownikiem jest chęć ograniczenia zużycia

energii przy zachowaniu tego samego poziomu jakości życia, a zatem chęć ograniczenia negatywnego wpływu działalności człowieka na stan środowiska naturalnego. Istotną cechą tych wszystkich działań jest wyraźny wzrost znaczenia źródeł energii rozproszonej, a więc źródeł zlokalizowanych blisko odbiorników energii. W *smart cities* kładzie się duży nacisk na rozwój małych odnawialnych źródeł energii zintegrowanych z akumulatorami magazynującymi energię i z inteligentnymi rozwiązaniami w zakresie pomiaru i zużywania energii.

Koncepcja *smart cities* zyskuje coraz więcej zwolenników i jest wdrażana w kolejnych miastach w Europie i na świecie. Wydaje się, że ten kierunek rozwoju miast ma charakter przyszłościowy i wizjonerski. Celem tego typu projektów jest ograniczenie emisji CO₂ nawet o 80% w stosunku do obecnego stanu. Horyzont osiągnięcia stanu docelowego jest jednak długi i rozłożony na wiele etapów. Zaznaczyć należy, że rozległe systemy ciepłownicze zasilane dużymi centralnymi źródłami ciepła lub ciepła/energii elektrycznej, w tym źródłami wykorzystującymi paliwa kopalne, nie znajdują istotnego miejsca w koncepcji *smart cities*. W tej koncepcji tego typu systemy powinny podlegać transformacji ukierunkowanej na podnoszenie efektywności, ograniczanie strat na przesył, rozwój kogeneracji rozproszonej, wykorzystanie biomasy lub innych paliw odnawialnych.

4. Polityka Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji CO₂

Przepisy dotyczące przyznawania uprawnień do emisji CO₂ stają się obecnie najważniejszym elementem otoczenia prawnego przedsiębiorstw energetycznych i mają kluczowe znaczenie dla konkurencyjności cen ciepła i dla rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych. Podstawowymi dokumentami kształtującymi przyszłość podmiotów objętych obowiązkiem rozliczenia własnej emisji CO₂ są:

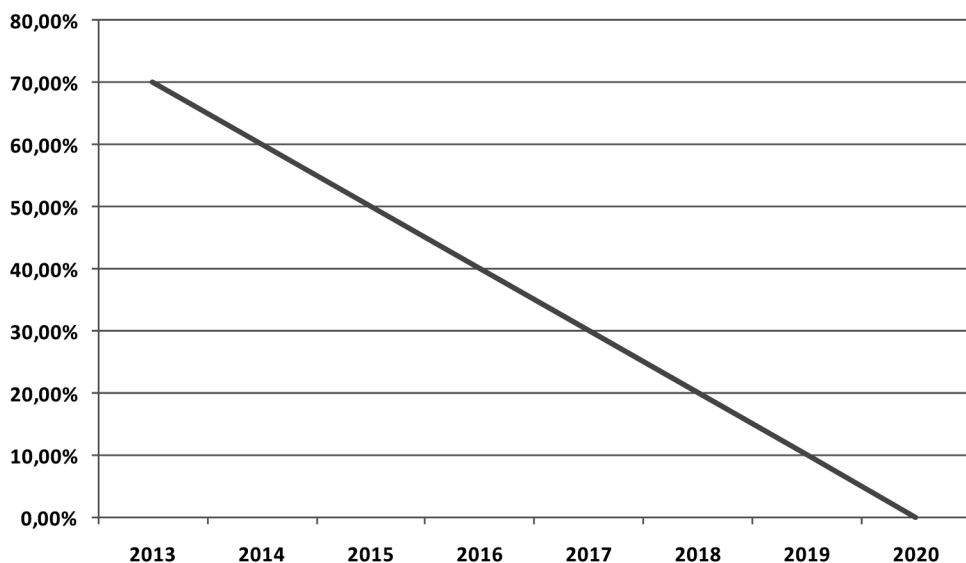
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (zwana dyrektywą EU ETS), której celem jest obniżenie emisji CO₂ o 21% w stosunku do poziomu emisji zanotowanego w 2005 roku,
- decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja non-ETS) – decyzja zakłada w skali całej UE, w okresie 2005–2020, redukcję emisji gazów cieplarnianych o 10% w sektorach nieobjętych systemem EU ETS, takich jak: transport, rolnictwo, mieszkalnictwo, instytucje, handel, usługi, odpady, emisja lotna z paliw, sektor komunalno-bytowy oraz niektóre procesy przemysłowe i spalanie paliw. W ramach obszaru non-ETS unijny cel redukcyjny został zróżnicowany i niektóre państwa członkowskie mogą nawet

zwiększyć swoją emisję w okresie 2013-2020. Polska ma możliwość zwiększenia emisji w sektorach non-ETS o 14%.

Najistotniejszą zmianą wprowadzoną w systemie EU ETS od początku 2013 roku jest stopniowe odchodzenie od bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji na rzecz obowiązku ich zakupu na aukcjach. Wprowadzenie obowiązku zakupu uprawnień do emisji na aukcjach nieuchronnie doprowadzi do wzrostu kosztów produkcji ciepła i energii elektrycznej, w szczególności przez podmioty wykorzystujące paliwa kopalne, w tym głównie węgiel. To paliwo jest powszechnie wykorzystywane w polskim sektorze ciepła sieciowego. Jak już przedstawiono, ponad 75% ciepła sieciowego w Polsce wytwarza się z węgla.

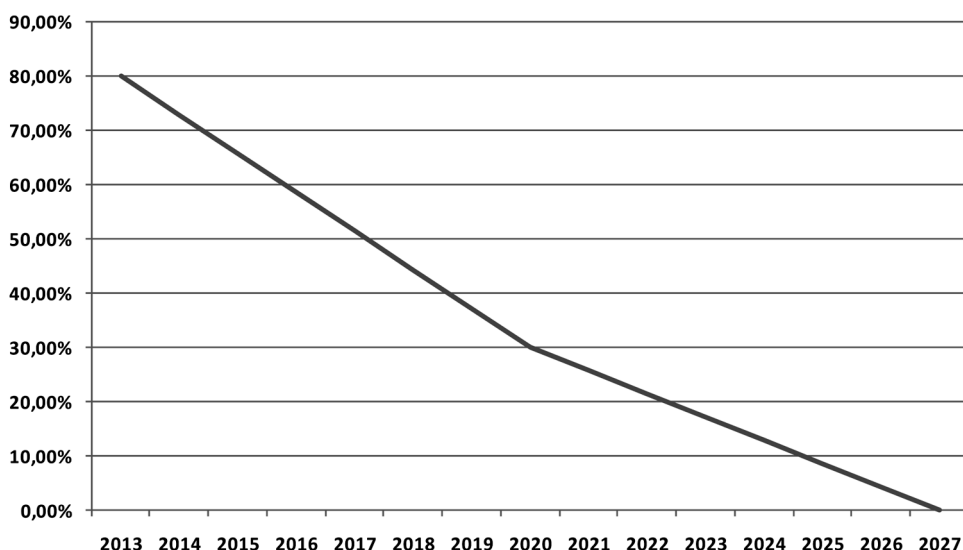
Tak duży udział węgla w strukturze zużywanych paliw powoduje istotne zagrożenie dla konkurencyjności cen ciepła sieciowego względem alternatywnych form zaopatrzenia w ciepło mieszkańców miast. Wynika to z tego, że od 2013 roku producenci ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu będą musieli nabywać coraz większą część uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach. Zakres uprawnień, które będą przyznawane bezpłatnie w celu pokrycia emisji CO₂ z produkcji ciepła i energii elektrycznej, zaprezentowano na rys. 1 i 2.

W 2013 roku bezpłatnie przyznanych zostanie 70% uprawnień do emisji pochodzącej z produkcji energii elektrycznej, a w kolejnych latach udział ten będzie zmniejszany, tak aby od 2020 roku 100% uprawnień do emisji było nabywanych na aukcji. Bazową wielkością do obliczenia liczby bezpłatnie otrzymanych uprawnień



Rys. 1. Zakres bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ związanej z produkcją energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 2. Zakres bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ związanej z produkcją ciepła

Źródło: opracowanie własne.

do emisji CO₂ będzie liczba uprawnień w ramach zweryfikowanych emisji z lat 2005-2007 lub wielkość emisji określona na podstawie wskaźników określonych *ex ante* na bazie średniej ważonej poziomów emisji gazów cieplarnianych powstających w najmniej emisyjnych technologiach wytwarzania energii elektrycznej w Unii dla instalacji wykorzystujących różne paliwa.

W odniesieniu do produkcji ciepła dyrektywa stanowi, że w 2013 roku 80% uprawnień do emisji będzie przyznawanych bezpłatnie, a w kolejnych latach udział ten będzie się zmniejszał, tak aby w 2020 roku osiągnąć poziom 30%, a w 2027 roku – 0%. Podkreślić jednak należy, że zapisy dyrektywy EU ETS stanowią, iż poziom przydziału darmowych uprawnień dla poszczególnych sektorów lub podsektorów, w tym dla wytwórców ciepła, będzie uzależniony od ustalonych z góry (*ex ante*) wskaźników. Punktem wyjścia do ustalenia tych wskaźników będą przy tym parametry 10% najbardziej wydajnych instalacji w danym sektorze lub podsektorze w Unii Europejskiej. Tym samym zakres darmowych uprawnień przyznawanych wytwórcom ciepła z paliw wysokoemisyjnych (np. węgiel) będzie w rzeczywistości mniejszy niż zaprezentowany na wykresie.

Przedstawione uwarunkowania negatywnie wpłyną na konkurencyjność cen ciepła sieciowego wytwarzanego w dużych elektrociepłowniach zawodowych opalanych węglem. Przewiduje się, że cena ciepła z dużych elektrociepłowni opalanych węglem może wzrosnąć nawet dwuipółkrotnie w najbliższych 10 latach. Wraz ze wzrostem cen ciepła z elektrociepłowni wzrosną koszty strat ciepła na przesyle, co dodatkowo pogłębi spadek konkurencyjności ciepła sieciowego.

Konkurencyjność ciepła sieciowego przesyłanego w rozległych systemach ciepłowniczych jest dodatkowo zagrożona przez fakt, że dyrektywa EU ETS dopuszcza wyłączenie z systemu EU ETS instalacji, które mają moc poniżej 35 MW i których roczne emisje (z wyłączeniem emisji z biomasy) są poniżej 25 000 ton CO₂. Przedstawione rozwiązanie wskazuje na to, że ciepło pochodzące z mniejszych źródeł, w tym źródeł rozproszonych, może być tańsze niż ciepło produkowane w dużych źródłach centralnych. Ponieważ do przedstawionego limitu mocy w paliwie (35 MW), jak i limitu emisji CO₂, nie wlicza się biomasy, całkowita moc źródeł rozproszonych niewłączonych do systemu handlu emisjami CO₂ może być większa niż 35 MW, pod warunkiem że będą łączyć technologie wykorzystujące biomasę z innymi technologiami. Źródła tego rodzaju mogą stanowić istotną alternatywę dla dużych źródeł centralnych.

5. Regulacje dotyczące podnoszenia efektywności energetycznej

Innym istotnym czynnikiem wpływającym na konkurencyjność cen ciepła sieciowego będzie wprowadzenie nowej ustawy o podnoszeniu efektywności energetycznej. Skierowany 24 września 2009 roku pod obrady Komitetu Europejskiego Rady Ministrów projekt ustawy o efektywności energetycznej przewiduje wiele nowych rozwiązań, w tym zakłada:

- podniesienie efektywności energetycznej o co najmniej 9% do 2016 roku, a po tym roku wyznaczenie kolejnego celu,
- wprowadzenie tzw. białych certyfikatów,
- wprowadzenie obowiązku zakupu określonej liczby białych certyfikatów m.in. przez dystrybutorów ciepła (proporcjonalnie do sprzedaży ciepła do odbiorców końcowych),
- wyłączenie z powyższego obowiązku małych systemów ciepłowniczych o mocy do 5 MW,
- ustalenie opłaty zastępczej w przedziale od 900 do 2700 zł za tonę oleju ekwiwalentnego,
- możliwość uzyskiwania przez dystrybutorów ciepła białych certyfikatów z tytułu podnoszenia efektywności energetycznej (np. modernizacji sieci).

Ustawa o podnoszeniu efektywności energetycznej będzie miała wielorakie konsekwencje dla konkurencyjności cen ciepła sieciowego.

Po pierwsze, ustawa ta nałoży na dystrybutorów ciepła sieciowego obowiązek zakupu określonej liczby tzw. białych certyfikatów. Z punktu widzenia dystrybutorów będzie to dla nich dodatkowy koszt, który będą musieli uwzględnić w opłatach za przesył ciepła. Zatem do rosnących kosztów strat ciepła na przesył dojdą dodatkowe koszty związane z zakupem tzw. białych certyfikatów, które wpłyną na podniesienie stawek opłat za przesył.

Po drugie, przez wprowadzenie ustawy o podnoszeniu efektywności energetycznej odbiorcy ciepła, w tym przede wszystkim duże spółdzielnie mieszkaniowe, zy-

skają dodatkowy impuls do wykonywania działań termomodernizacyjnych i innych ukierunkowanych na zmniejszenie zużycia ciepła i ograniczenie wysokości mocy zamówionej. Za zmniejszenie zapotrzebowania na moc cieplną o 1 MW podmioty realizujące działania proefektywnościowe otrzymują od 150 do 500 tys. zł, w zależności od wyznaczonej wysokości opłaty zastępczej. W ciągu ostatnich 20 lat wykonano już co prawda duży wysiłek termomodernizacyjny, przy czym z całą pewnością istnieje jeszcze duży potencjał do obniżenia zużycia ciepła. Tego typu działania przełożą się w konsekwencji na spadek sprzedaży ciepła i wzrost kosztów jednostkowych stałych u wytwórców i dystrybutorów. Zatem podnoszenie efektywności energetycznej przez końcowych odbiorców ciepła będzie kolejnym czynnikiem wzrostu cen ciepła sieciowego.

Po trzecie, z obowiązku nabywania tzw. białych certyfikatów zostaną wyłączone małe, wydzielone systemy ciepłownicze, których moc cieplna nie przekracza 5 MW. Zyskują one więc pod tym względem przewagę konkurencyjną w porównaniu z rozległymi systemami ciepłowniczymi.

Po czwarte, dystrybutorzy ciepła również będą mogli otrzymywać białe certyfikaty w zamian za podnoszenie efektywności energetycznej. Z całą pewnością niektórzy z nich w obliczu decyzji o modernizacji wybranych odcinków sieci zdecydują się na alternatywne rozwiązanie polegające na budowie małego lokalnego źródła i odłączeniu wydzielonego systemu od zasilania z dużego źródła centralnego. W wyniku takiego rozwiązania dystrybutor ciepła:

- unika ponoszenia nakładów inwestycyjnych na odtworzenie zdekapitalizowanego odcinka sieci o wysokich stratach na przesyle,
- otrzymuje białe certyfikaty o określonej powyżej wartości,
- poprzez budowę lokalnego źródła wchodzi w obszar wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu.

Ustawa o podnoszeniu efektywności energetycznej wraz z innymi wymienionymi wcześniej czynnikami może więc w dłuższej perspektywie stać się istotnym impulsem do decentralizacji rozległych systemów ciepłowniczych, a przynajmniej może zapoczątkować ten proces.

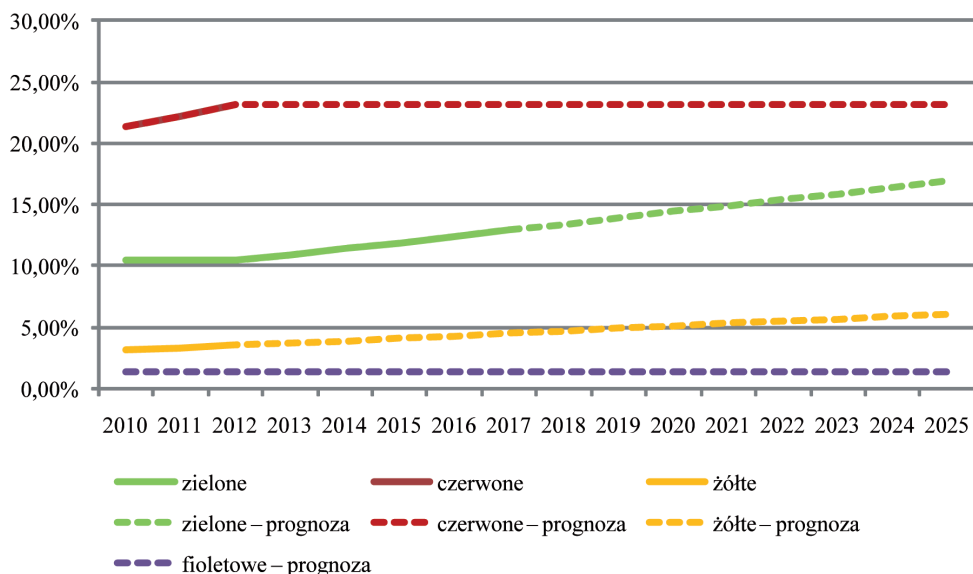
6. Wsparcie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji

Prawo energetyczne przewiduje obecnie wsparcie dla rozwoju kogeneracji w postaci przyznawanych certyfikatów pochodzenia energii elektrycznej, które jako prawa majątkowe mogą być przedmiotem obrotu na rynku i przynoszą dodatkowe przychody elektrociepłowniom. Można uzyskać cztery rodzaje certyfikatów:

- tzw. certyfikaty zielone przyznawane do energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, w tym do energii elektrycznej wytworzonej z biomasy w kotłach przeznaczonych do spalania tego paliwa i w procesie współspalania biomasy z węglem – cena zielonego certyfikatu wynosi ok. 277 zł/MWh,

- tzw. certyfikaty żółte przyznawane do energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz w źródłach o mocy poniżej 1 MW niezależnie od wykorzystywanego paliwa – cena certyfikatu żółtego wynosi ok. 125 zł/MWh,
- tzw. certyfikaty fioletowe przyznawane do energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji wykorzystującej metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy – obecnie brak ceny rynkowej,
- tzw. certyfikaty czerwone przyznawane do energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przy wykorzystaniu innych paliw, w praktyce głównie węgla – cena certyfikatu czerwonego wynosi ok. 23 zł/MWh.

Prawo energetyczne nakłada na spółki sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, odbiorców końcowych będących członkami giełdy towarowej oraz na domy maklerskie zajmujące się handlem energią obowiązek nabywania przedstawionych certyfikatów. Zakres nałożonego na nich obowiązku został zaprezentowany na rys. 3.



Rys. 3. Wymagany zakres nabycia poszczególnych certyfikatów w stosunku do sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Źródło: opracowanie własne.

Zgodnie z obecnie obowiązującym prawem zakres obowiązku nabycia określonych rodzajów certyfikatów przez spółki sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym został określony jedynie do:

- 2012 roku dla żółtych i czerwonych certyfikatów,
- 2017 roku dla zielonych certyfikatów,
- nie został jeszcze określony dla fioletowych certyfikatów (obecnie na etapie projektu rozporządzenia).

Nie jest jeszcze znany system wsparcia rozwoju kogeneracji po 2012 roku. Zakres obowiązku nabywania zielonych certyfikatów przez spółki sprzedające energię odbiorcom końcowym został określony do końca 2017 roku. Na rys. 3 linią przerywaną przedstawiono jedynie prognozę zakresu obowiązku nabywania świadectw pochodzenia energii elektrycznej przez spółki sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym.

Zniesienie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji spowodowałoby kolejny impuls wzrostu cen ciepła sieciowego, gdyż wytwórcy ciepła próbowaliby zrekompensować utratę przychodów ze sprzedaży certyfikatów przez podniesienie cen wytwarzanego ciepła. Trudno bowiem byłoby zrekompensować utracone przychody przez podniesienie cen sprzedaży energii elektrycznej, gdyż na rynku hurtowym tego produktu obowiązuje większa konkurencja.

7. Inne czynniki wpływające na perspektywę rozwoju ciepła sieciowego

Pomimo obecnie atrakcyjnych cen ciepła sieciowego wytwarzanego z węgla udział tego źródła ciepła w zaspokajaniu potrzeb ciepłych mieszkańców dużych miast stopniowo się zmniejsza. Walkę konkurencyjną wygrywa w wielu przypadkach gaz ziemny, mimo że ogrzewanie za pomocą ciepła sieciowego jest obecnie tańsze. Wpływa na to kilka czynników, w tym:

- rozwijanie się dużych miast poza centrum i poza granicami scentralizowanych systemów ciepłowniczych,
- rozdzielenie własnościowe w wielu miastach dystrybutorów i wytwórców ciepła,
- niechęć wielu projektantów oraz deweloperów do ciepła sieciowego,
- brak zainteresowania miast w rozwoju ciepła sieciowego.

W dużych aglomeracjach w Polsce budownictwo mieszkaniowe rozwija się najczęściej na przedmieściach, które znajdują się poza granicami scentralizowanych systemów ciepłowniczych. Doprowadzenie do tych obszarów sieci ciepłowniczej wymagałoby często poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych, a później wysokich kosztów strat ciepła na przesyle i zużycia energii elektrycznej na pompowanie wody. Ponadto ze względu na fakt, że w wielu przypadkach w dużych miastach (Warszawa, Wrocław, Kraków, Gdańsk) sieć ciepłownicza należy do innego podmiotu niż źródła ciepła, rozbudowa sieci ciepłowniczej z punktu widzenia samego dystrybutora ciepła jest nieopłacalna. Wynika to z daleko posuniętej regulacji cen ciepła i usług przesyłowych. Niezależni dystrybutorzy ciepła ograniczają w związku z tym rozbudowę sieci ciepłowniczej poza obecnymi jej granicami. W przeważającej

mierze skupiają się na inwestycjach modernizacyjnych i na ewentualnym przyłączeniu odbiorców, lecz w obecnych granicach systemów ciepłowniczych.

Zaznaczyć również należy, że w wielu przypadkach ciepło sieciowe jest mało atrakcyjne z punktu widzenia deweloperów oraz zarządców dużych obiektów biurowych, handlowych czy hotelowych. Deweloperzy nie są zainteresowani obniżaniem przyszłych kosztów eksploatacji obiektów, stąd niższa dotychczas cena ciepła sieciowego często nie była w stanie skłonić ich do przyłączania nowo budowanych obiektów do systemu ciepłowniczego. Głównym motywatorem dla deweloperów jest bowiem maksymalizacja wyniku na sprzedaży 1 m² powierzchni mieszkalnej czy biurowej, a nie obniżanie przyszłych kosztów eksploatacji budynków.

Projektanci obiektów o dużej kubaturze, takich jak biurowce, obiekty handlowe czy hotele, preferują wykorzystywanie rozwiązań „szytych na miarę”, w których skład najczęściej wchodzi ogrzewanie gazowe zintegrowane z układami klimatyzacyjnymi i wentylacyjnymi. W związku z tym wiele obiektów wielkopowierzchniowych powstających w granicach scentralizowanych systemów ciepłowniczych jest zaopatrywanych w ciepło za pomocą rozwiązań wykorzystujących gaz ziemny. Ciepło sieciowe w wielu przypadkach staje się mało atrakcyjnym rozwiązaniem dla tego rodzaju obiektów.

Również urzędy dużych miast nie wykazują szczególnego zainteresowania rozwojem scentralizowanych systemów ciepłowniczych. Wydaje się, że głównym celem miast, które były lub są nadal w większości udziałowcami spółek posiadających sieci ciepłownicze, było i jest prywatyzowanie tego typu spółek, w wyniku czego budżety miast zostają zasilone określoną kwotą pieniężną. Po sprywatyzowaniu urzędy miast nie interesują się szczególnie dalszym rozwojem systemów ciepła sieciowego, nie wpływają też istotnie na rozwój infrastruktury energetycznej, mimo ciążących na nich takich obowiązków. Wyboru sposobu zaopatrzenia mieszkańców w ciepło dokonuje się najczęściej w wyniku indywidualnych decyzji zainteresowanych stron, czyli odbiorców ciepła i dostawców różnego rodzaju rozwiązań w tym zakresie. Nie ma natomiast jednolitej polityki co do preferowania rozwoju określonych sposobów zaopatrzenia w ciepło w konkretnych dzielnicach miast, co powoduje, że w tych samych miejscach jest np. dublowana infrastruktura ciepłownicza i gazownicza. Wydaje się, że ten stan rzeczy nie zmieni się w przyszłości.

Wszystkie wymienione czynniki powodują, że pomimo dotychczasowej atrakcyjności cenowej ciepła sieciowego traci ono stopniowo swój udział w rynku.

8. Zmiany strukturalne na rynku ciepła sieciowego

Przedstawione uwarunkowania dotyczące prowadzenia działalności w sektorze ciepła sieciowego mogą istotnie zmienić kształt tego sektora. Do szczególnie istotnych zmian należy zaliczyć:

- politykę klimatyczną ukierunkowaną na redukcję emisji gazów cieplarnianych poprzez rozwój energetyki odnawialnej i podnoszenie efektywności energetycznej,

- rozwój miast ukierunkowany na wdrażanie szeregu rozwiązań ograniczających negatywny wpływ działalności człowieka w przestrzeni miejskiej na stan środowiska naturalnego (*smart cities*),
- wprowadzany od 2013 roku aukcyjny system nabywania uprawnień do emisji CO₂, który w szczególny sposób wpłynie na wysokość cen ciepła sieciowego w Polsce ze względu na uzależnienie tego sektora od jednego paliwa (węgla),
- projektowaną ustawę o efektywności energetycznej, która wywrze wieloraki wpływ na ceny ciepła sieciowego, a przede wszystkim na wysokość opłat za przesył i podejście dystrybutorów ciepła do planowania rozwoju sieci ciepłowniczej,
- niepewność co do przyszłego kształtu systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji,
- chaos w rozwoju miast i ich infrastruktury energetycznej.

Przedstawione w tym rozdziale uwarunkowania mogą doprowadzić do utraty lub istotnego ograniczenia konkurencyjności ceny ciepła sieciowego względem innych, alternatywnych sposobów zaopatrzenia mieszkańców miast w ciepło. W rozwoju ciepłownictwa zajdą w przyszłości prawdopodobnie następujące zmiany:

- źródła o dużych mocach zainstalowanych pracujące w systemach scentralizowanych, które obecnie wykorzystują głównie węgiel, będą stopniowo przechodziły na paliwa niskoemisyjne, takie jak gaz ziemny, lub na paliwa odnawialne, jak biomasa; wykorzystywane przy tym będą dwie główne technologie:
 - bloki gazowo-parowe na gaz ziemny, obejmujące turbiny gazowe, kotły odzyskowe, turbiny parowe,
 - kotły przeznaczone do spalania biomasy wraz z turbinami ciepłowniczymi i/lub upustowo-kondensacyjnymi,
- w długim okresie systemy scentralizowane mogą podlegać stopniowej decentralizacji poprzez budowę lokalnych, osiedlowych źródeł kogeneracyjnych o znacznie mniejszej mocy zainstalowanej (do 35 MW w paliwie), które będą wykorzystywały paliwa gazowe i/lub biomasę oraz będą wyłączone z systemu handlu emisjami CO₂, przez co staną się bardziej konkurencyjne od dużych źródeł centralnych; w tych źródłach będą wykorzystywane głównie:
 - silniki gazowe na gaz ziemny, rzadziej na biogaz,
 - kotły przeznaczone do spalania biomasy wraz z turbinami ciepłowniczymi i/lub upustowo-kondensacyjnymi, w tym technologie ORC oparte na podgrzewaniu oleju termalnego,
- w długim okresie nastąpi wzrost znaczenia wielu rozwiązań indywidualnych na rynku ciepła, w tym przede wszystkim kogeneracji/trigeneracji małej skali, pomp ciepła i rozwiązań opartych na panelach słonecznych.

Podmioty eksploatujące scentralizowane systemy ciepłownicze mają obecnie przewagę konkurencyjną nad alternatywnymi formami zaopatrzenia w ciepło. Sytuacja ta zmieni się prawdopodobnie po 2012 roku, kiedy podmioty wytwarzające ciepło i energię elektryczną głównie z węgla będą zmuszone do nabywania w coraz

większym wymiarze uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach. W celu zachowania konkurencyjnych cen ciepła źródła centralne będą musiały inwestować w nowe technologie oparte na gazie ziemnym lub biomasie.

Szczególne jednak zagrożenie dla centralnych, dużych źródeł ciepła może się pojawić ze strony rozwiązań mniejszej skali. Ze względu na to, że źródła o mocy w paliwie do 35 MW będą prawdopodobnie wyłączone z systemu handlu emisjami CO₂, staną się one atrakcyjną alternatywą dla odtwarzania mocy w dużych źródłach centralnych. Źródła lokalne będą mogły być budowane we współpracy ze spółdzielniami mieszkaniowymi czy deweloperami, zapewniając mieszkańcom nie tylko ciepło, ale również inne media, takie jak energia elektryczna, a na nowych osiedlach także chłód. Również rozwiązania mikrokogeneracyjne/trigeneracyjne staną się dla dużych obiektów – szpitali czy biurów – atrakcyjną alternatywą dla nabywania ciepła i energii elektrycznej za pośrednictwem sieci, zwłaszcza w sytuacji dalszego wzrostu cen energii elektrycznej, co jest bardzo prawdopodobne. Rozwiązania te staną się szczególnie popularne w dużych miastach, gdzie istnieje większe nasycenie przestrzeni miejskiej obiektami o dużej kubaturze i jest rozległa sieć gazowa. Tego rodzaju mniejsze rozwiązania mogą być jednak oferowane nie tylko przez duże grupy energetyczne, lecz także przez wiele mniejszych podmiotów specjalizujących się w usługach energetycznych.

Przedsiębiorstwa eksploatujące rozległe systemy ciepłownicze powinny uwzględnić przedstawione uwarunkowania i zagrożenia prowadzenia działalności w sektorze ciepłowniczym. Wytyczając kryteria rozwoju i modernizacji tych systemów, powinno się również brać pod uwagę wzrost znaczenia i konkurencyjności lokalnych, mniejszych źródeł ciepła w stosunku do źródeł centralnych. Przedsiębiorstwa ciepłownicze obecnie w niewielkim stopniu uwzględniają w swoich strategiach zmiany zachodzące w otoczeniu rynku ciepła sieciowego, co w długim okresie może doprowadzić do znaczącego spadku ich wartości lub upadłości.

Literatura

Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja non-ETS).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Projekt ustawy o podnoszeniu efektywności energetycznej, www.mg.gov.pl.

Protokół z Kioto.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. ze zmianami (DzU z 2006 r., nr 89, poz. 625, nr 104, poz. 708, nr 158, poz. 1123 i nr 170, poz. 1217, z 2007 r., nr 21, poz. 124, nr 52, poz. 343, nr 115, poz. 790 i nr 130, poz. 905, z 2008 r., nr 180, poz. 1112 i nr 227, poz. 1505, z 2009 r., nr 3, poz. 11, nr 69, poz. 586, nr 165, poz. 1316, nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r., nr 21, poz. 104 i nr 81, poz. 530).

Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka ciepła w liczbach – 2009*, Warszawa 2010, www.ure.gov.pl.

FACTORS CAUSING STRUCTURAL CHANGE ON DISTRICT HEATING MARKET IN POLAND

Summary: In the article author depicted the most important changes taking place in the business environment of district heating companies. In the author's opinion the most important changes embrace climate change policy, the development of new technologies, the auction system regarding CO₂ emission allowances that will be introduced since 2013 and the policies of municipalities that strive for getting smart cities. These and other changes can, in author's opinion, result in structural change of district heating in Poland.