

Szanse i kierunki transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Aktualne problemy ciepłownictwa w Polsce
 1. Uwagi wstępne
 2. Niekorzystne ukształtowanie miks paliwowy przy produkcji ciepła
 3. Nieefektywność energetyczna systemów ciepłowniczych
 4. Specyfika branży ciepłowniczej oraz uwarunkowania naturalne w Polsce
- III. Szanse i kierunki dla ciepłownictwa w Polsce
 1. Uwagi wstępne
 2. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji oparty na istniejących instrumentach pomocowych
 3. Korzyści wynikające z zastosowania ciepłownictwa systemowego w dużych skupiskach ludzkich
 4. Spadek cen węgla na rynku światowym
- IV. Podsumowanie

Streszczenie

Polski sektor ciepłowniczy jest obecnie we wstępnej fazie transformacji w kierunku ciepłownictwa ekologicznego oraz energetycznie efektywnego. Wyzwania, przed którymi stoi polskie ciepłownictwo sieciowe są tym bardziej ambitne, biorąc pod uwagę jego bezprecedensowy rozmiar w skali UE. Przedmiotem niniejszego artykułu jest identyfikacja najważniejszych problemów ciepłownictwa sieciowego w Polsce oraz wskazanie szans i możliwych kierunków rozwoju dla tego sektora.

Słowa kluczowe: ciepłownictwo systemowe; efektywność energetyczna systemów ciepłowniczych; elektrociepłownie; wysokosprawna kogeneracja; miks paliwowy przy produkcji ciepła.

JEL: K20, K23, K32

I. Wprowadzenie

Od początku lat 90. problematyka bezpieczeństwa energetycznego zajmuje kluczowe miejsce w debacie publicznej w Polsce. Temat ten jest szczególnie chętnie poruszany w kontekście oceny szans naszego kraju na odejście od wykorzystywania węgla w energetyce w myśl długoterminowej

* Absolwent prawa na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego; aplikant adwokacki w Okręgowej Izbie Adwokackiej w Warszawie; prawnik w zespole prawa własności przemysłowej i postępowań gospodarczych w kancelarii Allen & Overy, A. Pędzich sp. k. Tekst przedstawia osobiste poglądy Autora.

strategii UE do 2050 roku¹. Poza głównym nurtem debaty znajduje się jednak ciepłownictwo, które jest – a przynajmniej docelowo powinno być – ściśle powiązane z energetyką. Brak szerokiego zainteresowania tym sektorem wśród polskiego społeczeństwa zdaje się przekładać na jego aktualną kondycję. Najogólniej mówiąc, ciepłownictwo w Polsce jest w przeważającej części przestarzałe, a w rezultacie również nieefektywne oraz nierentowne.

Przed przejściem do zasadniczej części niniejszego opracowania należy wyraźnie zaznaczyć, iż temat jego rozważań ogranicza się do ciepłownictwa systemowego, obejmującego systemy ciepłownicze wraz ze źródłami wytwarzania, i świadomie pomija problematykę indywidualnych instalacji grzewczych w gospodarstwach domowych. Zwięzły charakter niniejszego opracowania nie pozwoliłby na jednoczesne zarysowanie problematyki typowej dla ciepłownictwa systemowego, jak i ciepłownictwa indywidualnego w sposób, który, w ocenie autora, byłby zadowalający. Autor ma jednak pełną świadomość, że państwo może z powodzeniem wpływać na kierunki transformacji obydwu spośród ww. gałęzi sektora ciepłowniczego.

Aktualna kondycja polskiego ciepłownictwa instytucjonalnego dobitnie wskazuje na pilną potrzebę poprawy funkcjonowania tego sektora. Ogólne kierunki jego transformacji systemowej zostały zarysowane w licznych dokumentach programowych wydanych zarówno na poziomie krajowym, jak i na szczeblu UE, m.in. w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku², zaktualizowanym projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku z 8 listopada 2019 r.³, dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych⁴ oraz dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej⁵ zmodyfikowanych w ramach tzw. pakietu zimowego (*Clean energy for all Europeans package*)⁶. Kładą one szczególny nacisk na potrzebę ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia efektywności energetycznej ciepłownictwa. Kwestią dyskusyjną pozostaje natomiast to czy znaczna ilość przyjętych regulacji oraz wysoki poziom ingerencji państwa i UE w sektor ciepłowniczy ułatwi przeprowadzenie jego modernizacji. Trudno się nie zgodzić, że cele przyjęte przez UE, chociażby w związku z ratyfikacją w dniu 5 października 2016 r. porozumienia paryskiego zawartego na Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu w 2015 r.⁷, są z perspektywy naszego kraju niezwykle ambitne. Na uwadze trzeba mieć bowiem specyfikę ciepłownictwa instytucjonalnego w Polsce, w tym w szczególności jego niebagatelny rozmiar w skali Europy⁸ oraz fakt oparcia polskiego ciepłownictwa na węglu. W konsekwencji

¹ Ciekawym głosem w debacie dotyczącej możliwości osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycznej do 2050 r. było niewątpliwie spotkanie ekspertów z Polski oraz zagranicy, którzy w dniach 23–24 maja 2019 roku dyskutowali na ten temat podczas międzynarodowej konferencji „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym” zorganizowanej na Uniwersytecie Łódzkim, a z której sprawozdanie zostało opublikowane w iKAR 5(8) z 2019 r.; zob. <https://ikar.wz.uw.edu.pl/numery/60/193.pdf>.

² Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/5aa4ea3f-adcd-42b8-8a70-085f14c1cb7d> (21.09.2020).

³ Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/433c2e3f-364d-4845-acc2-2e0239405825> (20.09.2020).

⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (OJ L 328, 21.12.2018, p. 82–209). Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=PL> (20.09.2020).

⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (OJ L 328, 21.12.2018, p. 210–230). Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2002&from=PL> (21.09.2020).

⁶ Zbiór dokumentów „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” zaprezentowany 30 listopada 2016 r. i składający się z pakietu rozporządzeń i dyrektyw będących zestawem rekomendacji Komisji Europejskiej w sprawie zmian w prawie dotyczących polityki energetycznej i klimatycznej UE na lata 2020–2030. Por. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (20.09.2020).

⁷ Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32016D1841> (22.09.2020).

⁸ Zgodnie z „Raportem o ciepłownictwie” z marca 2020 r. wydanym przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie rynek ciepła systemowego w Polsce należy do największych w UE. Obejmuje on ponad 40% gospodarstw domowych, a mierząc wolumenem rocznej sprzedaży ciepła do odbiorców porównać go można jedynie z rynkiem niemieckim. Pozyskano z: <https://www.igcp.pl/wp-content/uploads/2020/03/Raport-o-ciep%C5%82ownictwie-systemowym-2020.pdf> (21.09.2020).

można pokusić się o stwierdzenie, że dla dokonania transformacji sektora ciepłowniczego zgodnie z obecną polityką programową UE to właśnie Polska będzie musiała wykonać stosunkowo największą pracę na tle innych krajów członkowskich.

Przedmiotem niniejszego artykułu będzie w pierwszej kolejności zidentyfikowanie aktualnych wyzwań stojących przed polskim ciepłownictwem systemowym, a następnie wskazanie potencjalnych szans i możliwych kierunków transformacji tego sektora w świetle ww. problemów.

II. Aktualne problemy ciepłownictwa w Polsce

1. Uwagi wstępne

Wytyczenie kierunków transformacji i wskazanie potencjalnych szans dla ciepłownictwa systemowego zostanie poprzedzone próbą identyfikacji problemów, które, w subiektywnym odczuciu autora, stanowią największą barierę dla jego rozwoju w Polsce. Mając na uwadze jedynie poglądowy charakter niniejszego opracowania, zestawienie problemów zidentyfikowanych poniżej nie może być jednak uważane za wyczerpujące.

2. Niekorzystne ukształtowanie miks paliwowego przy produkcji ciepła

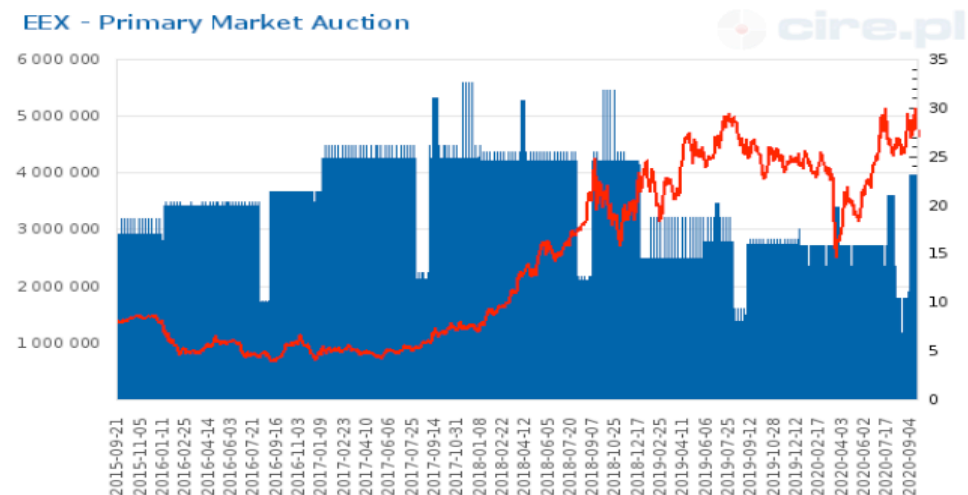
Węgiel stanowił filar polskiej ekonomii od początku ery przemysłowej. U progu trzeciej dekady XXI wieku, węgiel nadal ma ogromny wpływ na polską gospodarkę, włączając w to różne sektory infrastrukturalne. Zgodnie z danymi opublikowanymi przez URE, paliwa węglowe w 2019 r. stanowiły aż 71% paliw zużywanych w źródłach ciepła (spadek od 2017 r. z 74%), z czego przede wszystkim chodzi o węgiel kamienny – 69,88% (URE, 2020, s. 13). To bezprecedensowe w skali UE oparcie miks paliwowego przy produkcji ciepła na węglu, stającym się z wielu względów *passé* już od końca XX wieku, jest niezwykle dotkliwie dla polskiego ciepłownictwa.

W przeszłości wartość pierwotnego nośnika energii mogła być oceniana wyłącznie przez pryzmat jego wartości opałowej oraz ceny. Obecnie coraz mocniej akcentowy jest dodatkowy czynnik, który trzeba wziąć pod uwagę przy wyborze paliwa, tj. jego szkodliwość dla środowiska. Taka ocena odbywa się nie tylko na gruncie etyki, lecz wiąże się z wymiernymi obciążeniami finansowymi dla emitentów CO₂ i innych gazów cieplarnianych⁹ w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (*EU Emissions Trading System; EU ETS*). System EU ETS polega na wprowadzeniu limitu łącznych emisji niektórych gazów cieplarnianych produkowanych przez instalacje objęte tym systemem. Zgodnie z założeniami programu, limity są stopniowo obniżane, co sprawia, iż łączne dopuszczalne emisje spadają. W ramach wyznaczonego pułapu firmy otrzymują lub kupują uprawnienia do emisji, którymi mogą handlować zgodnie ze swoimi bieżącymi potrzebami. Ograniczenie całkowitej liczby dostępnych uprawnień do emisji gwarantuje, że mają one pewną wartość finansową¹⁰.

⁹ System handlu emisjami dotyczy również innych gazów cieplarnianych, tj. podtlenku azotu (N₂O) oraz perfluorowęglowodorów (PFCs) (por. art. 1 ust. 3 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (t.j. DzU 2020, poz. 136 ze zm.)).

¹⁰ Pozyskano z: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl (17.09.2020).

Rysunek 1. Wahania wartości uprawnień do emisji CO₂ (EUR/t) oraz wolumen obrotów na giełdzie EEX – Primary Market Auction w okresie od 21 września 2015 r. do 21 września 2020 roku



Źródło: <https://handel-emisjami-co2.cire.pl/st,34,368,me,0,0,0,0,0,eex---primary-market-auction.html> (21.09.2020).

Jak wynika z rysunku 1, koszt uprawnień do emisji CO₂ w dniu 21 września 2015 r. wynosił 8,04 EUR/t. W ciągu trzech lat cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła ponad trzykrotnie i dnia 21 września 2020 r. wynosiła 27,12 EUR/t, a w przeszłości przekroczyła już kilkakrotnie próg 30 EUR/t. Jest to niewątpliwie znaczne obciążenie, które emitenci gazów cieplarnianych, w tym w dużej mierze ciepłownie i elektrociepłownie, muszą uwzględnić jako jeden z kosztów uzyskania przychodów. Rosnący koszt uprawnień do emisji ma szczególnie dotkliwy wpływ na rentowność polskiego ciepłownictwa.

Tabela 1. Zestawienie wartości opałowych (WO) i wskaźników emisji CO₂ (WE) w roku 2016 do raportowania w Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019 r. właściwych dla spalania przykładowych paliw konwencjonalnych w ciepłowniach

Rodzaj paliwa	WO [MJ/kg]	WE CO ₂ [kg/GJ]
Węgiel kamienny	21,74	94,94
Węgiel brunatny	9,02	106,62
Gaz ziemny	48,00	55,54
Ropa naftowa	42,30	73,30

Źródło: opracowanie własne na podstawie: KOBiZE, 2018, s. 5–7.

Dane przedstawione w tabeli 1 dają wyraźną odpowiedź na pytanie dlaczego oparcie produkcji ciepła na węglu jest aż tak niekorzystne dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Spalenie jednego kilograma węgla kamiennego (94,94 kg/GJ) prowadzi do emisji niemalże dwukrotnie większej ilości CO₂ niż spalenie tej samej ilości gazu ziemnego (55,54 kg/GJ). Jednocześnie spalenie jednego kilograma gazu ziemnego (48,00 MJ/kg) daje ponad dwukrotnie wyższą wartość opałową niż spalenie jednego kilograma węgla kamiennego (21,74 MJ/kg). Węgiel brunatny ma jeszcze wyższy wskaźnik emisji CO₂ niż węgiel kamienny przy wartości opałowej niższej o ponad połowę.

Z uwagi na niewielki udział węgla brunatnego w produkcji energii cieplnej w Polsce pozostanie on na marginesie niniejszego opracowania.

Jeżeli zatem powiązać ze sobą, po pierwsze, relatywnie niską wartość opałową węgla chociażby w stosunku do gazu ziemnego, po drugie, dużą ilość CO₂ powstającego jako produkt uboczny spalania węgla oraz, po trzecie, drastyczny wzrost kosztów uprawnień do emisji CO₂ w ostatnich latach jako wniosek nasuwa się stwierdzenie, że ciepłownictwo oparte na węglu pozostaje bez perspektyw w UE. Co należy szczególnie dobitnie zaznaczyć, przedsięwzięcia oparte na spalaniu węgla stają się nierentowne nie tylko na skutek działania mechanizmów rynkowych, ale przede wszystkim ze względu na skrajnie nieprzychylnie temu nośnikowi energii regulacje, które wymuszają od państw członkowskich drastyczną redukcję emisji CO₂. Wśród wspomnianych regulacji można wymienić m.in. ratyfikowane przez UE porozumienie paryskie¹¹, które zakłada konieczność jak najszybszego osiągnięcia punktu zwrotnego maksymalnego poziomu emisji w skali świata czy też długoterminową strategię UE do roku 2050¹², w której sformułowano postulat osiągnięcia neutralności klimatycznej przez kraje członkowskie do 2050 roku. Redukcja emisji gazów cieplarnianych stanowi zatem nie wybór lecz wynikający z prawa UE obowiązek państw członkowskich, w tym Polski, a brak jego realizacji może skutkować wszczęciem przez Komisję Europejską procedury przewidzianej w art. 258 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

3. Nieefektywność energetyczna systemów ciepłowniczych

Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawa energetyczne (t.j. DzU 2020, poz. 833 ze zm.) przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- 1) 50% energii z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) 50% ciepło odpadowe¹³, lub
- 3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
- 4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3.

Pozostawiając na marginesie rozważania dotyczące systemów chłodniczych, jak wynika z powyższego wyliczenia, efektywność energetyczna systemu ciepłowniczego w rozumieniu prawa energetycznego jest zasadniczo oceniana wg dwóch kryteriów, tj. przez pryzmat rodzaju wykorzystywanego pierwotnego nośnika energii (pkt 1) bądź też, biorąc pod uwagę sposób wykorzystania ciepła oddawanego do otoczenia powstałego jako efekt uboczny innego procesu, wytwarzania energii elektrycznej (pkt 3) lub każdego innego procesu przemysłowego (pkt 2). Ustawodawca dopuszcza również hybrydową ocenę efektywności systemu ciepłowniczego, biorąc pod uwagę kilka spośród ww. kryteriów łącznie, np. wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (kogeneracja), w którym pierwotnym nośnikiem energii jest odnawialne źródło energii.

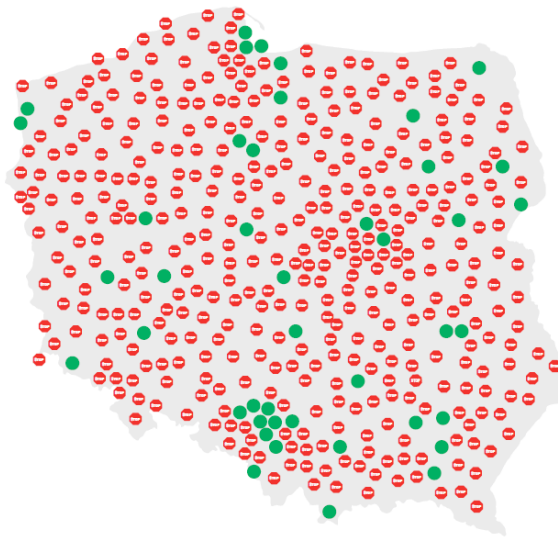
¹¹ Pozyskano z: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (25.09.2020).

¹² Pozyskano z: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf (26.09.2020).

¹³ Ciepło opadowe nie zostało zdefiniowane w Prawie energetycznym. Zgodnie z definicją fachową, ciepło odpadowe jest ciepłem, które nie zostało wykorzystane podczas pierwotnego procesu przetwarzania energii i zostało oddane do otoczenia (por. <https://encyklopedia.pwn.pl/haslo/cieplo-odpadowe;3886572.html>) (22.09.2020).

Efektywne energetycznie systemy ciepłownicze mają szereg przywilejów. O ile istnieją ku temu techniczne i ekonomiczne warunki, nowowytbudowane obiekty o mocy powyżej 50 kW powinny być podłączane do efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej¹⁴. Ponadto rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych jest aktywnie wspierany przez państwo ze środków publicznych w ramach różnych programów i instrumentów pomocowych, o czym mowa będzie również w rozdziale III niniejszego opracowania.

Rysunek 2. Poglądowy rozkład efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych w rozumieniu prawa energetycznego w Polsce



Źródło: IGCP, 2020, s. 7.

Na podstawie wizualizacji sporządzonej przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i powoływanej w licznych publikacjach dotyczących polskiego ciepłownictwa (rys. 2), można sformułować kilka istotnych wniosków. Ilość czerwonych punktów na mapie oznaczających nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze dobitnie świadczy o tym, że warunki uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie wprowadzone do prawa energetycznego ustawą o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 r. (DzU 2016, poz. 831) są mocno wygórowane, biorąc pod uwagę specyfikę polskiego ciepłownictwa. Jak podaje Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, ponad 83% spośród 399 systemów ciepłowniczych objętych koncesjonowaniem¹⁵ nie spełnia wymogu efektywności energetycznej (IGCP, 2020, s. 7). Niezależnie od oceny czy przyjęte kryteria są adekwatne do polskich realiów, unaoczniają one deficyt inwestycji w polskie ciepłownictwo w zakresie wprowadzania nowoczesnych rozwiązań technologicznych. Powyższa grafika uwidacznia również, że efektywne energetycznie systemy ciepłownicze działają przede wszystkim w największych miastach i skupiskach miast w Polsce, m.in. w aglomeracji warszawskiej, aglomeracji trójmiejskiej i konurbacji górnośląskiej.

Na usprawiedliwienie wyżej opisanego stanu można podnieść, że rozmiar polskiego sektora ciepłowniczego w kontekście wolumenu rocznej sprzedaży ciepła¹⁶, jak również liczby odbiorców

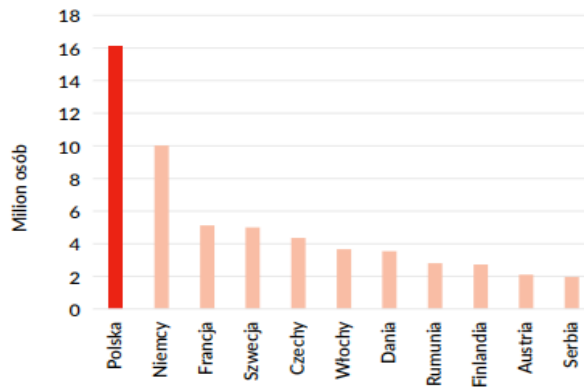
¹⁴ Por. art. 33 ust. 2 pkt 10 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (t.j. DzU 2020, poz. 1333 ze zm.) w zw. z art. 7b prawa energetycznego.

¹⁵ Przedsiębiorstwo wymaga uzyskania koncesji, jeżeli zakres jego działalności ciepłowniczej, wymierzony mocą zainstalowaną w urządzeniach lub dostarczoną do odbiorców, przekracza 5 MW (por. art. 32 ust. 1 pkt 1 ppkt e prawa energetycznego).

¹⁶ Por. przypis nr 9.

ciepła systemowego (rys. 3) jest niemalże bezprecedensowy w skali UE. Implikuje to proporcjonalnie wyższe koszty kompleksowej modernizacji systemu ciepłowniczego w porównaniu z innymi krajami unijnymi. W efekcie nie powinno zatem dziwić, że modernizacja ciepłownictwa w małych ośrodkach miejskich napotyka wiele barier, spośród których kluczową jest brak wystarczających środków finansowych na ten cel.

Rysunek 3. Liczba ludności korzystającej z ciepła systemowego w Europie w wybranych krajach europejskich w 2015 roku



Źródło: opracowano na podstawie: Zieleniec, 2019.

Brak efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych w Polsce jest w znacznej mierze następstwem uzależnienia tego sektora od węgla oraz bazowania na przestarzałej technologii jego eksploatacji (brak jednostek kogeneracyjnych¹⁷). Profil krajowego ciepłownictwa przyczynia się do tego, że jest ono obarczone dużymi stratami energetycznymi oraz generuje dużą ilość CO₂, a tym samym jest często pozbawione korzyści przewidywanych przez państwo dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Powyższe czynniki mają również niebagatelne znaczenie w kontekście oceny rentowności przedsięwzięć opartych na węglu w Polsce.

4. Specyfika branży ciepłowniczej oraz uwarunkowania naturalne w Polsce

Poważnym problemem sektora ciepłowniczego w Polsce, w tym w szczególności kogeneracji, jest brak równomiernego zapotrzebowania na ciepło przez cały rok. Fakt ten wywiera istotny opór wobec inwestowania w modernizację ciepłownictwa ze względu na brak pewności co do zwrotu inwestycji. O ile bowiem w sezonie grzewczym wykorzystywane są wszystkie zalety produkcji energii elektrycznej i ciepła z jednego strumienia wytworzonej pary wodnej, o tyle potencjał tego rozwiązania przy spadku zapotrzebowania na ciepło w miesiącach letnich znacznie spada. Mniejsza produkcja energii elektrycznej to mniejsze przychody z jej sprzedaży i gorsza sytuacja finansowa utrudniająca prowadzenie niezbędnych modernizacji i realizację nowych, niezbędnych, inwestycji. Ograniczone w ten sposób przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie są niestety wystarczająco rekompensowane przychodami z rynku ciepła. Cena ciepła nie wynika tylko z decyzji biznesowych producenta i konkurencji rynkowej, ale przeciwnie – w dużym stopniu

¹⁷ Produkcja energii cieplnej i energii elektrycznej w jednym procesie w ramach kogeneracji nie zawsze musi być efektywna. Istotne, aby jednostka kogeneracyjna gwarantowała możliwie jak najwyższą sprawność instalacji. Szczegółowe rozważania dotyczące wysokosprawnej kogeneracji zostały zawarte w rozdziale III niniejszego opracowania.

kreowana jest przez decyzje administracyjne, które często ją zaniżają (Dąbrowski, 2016, s. 36). Trudno oprzeć się wrażeniu, że ciepłownictwo jest nierentowne albo bliskie progu nierentowności właśnie ze względu na wszechobecną ingerencję państwa w procesy rynkowe.

W dłuższej perspektywie ważnym czynnikiem ryzyka jest również ogólny spadek zapotrzebowania na ciepło, spowodowany ocieplaniem się klimatu na świecie, w tym także w Polsce. Skrócenie zimy oraz wzrost średniej temperatury w tradycyjnym sezonie grzewczym skutkować mogą w przyszłości ograniczeniem popytu na ciepło. Proces ten oczywiście ma i będzie miał charakter stopniowy, jednak jego efekty mogą stać się widoczne już w perspektywie 15–20 lat¹⁸.

III. Szanse i kierunki dla ciepłownictwa w Polsce

1. Uwagi wstępne

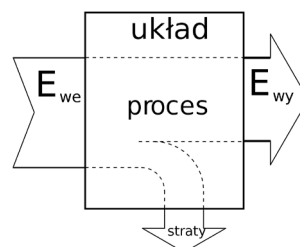
Jak wynika z wcześniejszej części opracowania, polskie ciepłownictwo zmaga się obecnie z wieloma trudnościami, począwszy od niekorzystnego ukształtowania miks paliwowego, a kończąc na braku wystarczającej ilości inwestycji przeznaczanych na jego modernizację. Biorąc pod uwagę szerokie spektrum zidentyfikowanych problemów, można pokusić się o wskazanie wielu możliwych kierunków rozwoju ciepłownictwa korespondujących z tymi problemami. Poniższe zestawienie ma charakter przykładowy i odnosi się jedynie do tych aspektów, które w odczuciu autora, mogą mieć największy wpływ na rozwój tego sektora infrastrukturalnego w Polsce.

2. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji oparty na istniejących instrumentach pomocowych

Kogeneracja została zdefiniowana w art. 3 pkt 33 prawa energetycznego. Istotą kogeneracji jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego. Celem kogeneracji jest zatem zagospodarowanie ciepła, które wytwarzane w warunkach pracy klasycznej elektrowni zostałoby oddane do otoczenia.

Dla lepszego zobrazowania zasady działania kogeneracji można w tym miejscu odwołać się do pojęcia „sprawności energetycznej”. Sprawność to stosunek ilości energii wychodzącej z procesu do ilości energii wchodzącej do procesu. Jest to parametr określający efektywność wykorzystania paliwa¹⁹.

Rysunek 4. Schemat oceny efektywności wykorzystania paliwa (sprawność)



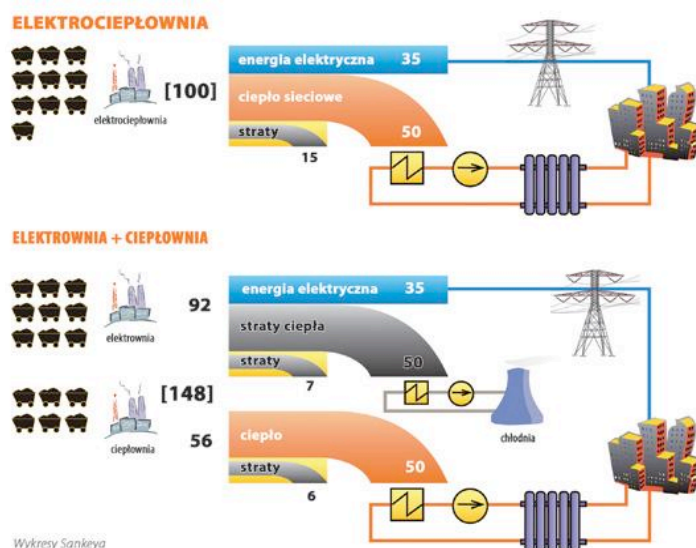
Źródło: <https://pl.wikipedia.org/wiki/Sprawno%C5%9B%C4%87> (22.09.2020).

¹⁸ Por. sekcja dot. czynników ryzyka (s. 16) w Raporcie branżowym z 31 grudnia 2019 r. przygotowany przez BOŚ Bank dot. wytwarzania i zaopatrywania w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych. Pozyskano z: https://www.bosbank.pl/_data/assets/pdf_file/0009/20610/BOSBank_Cieplownictwo_2019.12.31.pdf (22.09.2020).

¹⁹ Pozyskano z: <https://pl.wikipedia.org/wiki/Sprawno%C5%9B%C4%87> (22.09.2020).

W elektrowniach silnik cieplny nie jest w stanie przekształcić całego ciepła w energię elektryczną. Większość silników traci ponad połowę mocy cieplnej, co stanowi stratę wylotową. Kogeneracja pozwala na zminimalizowanie straty energetycznej przez jej odpowiednie zagospodarowanie. Elektrociepłownia wychwytuje ciepło odpadowe, które w konwencjonalnej elektrowni zostałyby oddane do otoczenia. Jednostka kogeneracyjna zużywa zatem mniej paliwa do wyprodukowania tej samej ilości energii (elektrycznej i cieplnej) niż elektrownia i ciepłownia działające osobno²⁰.

Rysunek 5. Porównanie efektywności działania elektrociepłowni (jednostki kogeneracyjnej) oraz układu elektrownia plus ciepłownia działających rozłącznie



Źródło: <http://www.ec.olsztyn.pl/resources/image/text/elektrownia1.JPG> (22.09.2020).

Sprawność netto energetyki węglowej w Polsce to zaledwie ok. 33–34%, chociaż istnieją bloki energetyczne, które osiągają sprawność netto powyżej 40%, np. w Pątnowie, Łagiszy oraz w Bełchatowie (Kasztelewicz i Patyk, 2015, s. 52–53). Średnia sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło w elektrociepłowniach (bez uwzględnienia produkcji ciepła w kotłach ciepłowniczych) w 2018 r. wyniosła natomiast aż 72% (PTEZ, 2019, s. 10). W 2019 r. ceny ciepła ze źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji były zdecydowanie niższe niż ceny ciepła z pozostałych źródeł – o 21,9%. Spowodowane to jest przede wszystkim bardziej efektywnym kosztowo sposobem wytwarzania ciepła (i energii elektrycznej) w kogeneracji, a także wielkością rynków, na potrzeby których wytwarzane jest ciepło w tej technologii (największe rynki w Polsce, w tym m.in. Warszawa, Poznań, Kraków, Wrocław, Łódź, Trójmiasto) (URE, 2020, s. 27). Kogeneracja umożliwia zatem optymalne zagospodarowanie konwencjonalnych nośników energii pierwotnej i stanowi niezwykle ważne ogniwo pośrednie pomiędzy nieefektywnym ciepłownictwem węglowym a ciepłownictwem i energetyką opartymi na odnawialnych źródłach energii.

Potrzeba rozwijania kogeneracji została wyraźnie zaakcentowana w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku. Wskazano w niej na potrzebę zapewnienia ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz

²⁰ Pozyskano z: <https://pec.com.pl/program-jessica/> (22.09.2020).

przyjaznych środowisku technologii. Stąd jednym z postulatów wskazanych w ww. dokumencie jest dążenie do zastąpienia do 2030 r. ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast źródłami kogeneracyjnymi²¹. Dalej wskazano w nim na potrzebę zwiększenia wykorzystania technologii wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach skojarzonych jako korzystnej alternatywy dla zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów w energię zarówno na szczeblu regionalnym, jak i lokalnym²².

Odpowiednio zaprojektowane systemy wsparcia odgrywają niewątpliwie istotną rolę dla rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Państwo podjęło dotychczas pewne konkretne kroki w celu stymulacji rozwoju tej technologii. Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. DzU 2020, poz. 250) od 1 stycznia 2019 r. wprowadziła nowy mechanizm wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w miejsce poprzedniego systemu, opartego na świadectwach pochodzenia, który był ograniczony czasowo i wygaśł 31 grudnia 2018 roku. Poprzedni program wsparcia, który zaprojektowano na okres od 2007 do 2012 r., wraz z luką, jaka wystąpiła w latach 2012–2014, a potem wydłużeniem go do końca 2018 r., nie przyniósł oczekiwanego rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Wygaśnięcie wsparcia spowodowało, że niektóre jednostki kogeneracyjne, w szczególności źródła małe oraz wykorzystujące paliwa gazowe, straciły swoją pozycję na rynku energii elektrycznej. Dodatkowo krótki okres trwania programu oraz skoncentrowanie go jedynie na wsparciu operacyjnym nie spowodowało przyrostu nowych mocy i rozwoju systemów ciepłowniczych (Paska i Surma, 2019, s. 93).

Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji przewiduje nowe zasady wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji. Instrumenty pomocowe są dedykowane dla przypadków, w których energia jest lub docelowo ma być wytwarzana w warunkach wysokosprawnej kogeneracji. Mianem wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu art. 3 pkt 38 prawa energetycznego określone jest wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- 1) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Ustawa wyróżnia dedykowane systemy wsparcia, różnicując zasady oraz wysokość wsparcia dla jednostek istniejących, modernizowanych oraz nowych, planowanych do uruchomienia. Podobnie jak dotychczasowe rozwiązania wspierające odnawialne źródła energii, ustawa przyznaje wsparcie w odrębnych grupach, dzieląc jednostki kogeneracyjne ze względu na zainstalowaną moc: do 1 MW, od 1 do 50 MW oraz powyżej 50 MW²³. Wsparcie jest udzielane w formie aukcji na premię kogeneracyjną lub w systemie premii gwarantowanej.

²¹ Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, s. 20. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/5aa4ea3f-adcd-42b8-8a70-085f14c1cb7d> (21.09.2020).

²² Ibidem, s. 27.

²³ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rzad-przyjal-projekt-ustawy-o-kogeneracji> (22.09.2020).

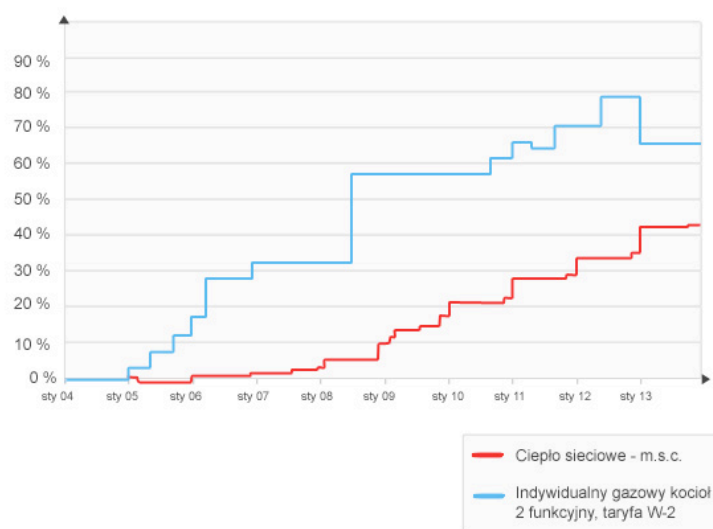
Nie zagłębiając się w szczegółową analizę wyżej opisanych instrumentów pomocowych, należy zgodzić się, że zaproponowany model wsparcia może być ważnym impulsem do rozwoju wysokosprawnej kogeneracji i wytyczać kierunek rozwoju elektrociepłownictwa w najbliższej przyszłości. Biorąc jednak pod uwagę fakt, że URE dopiero rozstrzygnął drugą aukcję na premię kogeneracyjną ze sprzedaży energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w czerwcu br.²⁴, zasadne wydaje się być tymczasowe wstrzymanie z oceną stabilności oraz efektywności nowego modelu wsparcia w praktyce.

3. Korzyści wynikające z zastosowania ciepłownictwa systemowego w dużych skupiskach ludzkich

Rozwój systemów ciepłowniczych w dużej mierze zależy od wielkości popytu na ciepło oraz na usługę jego przesyłu i dystrybucji. O ile ciepłownictwo systemowe nie ma ekonomicznej racji bytu przy zabudowie rozproszonej ze względu na konieczność dokonania znacznej rozbudowy sieci przesyłowej oraz wysokie straty ciepła przy okazji jego transportu do odbiorców końcowych, sytuacja ta prezentuje się przeciwnie w przypadku dużych skupisk ludzkich.

Jednym z podstawowych czynników kształtujących popyt na ciepło systemowe jest jego cena w porównaniu z cenami jego substytutów. Ciepło z elektrociepłowni i dużych źródeł jest znacznie tańsze od ciepła produkowanego przez jego użytkowników na ich własne potrzeby. Ta zaleta ma niewątpliwie pierwszorzędne znaczenie z perspektywy konsumentów. W przypadku ciepła sieciowego dla sektora mieszkaniowego oraz usług, pod względem kosztów może ono skutecznie konkurować z gazem ziemnym wysokometanowym oraz energią elektryczną (Kamiński i Malik, 2016, s. 315).

Rysunek 6. Porównanie dynamiki zmian kosztów podgrzania wody rok do roku następującego dla ciepła sieciowego oraz ciepła pochodzącego z indywidualnego źródła ciepła*



* Obliczenia przeprowadzono dla trzyosobowego gospodarstwa domowego zużywającego 48 dm³/osobę/dzień ciepłej wody o temperaturze 55°C w Krakowie.
Źródło: <https://cieplodlakrakowa.pl/pl/c,53,powody-dla-ktorych-warto-przystapic-do-programu.html> (26.09.2020).

²⁴ <https://www.ure.gov.pl/download/9/11147/InformacjaPrezesaUREnr312020wsprawieogloszeniawynikowaukcjinapremiekogeneracyjna.pdf> (23.09.2020).

Należy również podkreślić, że użytkownik indywidualnego źródła ciepła musi dodatkowo ponosić koszty eksploatacyjne oraz koszty usuwania odpadów powstających przy okazji spalania paliwa. Konsument ciepła sieciowego ponosi tylko jedną opłatę, która jest znacznie niższa niż średnia suma kosztów eksploatacyjnych indywidualnego źródła ciepła.

Rozwój nowoczesnego ciepłownictwa systemowego przynosi nie tylko wymierne oszczędności dla jego użytkowników, lecz także korzyści środowiskowe i społeczne. Korzystanie z ciepła sieciowego pozwala na poprawę warunków życia oraz estetyki otoczenia, eliminuje zagrożenie pożarem i zaccadzeniem przez domowników, a także umożliwia uzyskanie dodatkowych oszczędności ze względu na brak konieczności przechowywania opału. Zaprzestanie korzystania z indywidualnego źródła ciepła na rzecz ciepła sieciowego z punktu widzenia praktycznego pozwala również na zaoszczędzenie czasu związanego z koniecznością samodzielnego uzupełnienia paliwa w jednostce grzewczej, a także na ponowne zagospodarowanie średnio ok. 1 m² pomieszczenia, w którym dawniej znajdowało się źródło ciepła, czy chociażby obniżenie stawki ubezpieczeniowej na mieszkanie²⁵. Dodatkową korzyścią społeczną wynikającą z zastosowania ciepła sieciowego jest zachowanie czystości środowiska przyrodniczego. Ogrzewanie sieciowe charakteryzuje się bowiem znacznie mniejszą emisyjnością niż ogrzewanie z indywidualnych źródeł ciepła i tym samym ma dużo niższe koszty środowiskowe²⁶.

Rynek ciepła systemowego w Polsce odpowiada za obsługę ok. 40% gospodarstw domowych w skali całego kraju (Plutecki, Duczkowska, Sattler i Ryszczyk, 2019, s. 16). Biorąc pod uwagę wyżej opisane korzyści, jakie niesie za sobą korzystanie z ciepła sieciowego, rozwój nowoczesnego ciepłownictwa opartego na wysokosprawnej kogeneracji powinien być pożądanym kierunkiem rozwoju sektora ciepłowniczego zarówno w największych metropoliach kraju, jak i w mniejszych ośrodkach miejskich w Polsce.

4. Spadek cen węgla na rynku światowym

Niezależnie od celów UE wytyczonych w zakresie polityki klimatycznej, polskie ciepłownictwo jeszcze przez długi czas będzie uzależnione od węgla. Postulaty UE w zakresie redukcji emisji CO₂ są niezwykle ambitne, a ich pełne zaimplementowanie w polskich warunkach będzie miało charakter wręcz rewolucyjny. Tym samym nie powinno wzbudzić kontrowersji stwierdzenie, że polskie ciepłownictwo co najmniej w ciągu kilkunastu nadchodzących lat (a najprawdopodobniej jeszcze dłużej) pozostanie w znacznym stopniu uzależnione od węgla jako podstawowego nośnika energii pierwotnej.

Jednym z pozytywnych trendów ekonomicznych z punktu widzenia rentowności sektorów zasilanych węglem jest znaczny spadek cen tego surowca na światowych rynkach w ostatnich latach. Należy założyć, że niebagatelny wpływ na tę tendencję ma między innymi sceptyczne podejście do potencjału tego paliwa w krajach UE oraz wielu innych najbardziej rozwiniętych krajach świata. W rezultacie, węgiel staje się mniej porządny, a tym samym, wraz ze spadkiem popytu na to paliwo, spadają jego ceny.

²⁵ <http://misja-emisja.pl/knowledgebase/domowa-kotlownia-kontra-miejska-siec/> (26.09.2020).

²⁶ Ibidem.

Rysunek 7. Wykres cen węgla wg indeksu kontraktów terminowych Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia od 20 września 2017 r. do 18 września 2020 roku



Źródło: https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny_węgla/?zakres=4 (18.09.2020).

Dla lepszego zobrazowania trendu cenowego na światowych rynkach węgla można wskazać, że wg indeksu kontraktów terminowych Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia 20 września 2017 r. węgiel kosztował 92,01 USD za tonę, podczas gdy 17 września 2020 roku zaledwie 55,16 USD za tonę. Postępujący spadek cen tego surowca mógłby teoretycznie zrównoważyć wciąż rosnący koszt uprawnień do emisji CO₂ do momentu, w którym polski sektor ciepłowniczy zacznie bazować na bardziej przyjaznych ekologicznie źródłach energii pierwotnej. Barięrami uniemożliwiającą wykorzystanie światowego trendu może być jednak narzucana politycznie konieczność używania przez spółki z sektora ciepłowniczego polskiego węgla, który jest dużo droższy od jego zagranicznych odpowiedników. Cena tony węgla wg indeksu PSCMI 2/T w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych w lipcu 2020 r. wynosiła aż 312,06 PLN za tonę, czyli ok. 82 USD²⁷.

Nie powinien budzić wątpliwości fakt, że ciepłownictwo oparte na węglu nie jest nierentowne *per se* i może przynosić zyski²⁸. Równocześnie trzeba mieć świadomość, że odejście od węgla stanowi nie wybór, lecz konieczność dla Polski wobec proekologicznych zobowiązań przyjętych na szczeblu unijnym, o których mowa we wcześniejszej części opracowania. Dopóki jednak nie jesteśmy w stanie wygospodarować wystarczających środków na kompleksową modernizację sektora ciepłowniczego w kierunku rozwoju jednostek kogeneracyjnych oraz zmianę miksu paliwowego na bardziej przyjazny środowisku, logiczne wydaje się doraźne wykorzystanie obecnego trendu cenowego na światowych rynkach węgla. Dopóki bowiem nie znajdą się pieniądze na niezbędne inwestycje powinniśmy starać się za wszelką cenę minimalizować koszty surowca i generować zysk, który, w perspektywie kilkunastu lat, mógłby zostać zainwestowany w modernizację sektora. Należy przy tym zadać retoryczne pytanie o zasadność lobbowania za wspieraniem polskiego górnictwa, które jest w dużej mierze nierentowne, kosztem chociażby ciepłownictwa zmuszanego do skupowania polskiego węgla po nierynkowych cenach.

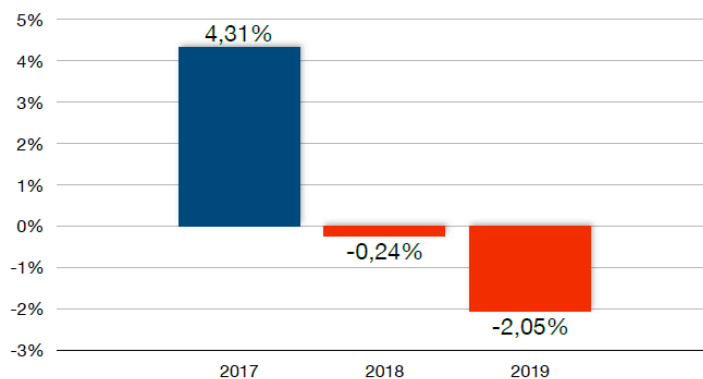
²⁷ <https://www.polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-2-kolejna-publicacja-w-dniu-1-pazdziernika-o-godzinie-1200> (23.09.2020).

²⁸ Praktyka pokazuje, że system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ oraz niedostosowanie taryf opłat za ciepło do szybkiego wzrostu cen tych uprawnień jest często główną przyczyną, która prowadzi do nierentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych opartych na węglu, a samo ciepłownictwo węglowe nie musi być z definicji nierentowne – zob. artykuł „Ceny CO₂ duszą ciepłownie węglowe” <https://wysokienapiecie.pl/25218-co2-dusi-weglowe-cieplownie/> (17.09.2020).

IV. Podsumowanie

Pokaźna ilość przyjętych regulacji sektorowych, konieczność nabywania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, w tym przede wszystkim CO₂, oraz skupowanie polskiego węgla po cenach odbiegających od rynkowych są przykładami interwencjonizmu, który, chociaż oparty na ideowo słusznych założeniach, w znacznym stopniu pozbawia polskie ciepłownictwo konkurencyjności. W efekcie można odnieść wrażenie, że sektor ciepłowniczy działa w oderwaniu od realiów ekonomicznych, co w ostatnich latach ma istotny wpływ na znaczny spadek jego rentowności.

Rysunek 8. Rentowność działalności ciepłowniczej



Źródło: IGCP, 2020.

Wzrost kosztów funkcjonowania sektora i spadek jego dochodowości powoduje, że zostaje on pozbawiony niezbędnego kapitału, który mógłby zostać zainwestowany w jego modernizację. Wydaje się, że sektor ciepłowniczy nie ma obecnie innej szansy niż bardziej efektywne wykorzystywanie konwencjonalnych nośników energii bowiem perspektywa, w której Polska całkowicie uzależni się od węgla na rzecz odnawialnych źródeł energii, jest jeszcze bardzo odległa. Pozytywną informacją w kontekście rentowności kogeneracji w Polsce jest to, że w 2018 r. elektrociepłownie uzyskały ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła przychód w wysokości 12,5 mld zł. W tym samym czasie koszty uzyskania przychodu stanowiły 10,9 mld zł. Wynik finansowy ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (EBIT) wyniósł 1,6 mld zł, a elektrociepłownie uzyskały średnią rentowność brutto sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w wysokości 8,76% (PTEZ, 2019, s. 10). Powołane dane dobitnie potwierdzają, że ciepłownictwo sieciowe w Polsce może być rentowne.

W ocenie autora, słusznym kierunkiem rozwoju ciepłownictwa jest preferowanie rozwiązań ekologicznych, ale przy równoczesnym uwzględnianiu czynników mających wpływ na rentowność całego sektora. Autor ma oczywiście świadomość, że regulacje na szczeblu unijnym wymagają bezwzględnego ograniczenia wpływu polskiej gospodarki, w tym ciepłownictwa, na środowisko. Niemniej jednak trzeba mieć również na uwadze, że głównym oczekiwaniem większości konsumentów jest maksymalne obniżenie kosztów ciepła sieciowego, a reszta celów ma charakter pochodny. Stąd wydaje się, że bardziej wolnorynkowe podejście do ciepłownictwa, oczywiście przy uszanowaniu wszelkich proekologicznych zobowiązań ciążyących na Polsce jako kraju członkowskim UE, mogłoby przynieść znaczną poprawę funkcjonowania sektora – zarówno w sferze dochodowej, jak również środowiskowej przez zastosowanie bardziej opłacalnych technologii, w tym w szczególności jednostek kogeneracyjnych.

Bibliografia

- Dąbrowski, W. (2016). *Rynek Mocy. Szansa czy zagrożenie dla kogeneracji?* Centrum Informacji o Rynku Energii. Cire.pl. Pozyskano z: <https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F2016%252F2016%252Fpliki.pdf> (03.08.2020).
- IGCP. (2020). *Raport o ciepłownictwie. Ciepłownictwo bez środków na transformację głównym powodem stan prawa i praktyka regulacyjna*. Warszawa: Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie Pozyskano z: <https://www.igcp.pl/wp-content/uploads/2020/03/Raport-o-ciep%C5%82ownictwie-systemowym-2020.pdf> (21.09.2020)
- Kamiński, J. i Malik, A. (2016). Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, 92, 307–324. Pozyskano z: https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-add9c9e7-6124-4492-874c-3f91bdc9a93b/c/ZN_92_kaminski-malik.pdf (18.09.2020)
- Kasztelewicz, Z. i Patyk, M. (2015). Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 18(4), 45–60. Pozyskano z: http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-64f6d141-fc57-4fd8-9bcb-f185477cde44/c/kasztelewicz_patyk_nowoczesne_18_4_15.pdf (25.09.2020).
- KOBIZE. (2018). *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2016 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019*. Warszawa: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Pozyskano https://www.kobize.pl/uploads/materialy/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2019.pdf (19.09.2020).
- Paska, J. i Surma, T. (2019). Nowy system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. *Przegląd Elektrotechniczny*, 95(10). <https://doi.org/10.15199/48.2019.10.19>. Pozyskano z: <http://pe.org.pl/articles/2019/10/19.pdf>.
- Plutecki, Z., Duczkowska, A., Sattler, P. i Ryszczyk, K. (2019). Zmiany w konfiguracjach źródeł wytwarzania ciepła szansą dla rozwoju sektora ciepłowniczego. *Rynek Energii*, 6(145). Pozyskano z: https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F2020%252Fplutecki_duczkowska_sattler_ryszczyk.pdf.
- PTEZ. (2019). *Raport o kogeneracji w ciepłownictwie 2019*. Warszawa: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/attachment/1b0d1dfe-9ad4-4e78-a895-21f8413b85d0>.
- Rączka, J. i Rubczyński, A. (2017). *Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce*. Warszawa: Forum Energii. Pozyskano z: [https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Ostatni%20dzwonek%20%20dla%20ciep%C5%82ownictwa%20w%20Polsce_internet\(2\).pdf](https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Ostatni%20dzwonek%20%20dla%20ciep%C5%82ownictwa%20w%20Polsce_internet(2).pdf) (03.08.2020).
- URE. (2020). *Energetyka cieplna w liczbach – 2019*. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki. Pozyskano z: <http://www.ure.gov.pl/download/9/11341/Energetykacieplnawliczbach2019.pdf> (18.09.2020).
- Zieleniec, A. (2019). *Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019*. Forum Energii. Pozyskano z: https://www.cire.pl/pliki/1/2019/fe_cieplownictwo_w_polsce_2019.pdf (22.09.2020).