

FINANSOWANIE PROJEKTÓW OZE WSPIERAJĄCYCH ZIELONĄ TRANSFORMACJĘ CIEPŁOWNICTWA

SYGN. WIB PAB 6/2021



Raport przygotowany na zlecenie Fundacji
Warszawski Instytut Bankowości

Warszawa, 23.12.2020 r.

WIB

PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O Raporcie

Raport **Finansowanie projektów OZE wspierających zieloną transformację ciepłownictwa** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości.

Autorzy:

Raport przygotowany przez zespół w składzie:

Grzegorz Wiśniewski (koordynator raportu)

Dorota Gręda

Klaudia Kania

Paweł Tokarczuk



O Programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji WIB powstał w 2019 roku jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie analizy zjawisk, tworzenia opracowań i porządkowania wiedzy w obszarach cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania ich wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz kreowania wartości dla klientów bankowości. PAB WIB kładzie duży nacisk na rozwój współpracy ze środowiskami akademickimi i eksperckimi, poszukując synergii w zakresie zainteresowań badawczych autorów oraz potrzeb rozwojowych sektora bankowego.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  **Nowe technologie i cyberbezpieczeństwo**
-  **Zdolność banków do finansowania gospodarki**
-  **Bankowość spółdzielcza**
-  **Rynek nieruchomości**
-  **Zielony ład i finansowanie energetyki odnawialnej**
-  **Finansowanie projektów innowacyjnych**

Więcej na temat działalności programu na stronie www.pab.wib.org.pl

Kontakt:

dr Andrzej Banasiak
Koordynator Programu
m: 696 405 104
e: abanasiak@wib.org.pl

Jacek Gieorgica
m: 603 626 254
e: jgieorgica@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-394 Warszawa, ul. Solec 38, lok 104
t: (22) 182 31 70
e: pab@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Tomasz Pawlonka
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl



Spis treści

	Streszczenie kierownicze	5
	Wstęp	8
	ROZDZIAŁ I. Ciepłownictwo systemowe – najbardziej atrakcyjne rynkowo obszary inwestycyjne dla OZE	10
	1.1. Czym jest ciepłownictwo systemowe?	11
	1.2. Ostatnia dekada w polskim ciepłownictwie	11
	1.2.1. Inwestycje w ciepłownictwie	12
	1.3. Dekarbonizacja ciepłownictwa	13
	ROZDZIAŁ II. Uwarunkowania realizacji przez Polskę celów w zakresie udziału ciepła z OZE w latach 2021–2030	16
	2.1. Wizja ciepłownictwa w polskim KPEiK	17
	2.2. Prognozy dla ciepła z OZE wg Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu	17
	2.3. Scenariusz dla ciepła z OZE zgodny z Europejskim Zielonym Ładem	19
	ROZDZIAŁ III. Regulacje i wymagania stawiane ciepłownictwu systemowemu	21
	ROZDZIAŁ IV. Analiza dostępności i kosztów technologii OZE dla ciepłownictwa w perspektywie 2030	24
	4.1. Technologie odnawialnych źródeł energii interesujące dla branży ciepłowniczej	25
	4.2. Nowoczesne technologie odnawialnych źródeł energii dla systemów ciepłowniczych	25
	oraz ich dostawy	25
	4.2.1. Kolektory słoneczne – wykorzystanie energii promieniowania słonecznego.	25
	4.2.2. Kotły biomasowe na zrębki drzewne	26
	4.2.3. Ciepłownicze moduły geotermalne – ciepło z wnętrza Ziemi	27
	4.2.4. Green power-to-heat – elektroogrzewnictwo	27
	4.2.5. Sezonowe magazyny ciepła	26
	4.3. Łączenie nowoczesnych technologii OZE w ciepłownictwie i elektroenergetyce – korzyści sectors coupling – studium przypadku	29
	ROZDZIAŁ V. Analizy ekonomiczne dla modelowych ciepłowni oraz elektrociepłowni	32
	5.1. Scenariusz adaptacji	33
	5.2. Scenariusz zielonej transformacji	35
	ROZDZIAŁ VI. Analiza różnych konfiguracji mocy wytwórczych konwencjonalnych oraz perspektywicznych technologii OZE	37
	6.1. Ciepłownia (1) bez odbioru ciepła w lecie	38
	6.2. Ciepłownia (2) z odbiorem ciepła przez cały rok	41
	6.3. Ciepłownia (3) z odbiorem ciepła przez cały rok	43
	6.4. Wnioski z analiz różnych konfiguracji modernizacji ciepłowni	46
	ROZDZIAŁ VII. Analiza programów wsparcia OZE w ciepłownictwie	47
	ROZDZIAŁ VIII. Ocena wymaganej skali inwestycji i zapotrzebowania na kredyty bankowe dla sektora – ciepłownictwo systemowe	51
	ROZDZIAŁ IX. Wnioski i rekomendacje	55



Streszczenie kierownicze

Dotychczas sektor bankowy nie angażował się w finansowanie inwestycji w OZE w sektorze ciepłowni systemowych. Po 2015 roku preferencje dotyczyły finansowania prosumentów (mikroinstalacji fotowoltaicznych) oraz farm fotowoltaicznych realizowanych w oparciu o kontrakty na sprzedaż energii w ramach systemu aukcyjnego (aukcje OZE). Wcześniejsze, początkowo pozytywne doświadczenia sektora bankowego, wynikające z zaangażowania w system zielonych certyfikatów (2005–2015), a potem w program dopłat do kredytów na zakup kolektorów społecznych (2009–2015), po ich nagłym wycofaniu w 2016 roku stały się zmorą bankowców.

Ciepłownictwo indywidualne oparte na OZE było wspierane z aktywnym udziałem banków w ramach (oddanego) programu NFOŚiGW na częściowe spłaty kapitału kredytów bankowych przeznaczonych na zakup i montaż kolektorów słonecznych dla osób fizycznych i wspólnot mieszkaniowych w latach 2010–2015. Od 2017 roku sektor ciepłownictwa indywidualnego jest wspierane poszerzonym technologicznie o pompy ciepła i kotły na biomasę programem „Czyste powietrze”. Tymczasem wykorzystanie OZE w polskim ciepłownictwie systemowym nie było priorytetem dla funduszy ekologicznych ani dla sektora bankowego, choć jest to największy rynek ciepła systemowego w UE. W polskich systemach ciepłowniczych zainstalowano łącznie 54 GW mocy. Żaden inny unijny kraj nie dysponuje tak dużym ciepłowniczym parkiem wytwórczym i potrzebami inwestycyjnymi, wynikającymi z wieloletnich opóźnień w zmianie źródeł ciepła na nisko- lub zeroemisyjne. Ten potężny rynek (niemal 25% ciepła zużywanego w kraju, z którego korzysta ponad 40 proc. gospodarstw domowych), który w nadchodzących latach będzie podlegał ogromnym zmianom, nie został dotychczas rozpoznany jako atrakcyjny z punktu widzenia finansowania bankowego. Pierwszy pilotażowy program „Ciepłownictwo Powiatowe”, który częściowo wychodzi naprzeciw potrzebom transformacji technologicznej ciepłowni także w oparciu o technologie OZE (choć na równi z OZE dopuszczający do systemu wsparcie także paliwa kopalne, został uruchomiony w marcu 2019 roku, ale nie cieszył się odpowiednim

zainteresowaniem i nie stwarzał możliwości do aktywnego zaangażowania sektora bankowego¹.

Niniejszy raport pokazuje możliwości jakie stwarza dla sektora bankowego inwestycja w neutralne środowiskowo inwestycje w obszarze nowoczesnego ciepłownictwa systemowego w kierunkach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem. Przedstawiono prognozy dla polskiego ciepłownictwa systemowego przygotowane przez instytucje państwowe w podstawowym dokumencie strategicznym, jakim jest przekazywany do akceptacji przez Komisję Europejską, Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK). Dyrektywa o promowaniu odnawialnych źródeł energii (tzw. dyrektywa RED II)² obliguje Państwa Członkowskie do średniorocznego wzrostu zużycia energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie na poziomie 1,1–1,3% do roku 2030, zaś prognoza wypełnienia tego celu przedstawiona w KPEiK jest wyłącznie jego minimalnym wypełnieniem, prowadzący do osiągnięcia w 2030 roku jedynie 28,4% udziału ciepła ze źródeł odnawialnych. Ze względu jednak na podniesienie celów UE w zakresie redukcji emisji CO₂ z 40 do 55% oraz w odpowiedzi na publikację Europejskiego Zielonego Ładu, Instytut Energetyki Odnawialnej zaproponował realny, alternatywny plan, w którym udział energii z OZE w ciepłownictwie systemowym osiągnie poziom 39%. Scenariusz ten zakłada pozyskanie znacznych środków na inwestycje pozyskując nowych odbiorców. Największe wzrosty nowych mocy zakładane są w technologiach biomasowych (2,9 GWt), technologii Green Power-to-Heat (1,7 GWt), kolektorach słonecznych (1,6 GWt) oraz pompach ciepła (0,6 GWt).

Niniejszy raport przedstawia regulacje oraz wymagania stawiane polskim ciepłowniom przez Komisję Europejską, czyli dyrektywy dotyczące małych i średnich

¹ Program „Ciepło powiatowe” tylko w pewnym stopniu wykorzystał ekspertyzie Instytutu Energetyki Odnawialnej: „Ciepło z OZE – założenia do ustanowienia przez NFOŚiGW programu wsparcia dla ciepłownictwa w zakresie budowy, modernizacji i rozwoju systemów ciepłowniczych współpracujących z OZE i magazynami ciepła” przekazaną NFOŚiGW w marcu 2018 roku.

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych



(dyrektywa MCP³ – ang. *medium combustion plants*) oraz dużych źródeł spalania (konkluzje BAT – ang. *best available technologies*). Przedsiębiorstwa, które nie dostosują się do odpowiednich wymogów w zakresie emisji zanieczyszczeń nie będą mogły kontynuować swojej działalności lub obciążone zostaną znacznymi karami za naruszanie standardów emisyjnych. W szczególności, duże jednostki spalania nie (powyżej 50 MW) mają wiele czasu, gdyż podwyższone standardy emisji zaczynają obowiązywać już w sierpniu 2021 roku, ale i w przypadku średnich źródeł (1–50 MW) niewiele czasu pozostało na dostosowanie (2024 rok).

Raport identyfikuje i w szerokim zakresie opisuje technologie odnawialnych źródeł energii, które możliwe są do zastosowania w ciepłownictwie, a także poziom zainteresowania nimi wśród przedsiębiorstw z branży ciepłowniczej. Ze względu na poprzednią dekadę, która upłynęła pod znakiem stagnacji, niezbędne do wdrożenia są dotychczas niestosowane zeroemisyjne technologie o krótszych od dotychczas promowanych (kotły na biomasę, ciepłownie geotermalne, czy nawet spalarnie odpadów) okresach inwestycyjnych, takie jak:

- kolektory słoneczne
- elektroogrzewnictwo oparte na energii elektrycznej z OZE (Green Power-to-Heat)
- sezonowe i dobowe magazyny ciepła

Dla każdej z technologii przedstawiono koszty inwestycyjne i operacyjne oraz potencjalne przedsiębiorstwa dostarczające w/w instalacje.

W raporcie przeanalizowano również możliwości transformacji energetycznej na przykładzie typowej miejskiej ciepłowni o mocy zainstalowanej w źródłach wytwórczych 33 MW (kotły węglowe) i produkcji ciepła pozostanie na poziomie ok. 130 000 GJ rocznie. W przypadku realizacji scenariusza dostosowania obecnego majątku wytwórczego do dyrektywy o emisjach przemysłowych (bez przechodzenia na OZE), co wymaga nakładów inwestycyjnych rzędu 22 mln zł, koszty wytwarzania ciepła wzrastają aż o 32% od wartości 49 zł/GJ w roku 2021 do 65 zł/GJ w roku 2040.

Wskazano też w referencyjnej ciepłowni na alternatywne scenariusze zastąpienia ciepła wytwarzanego z węgla, już do 2025 roku, w ok. 50% ciepłem z OZE. Łączne

nakłady inwestycyjne prowadzące do szybkiej transformacji, tj. prowadzące do jednoczesnego uzyskania statusu tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego (50% ciepła z OZE) uprawniającego do pomocy publicznej oraz do uniknięcia kosztów dostosowania najbardziej emisyjnych źródeł wytwórczych do wymagań środowiskowych wynoszą ok. 32 mln zł. Przenalizowano też różne warianty odbioru ciepła i różne konfiguracje pracy ciepłowni które potwierdziły, że efektywność ekonomiczna wprowadzania nowoczesnych, zeroemisyjnych OZE do ciepłowni miejskich rośnie w przypadku całorocznego wykorzystania ciepła, w tym ciepłej wody w okresie letnim. Efektywność ekonomiczna modernizacji rośnie także dla przedsiębiorstwa, w którym wielkość kolektorów słonecznych jest dobra tak, aby kolektory pokryły zapotrzebowanie na ciepło w okresie letnim, co umożliwia uniknięcie budowy sezonowego magazynu ciepła. Planując modernizację ciepłowni należy także zwrócić uwagę na możliwie wysoką dywersyfikację źródeł wytwórczych, aby zapewnić elastyczność i bezpieczeństwo pracy ciepłowni.

Zweryfikowano również makroekonomiczne warunki transformacji ciepłownictwa. Wykorzystano autorski scenariusz IEO, który zakłada wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie systemowym z 10% w roku 2019 do 40% w 2030. Przekłada się to odpowiednio na wzrost udziału mocy zainstalowanej w OZE z 7% do niemal 40% w latach 2019–2030. Łączne nakłady inwestycyjne na transformację ciepłownictwa w celu uzyskania udziałów ciepła z OZE na poziomie niemal 40% już w 2030 roku (wymagane średnioroczne przyrosty udziałów OZE sięgają 17%) wynoszą 25 mld zł. Zielona transformacja umożliwi dostęp do środków publicznych, w szczególności do środków z budżetu UE na lata 2021–2027 (nowe programy RPO oraz POIS). Przy tym założeniu, że także zasady pomocy publicznej będą dalej pozwalały na dotacje na poziomie 45% nakładów inwestycyjnych dochody z nowych instalacji w sektorze ciepłowniczym są porównywalne ze zobowiązaniami kredytowymi do spłacenia. Po 2031 roku dochody z nowych instalacji w ciepłownictwie systemowym zaczną przewyższać skumulowane spłaty kredytów.

Ciepłownictwo systemowe jest zatem nieodkrytym i stabilnym obszarem zaangażowania sektora bankowego, ale zasadniczo tylko wtedy, jeżeli intensywnie inwestuje w OZE. Wyniki analiz i symulacji scenariuszowych w raporcie wykazały, że łączne nakłady inwestycyjne na transformację ciepłownictwa umożliwiającą zwiększenie udziałów ciepła z OZE z 7% do niemal 40% w 2030 roku wynoszą 25 mld zł. Taka, w zdecydowanej części zielona transformacja ciepłownictwa, umożliwi dostęp do środków publicznych oraz pociągnie za sobą akcję kredytową w łącznej wysokości 12,3 mld zł.

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania



Wymaga to jednak z jednej strony śmiałych programów publicznego finansowania nakierowanych na nowe technologie, nowej oferty kredytowej dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, ale tylko takich, które są w zdecydowany sposób zainteresowane rozwojem w kierunku przedsiębiorstw neutralnych środowiskowo i chcących przekształcać się w kierunku zgodnym z Europejskim Zielonym Ładem.

Zarówno sektor ciepłowniczy, bankowy jak i samorządy powinny dążyć do ciągłego podnoszenia kompetencji w zakresie rozwijania projektów wykorzystujących przede wszystkim zeroemisyjne OZE w sposób nowoczesny, czyli z magazynami ciepła i w modelu „sectors coupling” – łączenia sektorów ciepła i elektryczności w formule zielonego elektroogrzewnictwa.

Wstęp

Sektor ciepłowniczy czeka w nadchodzących latach ogromne zmiany. Unia Europejska ma stać się neutralna klimatycznie do 2050 roku i zaostreza wymogi środowiskowe i klimatyczne na 2030 rok. Polska musi zwiększyć tempo odchodzenia od węgla. Proces ten będzie szczególnie trudny dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Tymczasem w polskim ciepłownictwie panuje przekonanie, że odpowiedzią na wyzwania związane z koniecznością dekarbonizacji jest rozwój kogeneracji opartej na spalaniu gazu i odpadów. W kontekście wymogów Europejskiego Zielonego Ładu, w tym w szczególności zaostrezenia polityki klimatycznej i wprowadzania zielonej taksonomii (zasad finansowania wykluczających ze wsparcia źródła ciepła emitujące powyżej 100g CO₂/MWh) oraz wymogów co do wzrostu udziałów OZE, są to koncepcje niezwykle ryzykowne.

Ciepłownictwo systemowe wymaga zmiany. Od jego modernizacji zależy sukces transformacji całej energetyki. Źle poprowadzona reforma doprowadzi do gwałtownego wzrostu cen ciepła, zmuszając odbiorców do odłączania się od sieci i palenia w piecach węglem i szkodliwymi odpadami. Można temu zapobiec przyspieszając transformację energetyczną w ciepłownictwie i ukierunkowując inwestycje na nowe technologie oparte na OZE. Założenia rozwoju ciepłownictwa do 2030 roku, w tym ciepłownictwa opartego na OZE, przyjęte w Krajowym Planie Działań na rzecz Energii i Klimatu z grudnia 2019 roku są krokiem naprzód w stosunku do zachowawczych trendów w latach 2011–2019. Trudno ocenić na ile dotychczasowe plany są osadzone w odpowiednim otoczeniu regulacyjnym, które pozwoli na transformację. Rosną też wątpliwości czy polski plan rozwoju OZE w ciepłownictwie systemowym jest wystarczającym w stosunku do wymagań UE i czy nie powinien być już teraz zastąpiony bardziej ambitnym i jeszcze bardziej innowacyjnym scenariuszem.

W debacie o przyszłości ciepłownictwa dominuje przekonanie, że elementem Europejskiego Zielonego Ładu adresowanym do branży ciepłowniczej jest wyłącznie walka z niską emisją (smogiem), a niezauważalny jest fakt, że zielony ład to przede wszystkim

neutralność klimatyczna i promocja OZE. Dyrektywa o odnawialnych źródłach energii z 2019 roku obliguje Państwa Członkowskie do średniorocznego wzrostu zużycia energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie na poziomie 1,1-1,3% do roku 2030. Problemy związane z niską emisją są niezwykle ważne, ale nie należą już do strategicznych. UE rozwiązywała od dwóch dekad takimi instrumentami jak: dyrektywa z 1996 r. w sprawie oceny i zarządzania jakością otaczającego powietrza, dyrektywa z 1999 r. odnosząca się do wartości dopuszczalnych dla dwutlenku siarki, dwutlenku azotu i tlenków azotu oraz pyłu oraz tzw. dyrektywa CAFE z 2008 roku w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy. Nieuwzględnianie czynnika klimatycznego w strategii transformacji ciepłownictwa ekspozuje całą branżę na olbrzymie ryzyko utraty konkurencyjności spowodowanej rosnącymi opłatami za emisje CO₂ i kosztami związanymi z brakiem realizacji zobowiązań dotyczących OZE.

Ambitny scenariusz transformacji ciepłownictwa jest kosztowny, ale, jeżeli będzie zgodny z Europejskim Zielonym Ładem, otworzy dostęp do środków UE. Niestety, stanowią one tylko część środków na strategiczny program inwestycyjny oparty na nowych technologiach. Polskie ciepłownictwo „przespało” mijającą dekadę czekając na ostateczne rozstrzygnięcia polityczne i regulacyjne, jakby bez wiary w trwałość polityki klimatyczno-energetycznej UE.

Także polski sektor bankowy większe ryzyko dostrzegł w finansowaniu rozwiązań innowacyjnych i tylko w niewielkim zakresie wspierał standardowe rozwiązania zmniejszające emisje w efekcie przechodzenia z węgla na gaz, kogeneracji opartej na paliwach kopalnych, spalaniu odpadów i ograniczania strat na przesyle ciepła (bez przechodzenia na OZE).

W obliczu rosnących wymagań klimatycznych, zobowiązań do podnoszenia udziałów ciepła z OZE i możliwości skorzystania z instrumentów finansowych Europejskiego Zielonego Ładu, dotychczasowe działania branży ciepłowniczej, funduszy ekologicznych i sektora bankowego wydają się dalece niewystarczające w stosunku do wyzwań czekających ciepłownictwo w nadchodzącej dekadzie.



Jeżeli nawet w ciepłownictwie w latach 2011–2020 były realizowane inwestycje proekologiczne, to znaczna część technologii OZE, w tym zeroemisyjnych, nie była brana pod uwagę. W efekcie, Polska nie zrealizowała celów OZE na 2020 rok także w ciepłownictwie, gdzie z uwagi na potencjał mogła stać się liderem.

Niniejszy raport zwraca uwagę na olbrzymie wyzwania przed jakimi obecnie staje ciepłownictwo polskie, ale jednocześnie wskazuje jak umiejętne łączenie inwestycji w nowe technologie połączone z ofertą finansową może obudzić potencjał branży i pobudzić innowacje technologiczne.



Ciepłownictwo systemowe – najbardziej atrakcyjne rynkowo obszary inwestycyjne dla OZE





1.1. Czym jest ciepłownictwo systemowe?

Ciepłownictwo jako dział energetyki zajmuje się dostarczaniem ciepła do odbiorców w postaci czynnika grzewczego (najczęściej wody). Swoją definicją obejmuje zarówno ogrzewanie indywidualne jak i ciepło systemowe. Ciepłownictwo indywidualne dotyczy odbiorców ciepła wyposażonych w indywidualne systemy grzewcze, np. kocioł gazowy lub węglowy dwufunkcyjny, przygotowujący ciepłą wodę na potrzeby ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) oraz centralnego ogrzewania (c.o.). Ciepłownictwo systemowe zaś dotyczy centralnych systemów ciepłowniczych, które zaopatrują zarówno odbiorców zbiorowych, indywidualnych, biznesowych oraz przemysłowych w ciepło wykorzystywane na potrzeby ciepłej wody użytkowej, centralnego ogrzewania, procesów technologicznych czy wentylacji.

Od kilku lat szczególnym obszarem zainteresowania administracji i społeczeństwa jest ogrzewanie indywidualne, które w ponad 55% oparte jest na spalaniu węgla i w ponad 22% na spalaniu biomasy. Ponad 77% udziału paliw stałych powoduje tzw. niską emisję (smog). Z tego powodu ogrzewnictwo indywidualne stało się centralnym punktem flagowego krajowego Programu „Czyste Powietrze”, który od 2017 roku właścicielom domów jednorodzinnych oferuje wsparcie finansowe na wymianę źródeł ciepła oraz na prace związane z termomodernizacją.

Różne szacunki podają, że ciepłownictwo systemowe wytwarza niemal 25% ciepła zużywanego w kraju. Do sieci ciepłowniczej przyłączonych jest ponad 40 proc. gospodarstw domowych (jeden z najwyższych wskaźników w UE)⁴. Jednocześnie polskie ciepłownictwo systemowe jest najbardziej uzależnione od węgla (niemal w $\frac{3}{4}$) i czeka je przyspieszona transformacja energetyczna – zmiana struktury paliwowej i transformacja technologiczna (stopniowe odchodzenie od procesów spalania paliw). Wiąże się to z olbrzymimi nakładami inwestycyjnymi w nadchodzącej dekadzie.

W niniejszej pracy skoncentrowano się na ciepłownictwie systemowym, a w szczególności na przedsiębiorstwach podlegających obowiązkowi koncesjonowania i taryfowania. Takim obowiązkom podlegają ciepłownie o mocy cieplnej zainstalowanej powyżej 5 MW. Z uwagi na rynkowy charakter raportu analizie poddany zostanie sektor ciepłownictwa systemowego, który w Polsce odpowiada za ok. 25% krajowego zużycia ciepła, z czego 17% stanowią gospodarstwa domowe, 5% przemysł i budownictwo oraz 2% handel, usługi i inne.⁵

W skład systemów ciepłowniczych wchodzi:

- producenci ciepła (ciepłownie, elektrociepłownie i źródła wytwarzania ciepła),
- sieci ciepłownicze, którymi ciepło w postaci gorącej wody jako czynnika przesyłane jest do odbiorców,
- węzły cieplne, w których następuje odbiór ciepła od sieci ciepłowniczej i przekazanie tej energii do systemów odbiorcy

Ciepłownie systemowe tworzą swoiste naturalne monopole ze względu na ograniczenie sieci ciepłowniczej do terenu miasta lub aglomeracji. Mając na myśli rynek ciepła, obecnie niemożliwe jest utworzenie jednolitego rynku (przykładem rynku energii elektrycznej lub gazu), na którym wystąpiłaby konkurencja między podmiotami ze względu na znacznie zróżnicowanie choćby w kosztach produkcji ciepła w zależności od umiejscowienia zakładu ciepłowniczego, wykorzystywanych paliw, dostępności paliw w danym obszarze⁶.

1.2. Ostatnia dekada w polskim ciepłownictwie

Co roku, Urząd Regulacji Energetyki przeprowadza badania sektora ciepłownictwa systemowego pt. „Energetyka ciepła w liczbach”⁷, dzięki którym można w pewien sposób dokonać analizy obecnej sytuacji w ciepłownictwie, spojrzeć w przeszłość oraz zidentyfikować działania, które są niezbędne dla lepszej przyszłości.

Niestety, miniona dekada nie przyniosła znaczących pozytywnych zmian w ciepłownictwie systemowym.

Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (tj. przedsiębiorstw, które posiadają koncesję na wytwarzanie, przesył oraz dystrybucję i obrót ciepłem) spadła z 509 w 2009 roku do 396 na koniec roku 2019. Co roku spadek ten wynosi ok. 8–10 przedsiębiorstw, głównie w wyniku przekształceń organizacyjnych oraz własnościowych, w postaci wykupu lokalnych, powiatowych, samorządowych przedsiębiorstw energetyki ciepłej przez większe grupy energetyczne.

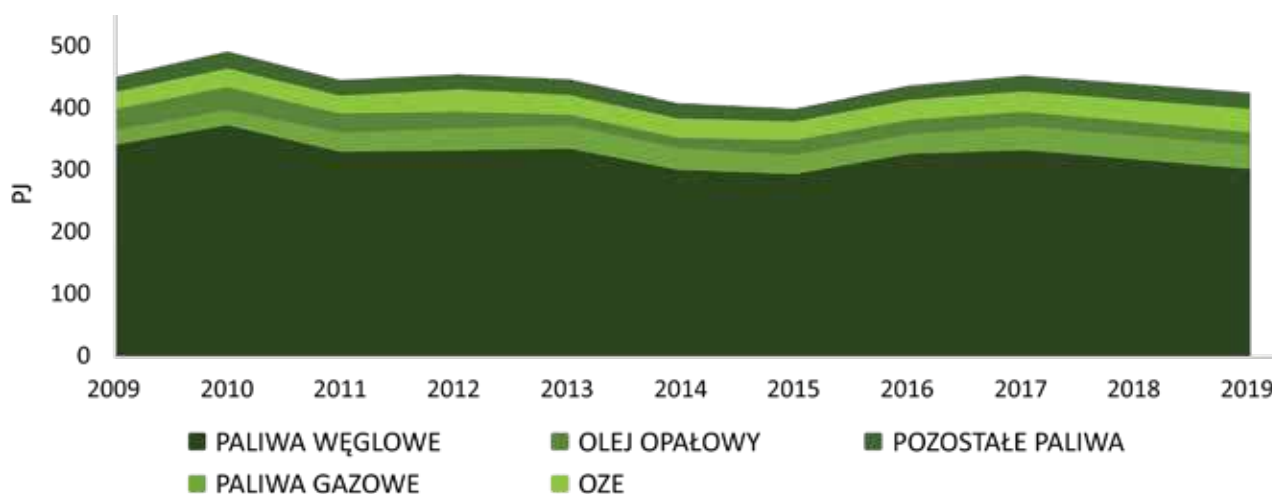
Spada również moc ciepłownicza zainstalowana w źródłach z ok. 60 tys. MW w roku 2009 do 53 tys. MW w roku 2019., przy jednocześnie praktycznie niezmiennym poziomem mocy zamówionej. Świadczyć to może o wyłączaniu względnie większych kotłów ciepłowniczych na rzecz kotłów

⁴ <https://www.euroheat.org/knowledge-hub/district-energy-poland/>

⁵ Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019, *Forum Energii*, 2019.

⁶ Jacek Kamiński, Adrianna Malik. *Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju*, 2016.

⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l>



Rysunek 1. Zużycie paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym.

Źródło: URE. Opracowanie: IEO.

o niższej mocy (5–10 MW) w celu docelowej pracy przy wyższym poziomie obciążenia, a zatem wyższej sprawności oraz zwiększeniu elastyczności systemu.

Można zauważyć, że całkowite zużycie paliw w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wahało się od ok. 400 do 500 PJ rocznie, wynosząc w 2019 roku 426 PJ. Najbardziej istotne jest natomiast to, że struktura paliwowa tego zużycia nie zmieniła się. W roku 2009 paliwa węglowe stanowiły 76% wszystkich wykorzystywanych paliw do produkcji ciepła, paliwa gazowe oraz odnawialne źródła energii stanowiły po 6%, olej opałowy 8% oraz pozostałe paliwa 5%. Przez 10 lat nie nastąpiła znaczna zmiana, jednak istotnym faktem jest zmniejszenie udziału paliw węglowych do 71% oraz wzrost paliw gazowych i OZE do 9% każde.

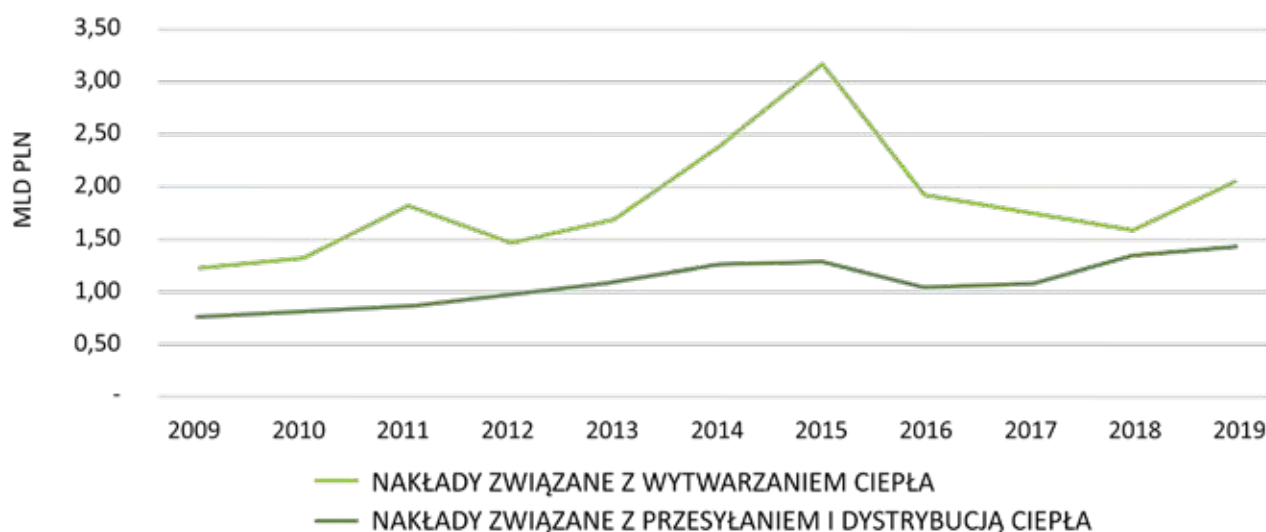
Odnawialne źródła energii oznaczają w tym przypadku praktycznie wyłącznie spalanie biomasy, gdyż w Polsce takie zeroemisyjne źródła jak kolektory słoneczne czy elektroogrzewnictwo zasilane energią elektryczną z OZE nie są obecnie wdrażane na dużą skalę w ciepłownictwie systemowym. Tymczasem nowa polityka klimatyczno-energetyczna UE wymaga akceptacji neutralności klimatycznej zarówno przez rząd jak i sektor ciepłowniczy oraz działań na rzecz zeroemisyjności opartej na OZE, a w przyszłości także wykorzystaniu „zielonego” wodoru.. Obecnie obrany kierunek stopniowego przechodzenia do źródeł mniej emisyjnych ograniczy dostęp do funduszy UE i prowadzić może do dalszego podnoszenia kosztów ciepła i utraty konkurencyjności ekonomicznej ciepłowni na rzecz ogrzewania indywidualnego.

1.2.1. Inwestycje w ciepłownictwie

W ostatnich latach ciepłownictwo ponosiło znaczące nakłady, zarówno w źródła ciepła jak i sieci ciepłownicze oraz dystrybucję. Od 2009 do 2019 roku, sektor ciepłownictwa systemowego przeznaczył ponad 32,4 mld zł na inwestycje, z czego 20,4 mld pochłonęły nakłady związane z wytwarzaniem ciepła, zaś 12 mld przeznaczonych zostało na działania związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

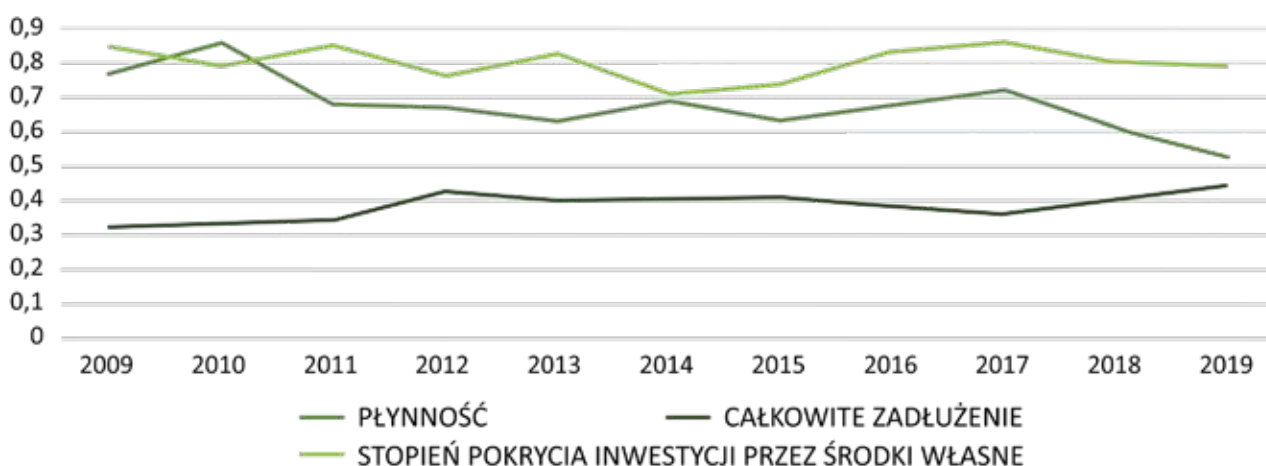
Nakłady związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła dotyczyły głównie poprawy efektywności energetycznej poprzez ograniczenie strat (wdrażanie sieci preizolowanych), a także rozbudowy sieci. Niestety, ciepłownictwo nie przeznaczało znacznych środków na inwestycje w odnawialne źródła energii, zaś kapitał został pochłonięty na działania wysokoemisyjne – remonty i usprawnienia starych kotłów węglowych oraz budowę nowych kotłów węglowych. W efekcie, znaczne nakłady w sieci ciepłownicze prowadziły do przesyłania nimi wysokoemisyjnego ciepła z paliw kopalnych, co przy gwałtownie rosnących cenach CO₂ będzie prowadzić do znacznego wzrostu cen ciepła w kolejnych latach. Według rejestru MCP⁸, w latach 2009–2020 zainstalowano 171 średnich źródeł ciepła przeznaczonych do „wytwarzania i zaopatrywania w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych” (kod PKD 35.30.2) o łącznej mocy cieplnej 1008 MW, z czego 70 instalacji stanowiły kotły węglowe o łącznej mocy 472 MW, 73 instalacje na gaz ziemny o łącznej mocy 364 MW, zaś instalacje oparte na biogazie i biomase – 19 instalacji o łącznej mocy 120 MW.

⁸ <http://mcp.kobize.pl/>



Rysunek 2. Porównanie nakładów inwestycyjnych w ciepłownictwie systemowym związanych z wytwarzaniem ciepła oraz związanych z przesyłaniem i dystrybucją ciepła w latach 2009–2019.

Źródło: URE. Opracowanie: IEO



Rysunek 3. Wybrane wskaźniki finansowe ciepłownictwa systemowego.

Źródło: URE. Opracowanie: IEO

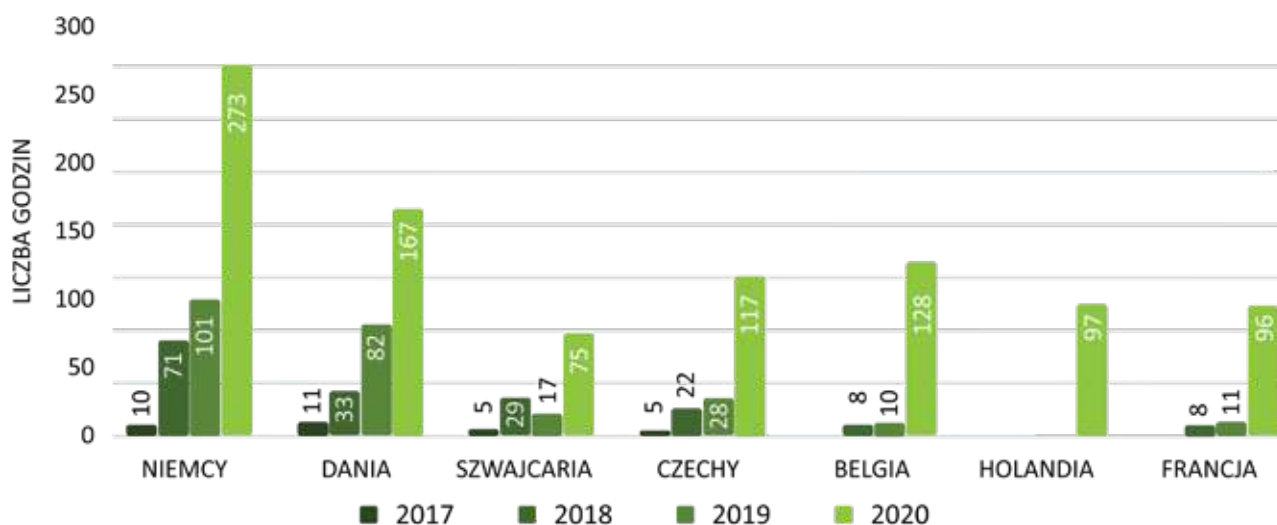
Na powyższym wykresie zestawiono wybrane wskaźniki opisujące sytuację sektora. W ostatnich dziesięciu latach, stopień pokrycia inwestycji przez środki własne był dość wysoki, gdyż oscylował w okolicach 80%. Niestety, w ciągu ostatnich trzech lat (a więc w okresie znacznych wzrostów cen CO₂), pogorszeniu uległa sytuacja finansowa sektora. Płynność zmniejszyła się od wartości 0,72 w roku 2017 aż do wartości 0,53 w roku 2019, co może oznaczać zwiększenie trudności przedsiębiorstw z wywiązywania się ze zobowiązań krótkoterminowych. Jednocześnie, wzrósł wskaźnik zadłużenia całkowitego, z poziomu 0,36 w roku 2017 do poziomu 0,44 w roku 2019. Oznacza to najniższy wskaźnik płynności sektora w ostatniej dekadzie, przy jednoczesnym najwyższym wskaźniku

całkowitego zadłużenia, co pozwala zauważyć utrudnienie funkcjonowania sektora w ostatnich latach.

1.3. Dekarbonizacja ciepłownictwa

Raport wykonany na zlecenie Komisji Europejskiej, dotyczący dekarbonizacji sektora ciepłowniczego⁹, wskazuje elektryfikację ciepłownictwa jako jeden z głównych sposobów na zmniejszenie emisji dwu-

⁹ Kavvadias K., Jiménez-Navarro J.P., Thomassen G., Decarbonising the EU heating sector – Integration of the power and heating sector, EUR 29772 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019



Rysunek 4. Liczba godzin w danych latach z ujemnymi cenami energii w krajach europejskich.

Źródło: ENTSO-E. Opracowanie: IEO. Stan na 14.12.2020

tlenku węgla pochodzącej z tego sektora. Natychmiastowa elektryfikacja nie jest jednak możliwa, ze względu na niski udział energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w ogólnym zużyciu energii w Polsce. Niezbędne jest najpierw zwiększenie mocy wytwórczych OZE.

Sukcesywne wzrosty udziałów źródeł odnawialnych pogodowo-zależnych (ang. *Variable Renewable Energy Sources*) w systemach energetycznych poszczególnych krajów skutkować mogą pojawieniem się chwilowych nadwyżek energii w systemie, co niekorzystnie wpływa na jego eksploatację. Są one wtedy często ograniczane (tzw. *curtailment*), a potencjalna energia możliwa w tym czasie do uzyskania jest tracona. Zjawisko to wiąże się wielokrotnie z pojawianiem się bardzo niskich, a nawet ujemnych cen energii.

Powyżej przedstawiono wykres z zaznaczonymi liczbami godzin, w których wystąpiły ujemne ceny energii na rynku dnia następnego w danych Państwach Członkowskich. Okazuje się, że w czasach pandemii COVID-19, trudniejsze okazuje się prognozowanie chwilowego zapotrzebowania na moc, a co za tym idzie – odpowiedniego przygotowania systemu elektroenergetycznego do pokrycia tego zapotrzebowania, co przy wzrastającej penetracji systemu źródłami pogodowo-zależnymi skutkować będzie coraz częstszym zjawiskiem ujemnych cen energii. Skorzystać mogą na tym przedsiębiorstwa ciepłownicze, które dzięki inteligentnym systemom będą mogły dokonać zakupu taniej energii elektrycznej, dywersyfikując tym samym swoje zasoby wytwórcze, a także zwiększając zużycie energii ze źródeł odnawialnych.

Od 2021 roku wchodzi w życie również znaczące zmiany zasad bilansowania na rynku energii¹⁰, które stanowią pierwszy etap Polskiego Planu Wdrażania¹¹, a de facto stanowią realizację wymagań formalno-prawnych prawa wspólnotowego¹². Zmiany te obejmują w szczególności umożliwienie udziału w Rynku Bilansującym innych jednostek niż tylko Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD), w tym uczestnikom po stronie popytu. Pojawi się zatem szansa na uczestnictwo jednostek ciepłowniczych w Rynku Bilansującym poprzez odebranie mocy z systemu dzięki technologii Power-to-Heat przy użyciu kotłów elektrodowych współpracujących z krótkoterminowymi magazynami ciepła. Jest to analogiczna technologia do zdobywającej coraz większą popularność technologii Power-to-Hydrogen opartej na wykorzystaniu nadwyżek energii odnawialnej w procesie elektrolizy i magazynowaniu wodoru.

Raport „Czyste Ciepło”¹³, przygotowany w październiku 2020 na zlecenie Ministerstwa Klimatu wydaje się zauważać problemy dotyczące ciepłownictwa i wyznaczać kierunki rozwoju sektora. Ma być także punktem wyjścia do rozważań na temat strategii dla

¹⁰ https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/9167,Od-stycznia-2021-r-zmienia-sie-zasady-bilansowania-na-rynku-energii-elektrycznej.html#_ftn1

¹¹ <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>

¹² a) Pakiet Czysta Energia (Clean Energy Package, CEP) – Rozporządzenie (UE) 2019/943 oraz Dyrektywa (UE) 2019/944;

b) Rozporządzenie (UE) 2017/2195 ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (The Electricity Balancing Guideline, EBGL);

c) zobowiązania złożone przez Polskę w procesie notyfikacji przez Komisję Europejską wdrożenia rynku mocy.

¹³ <https://www.gov.pl/web/klimat/raport-czyste-cieplo>



ciepłownictwa przygotowywanej przez Ministerstwo Klimatu. Zawarte w dokumencie postulaty wprost przywołują takie technologie czy kierunki, jak:

- wielkoformatowe systemy solarne,
- obniżenie temperatury wody sieciowej
- wykorzystywanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE
- magazynowanie ciepła
 - jako techniczne kierunki modernizacji, które przyczynią się do zwalczania problemów sektora ciepłownictwa systemowego oraz jego dekarbonizację.

Technologie, które umiejętnie wprowadzane mogą uczynić krajowe ciepłownictwo bardziej innowacyjnym i otworzyć przed nim drogę do współpracy z firmami technologicznymi wraz z dostępem do środków na innowacje i zieloną transformację to:

- 1) zielone elektroogrzewnictwo: Green Power-to-Heat (GP2H) i pompy ciepła
- 2) kolektory słoneczne
- 3) sezonowe magazyny ciepła wspierające nowe ww. nowe technologie w ciepłownictwie

4) ciepłownicze moduły geotermalne (jeżeli ciepłownia jest odpowiednio zlokalizowana w stosunku do zasobów geotermalnych o odpowiednich parametrach)

5) instalacje odzysku ciepła odpadowego

6) kotły biomasowe na zrębki drzewne i instalacje kogeneracyjne na biogaz (w celu wsparcia pracy pogodowo zależnych OZE)

W polskim ciepłownictwie panuje przekonanie, że odpowiedzią na wyzwania związane z koniecznością dekarbonizacji jest rozwój kogeneracji opartej na spalaniu gazu i odpadów. W kontekście wymogów Europejskiego Zielonego Ładu, w tym w szczególności zaostrzania polityki klimatycznej, wprowadzania zielonej taksonomii (zasad finansowania wykluczających ze wsparcia źródła ciepła emitujące powyżej 100g CO₂/MWh) oraz wymogów co do wzrostu udziałów OZE, są to koncepcje niezwykle ryzykowne, o ile większy nacisk nie zostanie położony na ww. zeroemisyjne opcje technologiczne 1–5. Warto też zauważyć, że w polityce UE coraz większy nacisk kładzie się na zrównoważone pozyskanie biomasy i biopaliw poprzez ograniczenia wsparcia publicznego dla tych źródeł (generalnie w zakresie mocy powyżej 20 MW, a w szczególności w zakresie ograniczania emisji z procesów spalania).



Uwarunkowania realizacji przez Polskę celów w zakresie udziału ciepła z OZE w latach 2021–2030





Ciepłownictwo i chłodnictwo jest jednym z trzech sektorów gospodarki Unii Europejskiej, dla których ustalane są cele dotyczące udziału energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii brutto. Udział ciepła z OZE w finalnym zużyciu ciepła we wszystkich krajach Unii Europejskiej¹⁴ wynosił w 2019 roku 22,1%. Nowe cele wszystkich krajów członkowskich określone w projektach Krajowych Planów działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) zakładają, że w 2030 roku sumaryczne udziały ciepła z OZE w UE wzrosną do 36%. W Polsce udział ciepła z OZE w 2019 roku wynosił 15,98% i zgodnie z polskim KPEiK do 2030 roku ma wzrosnąć do co najmniej 28,4%. Ciepłownictwo w UE i w Polsce musi wejść w etap gwałtownej transformacji technologicznej polegającej na szybkim zwiększaniu udziałów niskoemisyjnych, a przede wszystkim zeroemisyjnych źródeł ciepła, obniżania zapotrzebowania na ciepło wraz z obniżaniem temperatury czynnika grzewczego oraz stopniowym zmniejszaniu ciepła wytwarzanego w procesach spalania paliw.

2.1. Wizja ciepłownictwa w polskim KPEiK

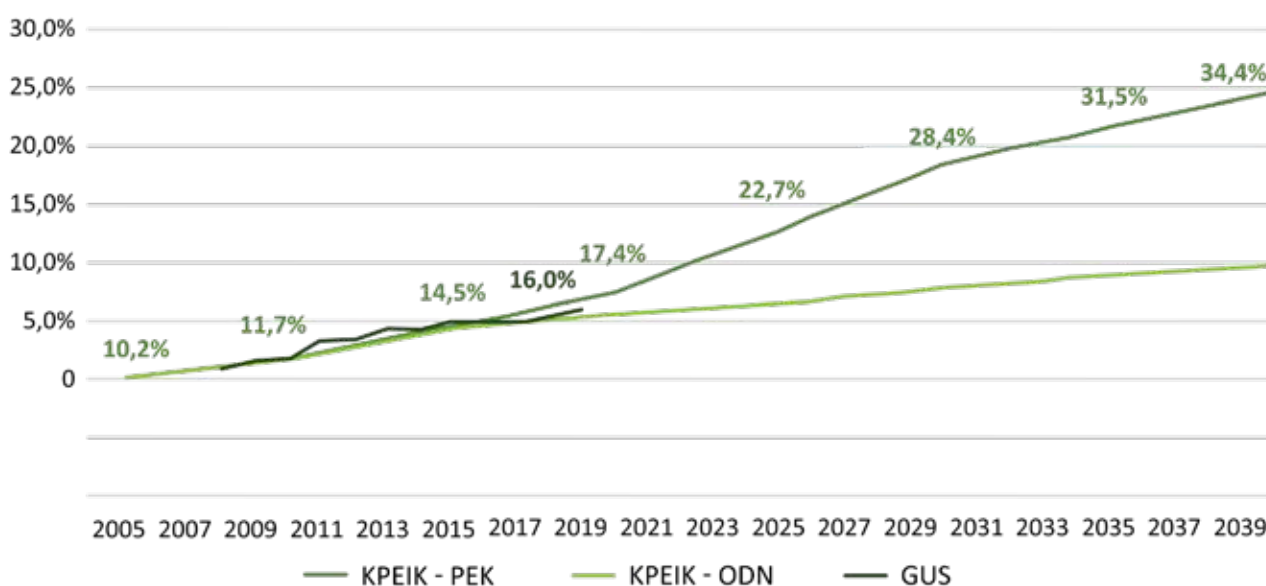
30 grudnia 2019 roku minister właściwy ds. energii przekazał do Komisji Europejskiej, zgodnie z wymaganiami Parlamentu Europejskiego, plan, według którego rozwijać się ma polski sektor energii w latach 2021–2030, przy szczególnym uwzględnieniu poszanowania środowiska i ochrony klimatu. KPEiK przyjmuje cel udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto na poziomie 23% pod warunkiem przyznania

Polsce dodatkowych środków unijnych na sprawliwą transformację. Ciepłownictwo jest wspominane przy okazji obniżenia emisyjności oraz efektywności energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych, kogeneracji i oszczędności w zużyciu. Średnioroczny przyrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie ma wynosić 1,1 pkt proc do poziomu 28,4% w 2030 roku.

Wraz z postępowaniem prac nad Europejskim Zielonym Ładem tworzone są też bardziej ambitne scenariusze¹⁵, zwiększające udział ciepła OZE w systemach ciepłowniczych do niemal 40% w 2030 roku. Zaledwie rok po publikacji KPEiK przyjęte cele w zakresie OZE dla ciepłownictwa wydają się niewystarczające w stosunku do rosnących wymagań polityki klimatyczno-energetycznej UE i przyjętej ścieżki dekarbonizacji całej europejskiej energetyki.

2.2. Prognozy dla ciepła z OZE wg Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu

Scenariusz PEK (polityki energetyczno-klimatycznej) w Krajowym Planie działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) zakłada rozwój wykorzystania OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie zgodnie ze scenariuszem zalecanym zawartym w dyrektywie RED II, tj. średnioroczny wzrost 1,1 pkt. proc. do 2030 roku (dla krajów nie korzystających z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego) i jego wdrożenie ma zapewnić Polsce

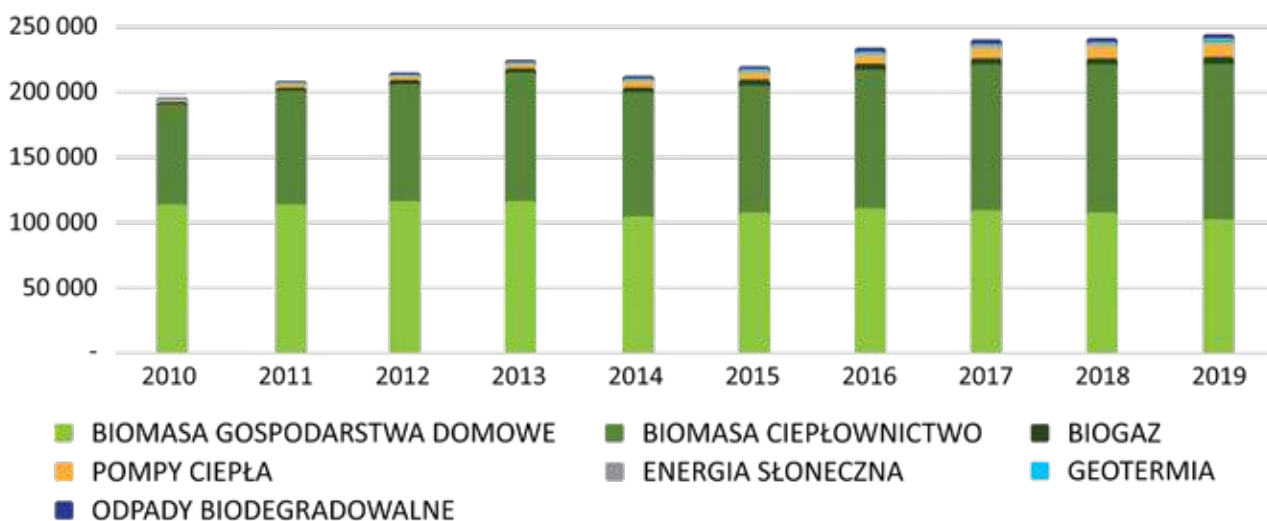


Rysunek 5. Porównanie planowanego udziału energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie do 2030 roku wg scenariusza PEK i ODN (z prognozą do 2040) z danymi dotyczącymi energii ze źródeł odnawialnych GUS.

Źródło: KPEiK. GUS. Oprac. IEO

¹⁴ EU28 (z Wielką Brytanią). Dla krajów EU27 wynosił on 21,13%.

¹⁵ Instytut Energetyki Odnawialnej: Energia odnawialna w ciepłownictwie. Raport dla Forum Energii. Warszawa, maj 2020r.



Rysunek 6. Zużycie energii z OZE w ciepłownictwie w Polsce wg metodyki SHARES.

Źródło: Eurostat. Opracowanie: IEO

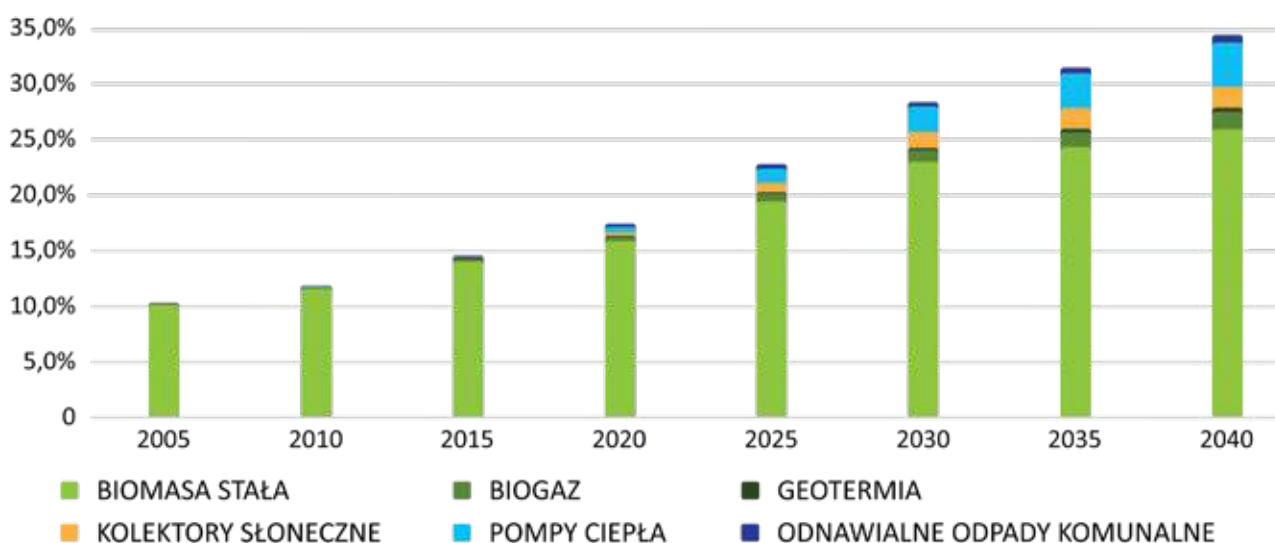
28,4% energii z OZE w ciepłownictwie do 2030 roku. Bez wdrożenia polityki energetyczno-klimatycznej (tzw. scenariusz *business as usual*), udział OZE w zużyciu energii brutto w 2030 roku szacowany jest na ok. 17,7% (scenariusz ODN – odniesienia). W 2019 roku udział ten wynosił niemalże 16%, zaś w 2020 ma wynieść 17,4%.

Powyżej zaprezentowano strukturę zużycia energii z OZE w ciepłownictwie w Polsce. Od początku ubiegłej dekady struktura ta nie zmieniła się. Nadal kluczowym źródłem energii odnawialnej jest biomasa, odpowiadająca łącznie za 94,3% zużycia (przy czym 46,2% stanowi biomasa zużywana w sektorze

gospodarstw domowych, zaś 48,1% biomasa w sektorze ciepłownictwa systemowego). Pozostałe źródła mają charakter marginalny, stanowiąc jedynie: 0,4% (geotermia), 1,0% (energia słoneczna), 1,1% (pompy ciepła i elektroogrzewnictwo), 1,3% (odpady biodegradowalne), 1,9% (biogaz).

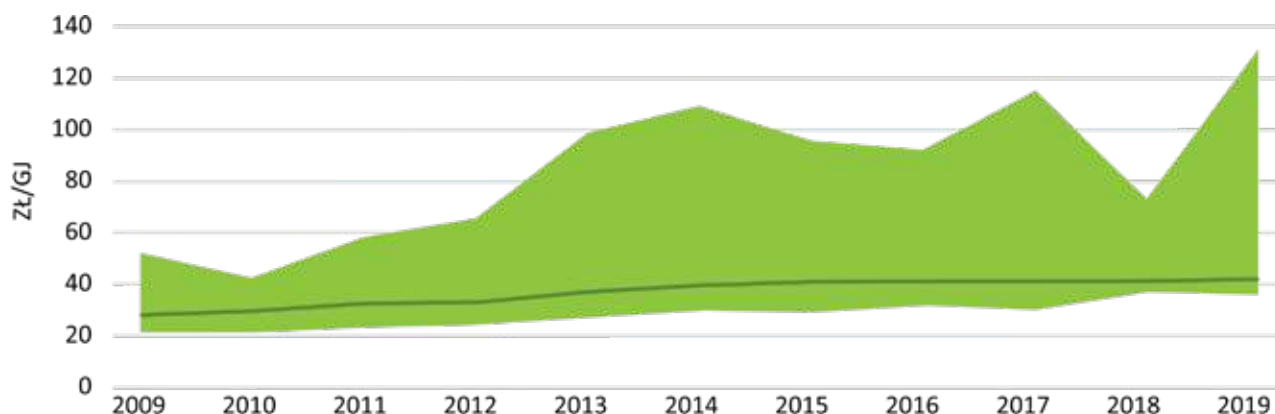
Głównym sposobem, zawartym w KPEiK, na zmniejszenie emisyjności istniejących ciepłowni opartych na węglu ma być przechodzenie wprost na kotły opalane biomasą.

Przez najbliższe lata udział biomasy w ogólnym zużyciu energii brutto na potrzeby ciepłownictwa



Rysunek 7. Prognoza udziałów poszczególnych źródeł energii odnawialnej w zużyciu energii końcowej brutto.

Źródło: KPEiK. Opracowanie: IEO



Rysunek 8. Średnia cena ciepła (bez usługi przesyłowej) wytworzonego z biomasy.

Źródło: URE. Oprac: IEO

i chłodnictwa będzie rósł, do poziomu ok. 23%, spadnie zaś z 98,6% do ok. 80% jej udział w zużyciu energii odnawialnej brutto. Znaczenie zaczną mieć źródła takie jak kolektory słoneczne, biogaz, pompy ciepła oraz odpady komunalne, co razem ma złożyć się na planowane 28,4% zużycia energii z OZE w ciepłownictwie w 2030 roku. Przy okazji transformacji energetycznej podkreślono także wpływ gazu ziemnego w okresie przejściowym, głównie, jeśli chodzi o elektroenergetykę, ale znaczenie mogą mieć także źródła szczytowe i kogeneracyjne na gaz ziemny instalowane w ciepłowniach.

Problematyczne okazać się może tak znaczące wykorzystanie biomasy. Jak pokazują statystyki, cena ciepła produkowanego z tego surowca w skali kraju jest silnie zróżnicowana, a zatem ryzykowna.

Na powyższym rysunku przedstawiono wykres cen ciepła produkowanego z biomasy w ostatniej dekadzie. Ciemnozieloną linią oznaczono średnią cenę w skali kraju, zaś na jasnozielono zaznaczono zakres cen, jakie występowały w poszczególnych województwach. Od 2013 roku zdarzały się województwa, w których ciepło wyprodukowane z biomasy było droższe od średniej ceny nawet o 50 zł/GJ. Województwem, w którym występowały najwyższe ceny produkcji ciepła z tego surowca było zazwyczaj województwo lubelskie (górna krawędź obszaru), zaś najniższe ceny dotyczyły głównie województwa świętokrzyskiego, a zatem nawet w województwach ze sobą sąsiadujących istnieją znaczne różnice.

Założenia rozwoju ciepłownictwa do 2030 roku, w tym ciepłownictwa opartego na OZE, przyjęte w KPEiK są krokiem naprzód w stosunku do trendów w latach 2011–2020, które dążyły do utrzymania statusu quo. Trudno ocenić na ile obecne

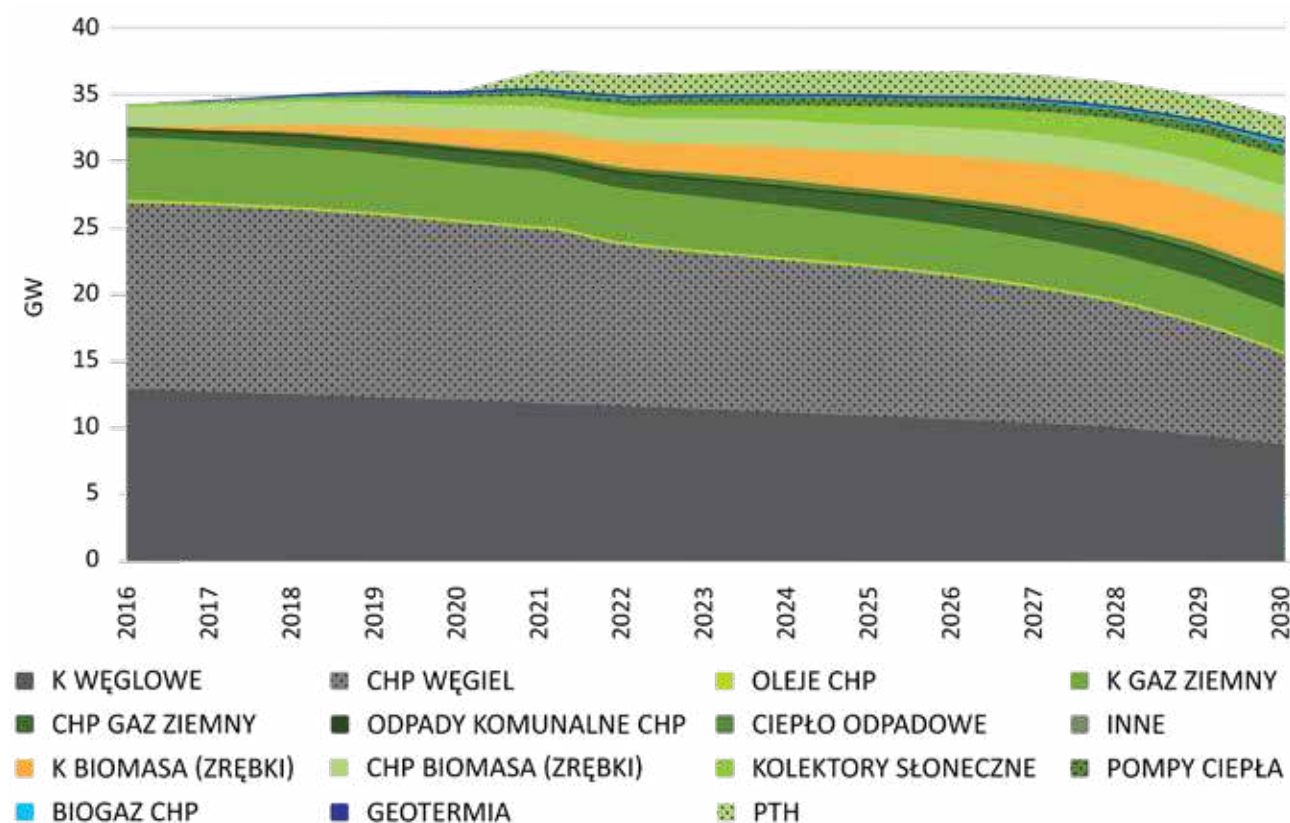
oficjalne plany są osadzone w odpowiednim otoczeniu regulacyjnym, które pozwoli na inwestycje i przyspieszoną transformację. Rosną też wątpliwości czy polski plan rozwoju OZE w ciepłownictwie systemowym jest wystarczający w stosunku do wymagań UE i czy nie powinien być już teraz zastąpiony bardziej ambitnym i jeszcze bardziej innowacyjnym scenariuszem.

2.3. Scenariusz dla ciepła z OZE zgodny z Europejskim Zielonym Ładem

Według przywołanego w poprzednim podrozdziale scenariusza opracowanego przez IEO¹⁶ w odpowiedzi na publikację Europejskiego Zielonego Ładu (i podniesienie celów UE w zakresie redukcji emisji CO₂ z 40 do 55% do końca nadchodzącej dekady) udział energii z OZE w ciepłownictwie systemowym wzrośnie z 9% w roku 2016 do 39% w 2030 r. Moc zainstalowana zwiększy się ponad 6-krotnie, z niecałych 2 GW do ponad 12 GW w tym samym okresie, co przełoży się to na 37% łącznej mocy OZE w ciepłownictwie systemowym, wobec 5% w 2016r. To z kolei pociągnie za sobą określone potrzeby inwestycyjne i zwiększone zapotrzebowanie na nowe technologie.

Rysunek 9 przedstawia zoptymalizowaną (wg wiedzy na koniec 2020 roku) ścieżkę zmian w mocy zainstalowanej do 2030r.

¹⁶ Instytut Energetyki Odnawialnej: Możliwości inwestycyjne w energetyce odnawialnej w ramach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem. Raport przygotowany na zamówienie Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan oraz Polskiego Funduszu Rozwoju. Warszawa, czerwiec 2020r.



Rysunek 9. Struktura mocy wykorzystywanej w ciepłownictwie systemowym wg scenariusza zgodnego z Europejskim Zielonym Ładem.

Źródło: Opracowanie IEO

Scenariusz zakłada, że transformujące się, zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem, polskie ciepłownictwo absorbuje środki na inwestycje pozyskując nowych odbiorców (a nie tracąc klientów jednocześnie brnąć w koszty i tkwić w obecnym modelu) i włączając się tym samym w walkę z niską emisją. W ten sposób ciepłownictwo szybko podnosi moce zainstalowane w OZE z 4 GW w 2020 roku do 12 GW w 2030 roku, przy największych przyrostach nowych mocy w następujących technologiach: biomasa (2,9 GW), elektroogrzewnictwo oparte na OZE (1,7 GW), kolektory słoneczne (1,6 GW) oraz pompy ciepła (0,6 GW).

Scenariusz inwestycyjny dla ciepłownictwa, przygotowany przez IEO jest znacznie bardziej ambitny w porównaniu do scenariusza nakreślonego w Krajowym Planie dla Energii i Klimatu, z grudnia 2019 roku. Podczas gdy w KPEiK maksymalnym osiągalnym poziomem udziału OZE w 2030 roku jest 28,4%, scenariusz

IEO osiąga podobny procent już w 2025 roku (26,86%), kończąc w 2030 roku na około 40%.

Zgodnie ze scenariuszem koszty transformacji ciepłownictwa systemowego na nowe technologie i instalacje w latach 2021–2030 osiągną poziom ok. 25 miliardów złotych. Wśród całkowitych nakładów, ponad 10% (2,5 mld zł, średniorocznie 0,25 mld zł) stanowią kolektory słoneczne. Wdrożenie technologii Green Power-to-Heat to koszt około 1,3 mld zł (średniorocznie 0,13 mld zł) do 2030 roku. Szczegółowa struktura kosztów i zapotrzebowanie na kredyty bankowe na realizację tego scenariusza przedstawionej zostały w rozdziale 8.

Opisany powyżej bardziej ambitny scenariusz zgodny z Europejskim Zielonym Ładem może okazać się bardziej realnym z uwagi na to, że otworzyłby dostęp do środków UE na ambitny klimatycznie i technologicznie strategiczny program inwestycyjny.



Regulacje i wymagania stawiane ciepłownictwu systemowemu



Komisja Europejska, poprzez swoje regulacje i rozporządzenia, jest głównym motorem napędowym zmian proekologicznych w całym sektorze energetycznym, w tym w sektorze ciepłownictwa. Wymagania stawiane przedsiębiorstwom ciepłowniczym dotyczą głównie substancji emitowanych przez instalacje produkujące ciepło na potrzeby mieszkańców oraz przemysłu. Są to głównie:

- tlenki azotu (NO_x)
- tlenki siarki (SO_2)
- pyły

Wymagania stawiane sektorowi ciepłowniczemu są zależne od wielkości instalacji, co sprowadza się do ilości mocy dostarczanej w paliwie.

Małe i średnie jednostki spalania – dyrektywa MCP

Ciepłownie posiadające źródła o mocy większej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW podlegają tzw. dyrektywie MCP¹⁷ – średnich źródeł spalania (ang. *medium combustion plants*). Została ona przyjęta przez Senat RP we wrześniu 2017 roku. Dotyczy ona dopuszczalnych wielkości emisji do powietrza SO_2 , NO_x i pyłów i zobowiązuje do przestrzegania tych emisji:

- od dnia 20 grudnia 2018 roku – nowe średnie obiekty energetycznego spalania¹⁸
- od dnia 1 stycznia 2025 roku – istniejące średnie obiekty energetycznego spalania większe niż 5 MW
- od dnia 1 stycznia 2030 roku – istniejące średnie obiekty energetycznego spalania większe niż 1 MW

Istnieje możliwość zwolnienia niektórych źródeł z dopuszczalnych limitów emisji określonych w załącznikach do dyrektywy MCP pod warunkiem użytkowania danego źródła jako źródło szczytowe, tzn., których czas funkcjonowania, określony jako średnia krocząca z pięciu lat, wynosi nie więcej niż 500 godzin rocznie.¹⁹

Według URE²⁰, w 2019 roku 54% z 375 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych

zajmujących się produkcją ciepła, wytwarzało ciepło w źródłach do 50 MW.

Duże jednostki spalania – konkluzje BAT

Według nomenklatury Komisji Europejskiej, duże jednostki energetycznego spalania to takie, w przypadku których dostarczana moc cieplna w paliwie przekracza 50 MW²¹. Są one objęte konkluzjami najlepszych dostępnych technologii dla dużych źródeł energetycznego spalania (tzw. konkluzje BAT), sporządzonych na podstawie dokumentu referencyjnego BAT (ang. *BREF*) i dotyczą nie tylko emisji SO_2 , NO_x i pyłów, ale także wprowadzają wymagania emisyjne dotyczące innych szkodliwych substancji takich jak rtęć, amoniak, chlorowódz, fluorowódz.

Konkluzje BAT zaczynają obowiązywać 16 sierpnia 2021 roku. Wyjątkowo, skorzystać z derogacji mogą jednostki, które zostały oddane do użytku przed 27 listopada 2002 roku oraz odprowadzają co najmniej 50% ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego. Jednostki te będą miały przedłużony okres na dostosowanie się do 31 grudnia 2022 roku. Oznacza to, że 1 stycznia 2023 roku, jednostki, które nie zostaną zmodernizowane – będą musiały zostać wyłączone lub poniosą stosowne kary.

Jednostki, które nie spełnią wymagań, ale będą musiały pracować dalej (np. elektrociepłownie, które są jedynym źródłem ciepła dla miast), zostaną obciążone karami. W przypadku źródła o mocy 100 MW praca bez ważnego pozwolenia zintegrowanego przedsiębiorstwa to koszt ok. 3,2 mln zł na rok. Do tego należy doliczyć kary za przekroczenie emisji w wysokości ok. 9 mln zł na rok za wyłączenie z systemu EU ETS (w wyniku braku pozwolenia zintegrowanego, co zwiększa koszt emisji tony CO_2 do 100 euro), ewentualne kary naliczane przez URE oraz WIOŚ, które mogą wynieść ok. 15 mln zł. W skrajnym wypadku ciepłowni o mocy 100 MW grożą kary w wysokości ok. 102 mln zł²².

Spełnienie standardów emisyjnych to nie jedyne wyzwanie stojące obecnie przed ciepłownictwem. Wspomniana wcześniej dyrektywa OZE z grudnia 2018 r. (RED II)²³, poza tym, że wprowadza wiążący cel unijny 32 proc. udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r., to ustala też od 2021 r. coroczny poziom wzrostu udziału ciepła i chłodu z OZE oraz ciepła odpadowego w strumieniu

¹⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

¹⁸ „nowy średni obiekt energetycznego spalania” oznacza obiekt oddany do użytkowania po 20 grudnia 2018 roku

¹⁹ Artykuł 6, pkt 3. dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania 2015/2193

²⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/charakterystyka-ryнку/9084,2019.html>

²¹ <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/large-combustion-plants-0>

²² Szacunki na podstawie raportu „CIEPŁO DO ZMIANY”. POLITYKA INSIGHT, 2020 rok.

²³ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych



ciepła dostarczanego odbiorcom o minimum 1,3 pp. do 2030 r. Cel ten może się niebawem zwiększyć wraz z wdrażaniem ustaleń Europejskiego Zielonego Ładu (zwiększanie celów redukcji emisji gazów cieplarnianych przez UE do 2030 r. do 55 proc). Ponadto dyrektywa o charakterystyce energetycznej budynków nakłada obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku, czyli zmniejszenia jego energochłonności lub dodania odnawialnego źródła energii. Może się okazać, że indywidualne źródło ciepła będzie dla inwestora tańsze niż podłączenie się do sieci ciepłowniczej.

Powyższe regulacje nie pozostawiają wątpliwości co do racjonalnych kierunków dalszych działań ciepłowni. Ciepłownictwo polskie wobec zaostrzonych wymagań środowiskowych i uwarunkowanego ich spełnieniem dostępu do środków UE na transformację energetyczną oraz wobec nieuchronności wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (wraz z końcem tzw. derogacji – zwolnień z opłat) powinno wejść w etap przyspieszanych inwestycji w OZE, w szczególności w źródła zeroemisyjne.

Poza kosztami dostosowania do nowych standardów emisyjności szybko rosną też koszty opłat za korzystanie ze środowiska, które w ciepłownictwie między rokiem 2017 a 2019 wzrosły o 37% – do 324 mln zł.

Największym jednak wyzwaniem dla ciepłownictwa, w tym zarówno dla dużych jak i większości średnich jednostek wytwórczych w systemach ciepłowniczych są jednak koszty związane z emisjami CO₂. Ciepłownie (w tym elektrociepłownie) o mocy powyżej 20 MW muszą kupować uprawnienia do emisji w ramach systemu EU ETS. Jeszcze na początku 2018 roku wyemitowana tona CO₂ r. kosztowała 5 euro, a pod koniec tego samego roku już niemal 25 euro, a na koniec 2020 roku – 35. Doprowadziło to do gwałtownego wzrostu kosztów wytwarzania ciepła. Wg danych URE tzw. „pozostałe koszty zmienne” (w tej kategorii ujmują się wydatki na CO₂) wzrosły z 281 mln zł w 2017 r. do 430 mln zł rok później i aż 767 mln zł w 2019 roku. W ciągu dwóch lat pozycja ta zwiększyła się o 85%.

O ile w 2018 r. sektor utrzymał swoje wyniki w ry-
zach, to w 2019 roku jego rentowność osiągała
wartości ujemne. W efekcie wynik finansowy brutto
całego sektora wyniósł -543 mln zł. Wyniki sektora
pociągnęła w dół kogeneracja na paliwach kopal-
nych, której rentowność spadła do poziomu -6%.
Miało to przede wszystkim związek z narastającymi
problemami Polski z notyfikacją (zatwierdzeniem)
w Komisji Europejskiej pomocy publicznej dla koge-
neracji na paliwach kopalnych. Warto zauważyć, że
dyrektywa w sprawie wspierania kogeneracji w opar-
ciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe weszła
w życie 2004 roku i od czasów tego dokumentu UE
już nie zaproponowała nowego dokumentu aktyw-
nie wspierającego kogenerację. Dyrektywa z 2012 r.
w sprawie efektywności energetycznej obligowała
państwa członkowskie jedynie do kompleksowej
oceny zastosowania wysokosprawnej kogenera-
cji. Wprowadzony w 2019 roku model taryfowania
dla kogeneracji z opóźnieniem przenosił wzrost
kosztów na ceny ciepła co uderzyło w elektrociep-
łownie. W generalnych zasadach Zielonego Ładu
ciepłownictwo nie będzie mogło liczyć na wsparcie
dla kogeneracji na paliwach kopalnych, a nawet je-
żeli w okresach przejściowych takie wsparcie bę-
dzie miało miejsce dla kogeneracji gazowej to okres
możliwego wsparcia będzie krótki, a rosnące koszty
związane z opłatami za emisję CO₂ zniwelują ew.
korzyści z systemu wsparcia. Bezpośrednie emisje
CO₂ ze spalania gazu są bowiem tylko o połowę niż-
sze od emisji ze spalania węgla, a dodatkowo UE po
przyjęciu tzw. dyrektywy metanowej będzie wliczała
w emisję z procesów spalania gazów także emisję
z etapu jego wydobycia i wycieków na przesyłce gazu.

Ciepło wytwarzane w kotłach ciepłowniczych bez
kogeneracji też miało niską, choć nieujemną ren-
towność na poziomie 1,7%. Warto jednak zauwa-
żyć, że w dotychczasowych regulacjach krajowych
ciepło znacznie taniej (nawet do 20%) produkowały
elektrociepłownie niż zwykłe ciepłownie. Jednak za-
sadniczo to właśnie wzrost cen uprawnień do emisji
CO₂ sprawił, że ciepło w latach 2028–2020 zaczęło
drożeć.



Analiza dostępności i kosztów technologii OZE dla ciepłownictwa w perspektywie 2030

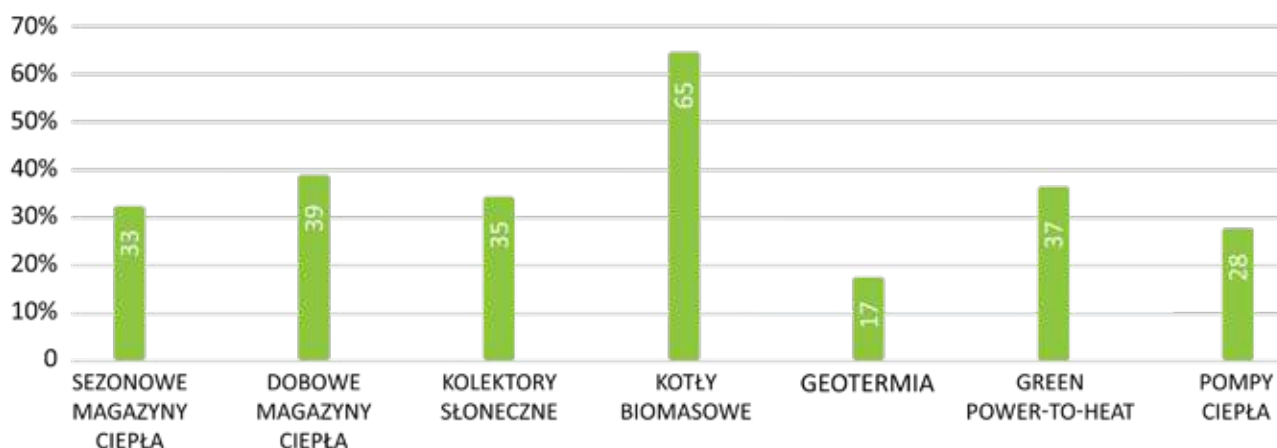




4.1. Technologie odnawialnych źródeł energii interesujące dla branży ciepłowniczej

Unikalną diagnozę aktualnej sytuacji oraz możliwości w zakresie wykorzystania nowych technologii OZE w ciepłownictwie przyniosły wyniki ankiety

przeprowadzonej przez IEO, we współpracy z Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie wśród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. W ankiecie wzięły udział 44 podmioty operujące 49 systemami ciepłowniczymi, o łącznym potencjale wytwórczym na poziomie 7 440 MW, co stanowi 13,7% łącznej mocy zainstalowanej w polskich systemach.



Rysunek 10. Zainteresowanie poszczególnymi technologiami OZE i magazynowania ciepła w ankietowanej grupie przedsiębiorstw. Ozn.: GPtH – (green) power to heat

Źródło: badanie ankietowe IEO

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zamierzają korzystać z różnych źródeł OZE, także tych dotychczas niewykorzystywanych. Stosunkowo największym zainteresowaniem ankietowanych przedsiębiorstw cieszą się kotły na biomasę jako bezpośrednie zamienniki dla kotłów węglowych.

Duże zainteresowanie magazynami ciepła oraz kolektorami słonecznymi to wprost widoczna, postępująca zmiana w podejściu do OZE i ich roli jako źródła szczytowe w systemach ciepłowniczych.

Aż 37% ankietowanych PEC-ów zainteresowanych jest koncepcją wykorzystania nadwyżek taniej energii elektrycznej (GPtH), która w połączeniu z magazynami ciepła (krótkoterminowymi lub sezonowymi) może w znacznym stopniu poprawić efektywność systemu ciepłowniczego.

4.2. Nowoczesne technologie odnawialnych źródeł energii dla systemów ciepłowniczych oraz ich dostawcy

4.2.1. Kolektory słoneczne – wykorzystanie energii promieniowania słonecznego.

Kolektory słoneczne cieszą się niezmiennie wysoką akceptacją społeczną. Większość produkowanych w kraju kolektorów słonecznych może być stosowana w średnich systemach ciepłowniczych (np. spółdzielnie mieszkaniowe) i w dużych systemach ciepłowniczych. Systemy kolektorowe warto stosować wraz z magazynami ciepła, które przechowują ciepłą wodę, gdy produkcja z kolektorów jest większa niż zapotrzebowanie na ciepło. Magazyny krótkookresowe (o objętości do kilku m³) są dostępne na rynku i coraz szerzej stosowane. Magazyny sezonowe (długookresowe) są natomiast technologią, która powinna się rozwijać w najbliższych latach w Polsce. W sensie rozłożonego kosztu produkcji ciepła (tzw. LCoH) kolektory słoneczne, jako źródła uzupełniające w systemach ciepłowniczych, są technologią zdecydowanie najtańszą, a z sezonowymi magazynami ciepła stają się jeszcze bardziej efektywne.

Zestawienie polskich wielkowymiarowych systemów kolektorów słonecznych o mocach powyżej 350 kW przedstawiono w poniższej tabeli

Tabela 1. Zestawienie wielkowymiarowych systemów kolektorów słonecznych o mocach powyżej 350 kW.

Instalacja	Powierzchnia [m ²]	Moc [kW]
Łódź, 2008 – SM Radogoszcz	7 368	5 158
Zamość, 2012 – SM im. Jana Zamoyskiego	2 500	1 750
Gołdap, 2011	2 140	1 498
Częstochowa, 2006 – WSzS w Częstochowie	1 500	1 050
Poddębice, 2004	1 287	901
Bartoszyce, 2009 – Szpital Powiatowy	1 100	770
Zamość, 2010 – S.P. Szpital Wojewódzki w Zamościu	895	627
Jarnołtówek, 2010 – FWP Sp. z o.o.	869	608
Olsztyn, 2012 – Olsztyńska SM	820	574
Gdańsk, 2010 – Wojewódzki Szpital Specjalistyczny	804	563
Gorzów, 2010	687	481
Poddębice, 2008	580	385
Jurata, 2007 – WZW Jantar	550	406
Busko – Zdrój, 2005 – Sanatorium Włókniarz	516	361

Wśród proponowanych technologii odnawialnych źródeł energii dla ciepłownictwa, kolektory słoneczne są technologią najtańszą inwestycyjnie i najlepiej dostępną na rynku krajowym. Do największych producentów oferujących szeroki wybór kolektorów słonecznych na polskim rynku należą m.in.: **Sunex, Kospel, Galmet, Ensol, Arcon Sunmark, Hewalex, Viessmann oraz Solar-tech.**

- CAPEX: 1 160 000 zł/MW
- OPEX: 900 zł/MW/rok

4.2.2. Kotły biomasowe na zrębki drzewne

W związku z podobnym systemem spalania, biomasa drzewna jest postrzegana jako naturalny (zaliczany do OZE) zamiennik jednostek węglowych, który ma ciągle istotny potencjał rozwoju. Duże kotły ciepłownicze na zrębki drzewne są to urządzenia zazwyczaj mieszczące się w granicach mocy od 500 kW do 20 MW. Wśród licznych polskich producentów kotłów

większych mocy należy wyróżnić takie firmy jak **Altereeco Plus, Galmet, Danstoker, Gras Energia, Graso, Granpal, Sefako, Rafako**. W znakomitej większości są to kotły zautomatyzowane, o sprawności sięgającej 87%. Skatalogowane typosze regie oferowane przez producentów obejmują zakres mocy do 10 MW. Jednostki te są bardzo dobrą alternatywą dla przestarzałych konstrukcji kotłów wodno-rurowych z tego zakresu mocy (np. WR-5).

- CAPEX: 2 900 000 zł/MW
- OPEX: 160 000 zł/MW/rok

Należy wspomnieć, że Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych na lata 2021–2030 tzw. RED II, po 2020 roku, ograniczy zakres paliw z biomasy (zaliczanych do OZE, czyli bez naliczania kosztów uprawnień do emisji CO₂) do wykorzystania w ciepłownictwie. Wprowadzone zostaną nowe kryteria równoważności środowiskowej biomasy, które szczególnie dotkną kotły na biomasę o nominalnej



mocy cieplnej 20 MW i większej. W związku z powyższym, biomasa jako źródło „stabilne” może stanowić zatem uzupełnienie mikśów ciepłowniczych, ale sama w sobie na dużą skalę nie powinna być podstawą przechodzenia z węgla na OZE.

4.2.3. Ciepłownicze moduły geotermalne – ciepło z wnętrza Ziemi

Produkcja ciepła z geotermii uzależniona jest od warunków geologicznych terenu, na jakim położone jest przedsiębiorstwo. W Polsce energia geotermalna jest zakumulowana głównie w podziemnych zbiornikach geotermalnych: wody geotermalne znajdują się

przeciętnie na głębokościach od 1,5 do 3,5 kilometra przy zróżnicowanych poziomach temperatury (temperatura formacji skalnych na głębokości 2 – 2,5 kilometra nie przekracza 100°C). Woda geotermalna do celów ciepłowniczych powinna mieć możliwie wysoką temperaturę (zbliżoną do temperatury zasilania w systemie ciepłowniczym), dużą, stabilną wydajność przez wiele lat eksploatacji oraz możliwie małe zasolenie. Wysokie nakłady inwestycyjne na odwierty i instalacje geotermalne wymuszają poszukiwania pełnego i całorocznego odbioru ciepła. Warunek taki spełnia wykorzystanie ciepła geotermalnego w przedsiębiorstwie ciepłowniczym do całkowitego pokrycia zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową.

Tabela 2. Obecnie funkcjonujące ciepłownie geotermalne w Polsce

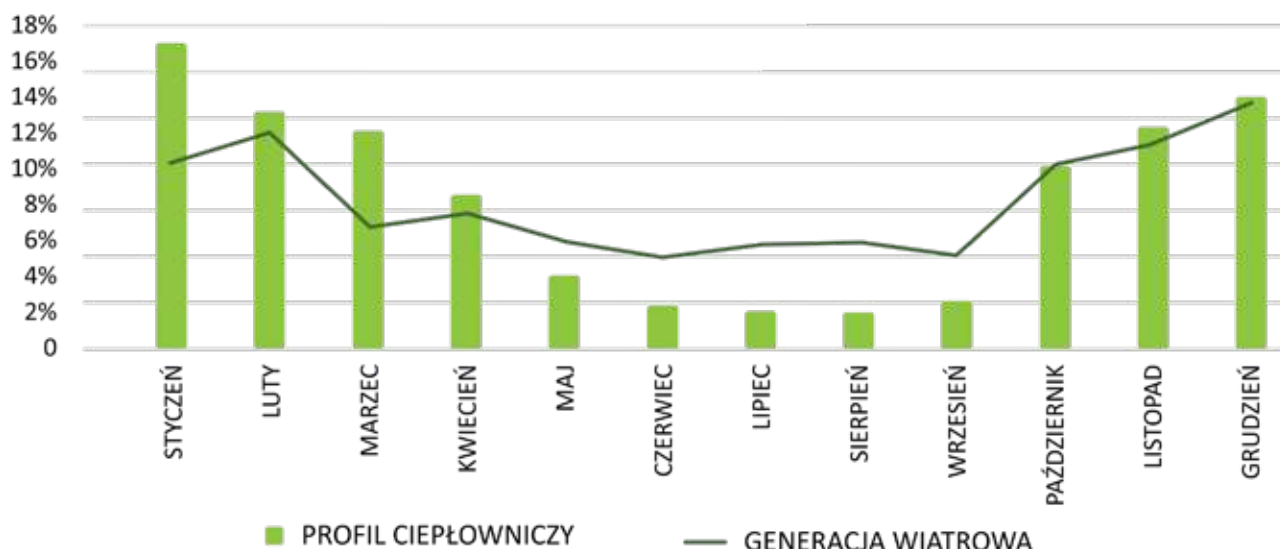
Miasto	Rok powstania	Moc geotermalna [MW]
Bańska Niżna	2001	40,7 (docelowo 70)
Pyrzyce	1996	14,8 (docelowo 50)
Stargard	2012	12 (docelowo 30)
Poddębice	2015	10
Mszczonów	1999	2,7
Uniejów	2006	3,2
Toruń (w fazie realizacji)	2020	25

Jednakże pomimo istniejącego technicznego potencjału geotermalnego w Polsce, ograniczone możliwości techniczne oraz względy ekonomiczne skutecznie powstrzymują rozwój tej technologii. Na inwestycje w źródła geotermalne zdecydowały się, jak dotąd, nieliczne przedsiębiorstwa ciepłownicze. W kilku miastach (m.in. Sieradzu, Tomaszowie Mazowieckim i Szaflarach) rozpoczęły się starania o wybudowanie ciepłowni geotermalnej. Sposoby pozyskiwania energii geotermalnej są wciąż technologiami nowatorskimi wiążącymi się z szeregiem trudności technicznych i eksploatacyjnych. Konieczność wykonywania odwiertów generuje wysokie koszty inwestycji w źródła geotermalne. Do niewielu polskich firm, posiadających doświadczenie w tego typu realizacjach i podejmujących się wykonania odwiertów na wymagane głębokości, należą m. in. **G-Drilling i Geotermia Toruń** oraz **Ferrex**.

- CAPEX: 5 500 000 zł/MW
- OPEX: 108 000 zł/MW/rok

4.2.4. Green power-to-heat – elektroogrzewnictwo

Określenie *Green Power to Heat (GP2H)*, inaczej nazywane jako elektroogrzewnictwo odnosi się bardziej do idei zagospodarowania produkcji energii elektrycznej z najtańszych OZE, w szczególności pogodowo-zależnych wiatrowej i słonecznej w okresach, gdy ceny energii na rynku są najniższe. Koncepcja P2H opiera się na integracji rynków energii elektrycznej i systemów ciepłowniczych. Profil obciążenia ciepłowniczego jest w dużym stopniu skorelowany z profilem generacji wiatrowej w warunkach polskich. Na tej podstawie można wyciągnąć wniosek, że najkorzystniejsze z punktu widzenia ciepłownictwa, ceny energii elektrycznej pojawią się na rynku właśnie w okresie jesienno-zimowym, kiedy zapotrzebowanie jest największe, co stanowi kolejny aspekt pozytywnie przemawiający za integracją sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.



Rysunek 11. Zestawienie profilu obciążenia cieplowniczego oraz generacji wiatrowej

Źródło: PSE, profile cieplownicze oprac. i skorelowane przez IEO

Wyróżnia się 2 podstawowe technologie wykorzystywane w systemowych projektach GP2H, służące konwersji energii elektrycznej na ciepło:

- kotły elektryczne elektrodowe,
- pompy ciepła.

Dostawcy power-to-heat

Koncepcja P2H, jak do tej pory, nie zafunkcjonowała jeszcze szerzej w polskim ciepłownictwie systemowym, przez co na rynku krajowym (poza jednorazowymi dostawcami na potrzeby demonstracji i prototypów) trudno znaleźć dostawców kompleksowych rozwiązań. Rozwiązania „pod klucz” są natomiast bardzo popularne w krajach, gdzie koncepcja P2H zdążyła się już rozwinąć²⁴ (Niemcy, Dania, Szwecja, Francja).

Decydując się na dobór poszczególnych komponentów systemu P2H oddzielnie, można znaleźć zdecydowanie większą liczbę dostawców na rynku polskim, należy natomiast liczyć się z tym, że połączenie wszystkich w integralny system, współpracujący z kotłownią, przynajmniej na początku może okazać się problematyczne i będzie wymagało zatrudnienia wyspecjalizowanej firmy – integratora

Kotły elektryczne elektrodowe

Kotły elektryczne elektrodowe są przeznaczone do pracy w systemach ciepłowniczych, a pojedyncze jednostki wytwórcze tego typu są dostępne w zakresie 0,5-60 MW (przy czym najczęściej spotykane są z zakresu 5-50 MW). Przyłączane są do sieci średniego napięcia. Elektrodowe kotły elektryczne dla ciepłownictwa systemowego w technologii GP2H powinny współpracować z sezonowymi magazynami ciepła (rozdział 4.2.5) w celu uzyskania odpowiedniej efektywności całej instalacji podczas całorocznej pracy.

Kotły elektryczne na polskim rynku można znaleźć w ofercie takich firm jak: **Danstoker**, **Elterm**, **Ekoteh** oraz **Kospel**.

- CAPEX: 310 000 zł/MW
- OPEX: 6 500* zł/MW/rok

* Uśrednione koszty ogrzewania elektrycznego w formule gPtH nie uwzględniają kosztów energii elektrycznej, uzależnionej od prognozy hurtowych cen na rynku hurtowym od 2020 roku.

Wielkoskalowe pompy ciepła

Sprężarkowe pompy ciepła mogą wykorzystywać energię elektryczną P2H do napędu sprężarki, która jest nieodłącznym elementem urządzenia. Pompy ciepła powinny być dobierane w konkretnych, uzasadnionych ekonomicznie przypadkach. Charakteryzują się dużo większymi kosztami jednostkowymi niż kotły elektryczne, niemniej, przy zaistnieniu odpowiednich warunków

²⁴ Układy realizowane na zasadzie „pod klucz” oferuje wiele firm, m.in. duńskie przedsiębiorstwo Elewa, czy niemiecki SEAR posiadający swoje przedstawicielstwo w Polsce



ich zastosowanie może być korzystne, również z punktu widzenia rachunku ekonomicznego (np. w przypadku występowania wysokiego potencjału płytkiej geotermii). Najodpowiedniejszym rodzajem pomp do zastosowań ciepłowniczych (o mocach powyżej 1 MW) są gruntowne pompy ciepła. Pobierają one ciepło z gruntu za pomocą pionowych lub poziomych wymienników ciepła, w których płynie bezpośrednio woda lub czynnik pośredni – solanka. Decydującym składnikiem kosztu produkowanego ciepła jest w tym przypadku nakład inwestycyjny na wykonanie dolnego źródła.

Istnieje wiele firm na polskim rynku, oferujące pompy ciepła różnej wielkości. Te firmy to m.in. **Vaillant**, **Viessman**, **Nibe-Biawar** oraz **Galmet**.

- CAPEX: 3 000 000 zł/MW
- OPEX: 70 000 zł/MW/rok

4.2.5. Sezonowe magazyny ciepła

W przypadku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za zastosowaniem magazynu ciepła, jest sezonowa dysproporcja w podaży ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniu na ciepło. W przypadku wdrożenia koncepcji Green Power to Heat, magazyny sezonowe ciepła muszą przejąć i przechować energię do momentu w której pojawi się na nią popyt.

Sezonowe magazyny ciepła są technologią już skomercjalizowaną w niektórych krajach europejskich (np. Dania, Niemcy, Szwecja oraz Holandia). W Polsce, w 2014 roku powstała pierwsza, demonstracyjna instalacja w małej skali²⁵, która współpracuje z pompą ciepła i kolektorami słonecznymi. Magazyny sezonowe dzielą się na kilka rodzajów:

- magazyn (akumulator) wodny naziemny (ang. Tank Thermal Energy Storage – **TTES**) – zbiornik

wykonany z żelbetu, stali nierdzewnej, czasem szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym napełniany wodą, o pojemnościach od kilku do kilku tys. metrów sześciennych,

- magazyn (akumulator) żwirowo – wodny zagłębiony w grunt (ang. Pit Thermal Energy Storage – **PTES**) – do magazynowania ciepła wykorzystywana jest mieszanka ziemi lub żwiru z wodą (istotną cechą materiału wypełniającego magazyn jest jego porowatość oraz przepuszczalność, a także wytrzymałość na ściskanie),
- magazyn (akumulator) w warstwie wodonośnej (ang. Aquifer Thermal Energy Storage – **ATES**) – do gromadzenia ciepła wykorzystuje się naturalne, zamknięte, podziemne zbiorniki wodne. Woda z tych zbiorników jest po wydobyciu dogrzewana, a następnie z powrotem wpompowywana do złoża,
- magazyn (akumulator) typu "sonda ziemna" (ang. Borehole Thermal Energy Storage – **BTES**) – materiałem magazynującym ciepło jest warstwa gruntu.

Instalacje sezonowych magazynów ciepła charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Jednakże koszty jednostkowe znacznie maleją wraz ze wzrostem pojemności magazynu. Aby uzyskać odpowiedni efekt skali i maksymalizować korzyści płynące z zastosowania tego typu magazynów, powinno się je wdrażać do systemów o stosunkowo dużym rozbiórce energii (osiedle domów wielorodzinnych i większych). Obecnie na rynku krajowym jest niewiele firm, które oferowałyby instalacje tego typu na zasadzie „pod klucz”. Można znaleźć firmy podejmujące się realizacji prototypowych magazynów sezonowych ciepła. Za przykład może posłużyć **Mostostal**, który zrealizował instalację pilotażową w lokalnej ciepłowni w Ząbkach. Technologią sezonowych magazynów ciepła zainteresowane są też firmy z branży kolektorów słonecznych (np. **Sunmark Arcon**), z zawodowej energetyki, w tym sektora kotłów na biomasę, np. **Rafako** lub specjalizujące się w hybrydowych instalacjach grzewczych (**Galmet**).

Tabela 3. Szacunkowe wskaźniki kosztów dla sezonowych magazynów ciepła (z wyłączeniem BTES),

Technologia OZE	Pojemność	CAPEX	OPEX
	MWh	zł/MW	zł/MW/rok
sezonowy – TTES	3 -1500	400 000	1 700
sezonowy – PTES	5000 – 40 000	389 000	2 000
sezonowy – ATES	30 – 800	7 500 000	7 500

Źródło: Oprac. IEO

²⁵ URL: <https://www.gramwzielone.pl/trendy/16510/pierwszy-w-polsce-sezonowy-magazyn-ciepła>

4.3. Łączenie nowoczesnych technologii OZE w ciepłownictwie i elektroenergetyce – korzyści sectors coupling – studium przypadku

Integracja sektorów (sectors coupling) w kontekście obszaru „energetyka” oznacza połączenie elektroenergetyki i ciepłownictwa. Połączenie to oznacza wspólne korzyści dla obu sektorów, poprzez wykorzystanie energii elektrycznej w ciepłownictwie w ramach technologii Power to Heat. Zarówno w ciepłownictwie systemowym jak i indywidualnym.

Szczególnie należy zwrócić uwagę na Green Power to Heat, czyli zagospodarowanie energii elektrycznej z najtańszych OZE, w szczególności pogodowo-zależnych źródeł wiatrowych i słonecznych w okresach, gdy ceny energii elektrycznej na rynku są najniższe. Postępujący rozwój źródeł rozproszonych (przyłączonych do sieci średnich i niskich napięć – w pobliżu odbiorców) wymusza potrzebę rozwoju rynkowych, lokalnych mechanizmów zarządzania siecią. Powinien on zastąpić tradycyjny, scentralizowany (administracyjny) sposób prowadzenia sieci i jednocześnie ograniczyć inwestycje w sieci przesyłowe wysokiego i najwyższego napięcia – kosztowne i trudne w realizacji ze względów społecznych.

Podtrzymywanie narracji tradycyjnej, zorientowanej na centralną rolę źródeł węglowych, w szczególności poprzez:

- pogoń za maksymalizacją sprawności jednostek wytwórczych na drodze maksymalizacji ich parametrów (budowa bloków klasy 1000 MW, bez uwzględnienia ich negatywnego wpływu na otoczenie w całym łańcuchu technologicznym -pozyskania paliwa, zapotrzebowania na wodę, emisji do atmosfery, odpadów paleniskowych oraz wpływu na KSE w kontekście kryterium N-1 i na topologię sieci),
- pozorne obniżanie emisyjności bloków węglowych (koncepcja „duobloków”, zastępujących dotychczas eksploatowane bloki klasy 200 MW zespołami częściowo wykorzystującymi biomasę),
- finansowanie projektów badawczych zorientowanych na poprawę elastyczności źródeł węglowych,

stoi w kontrze do rozwiązań istotnie potrzebnych, wykorzystujących technologie innowacyjne nie tylko w zakresie wytwarzania energii (jakimi są OZE) ale także zarządzania siecią (Smart Grid) i zachowaniem odbiorców energii (ang. *Demand Side Management*) oraz zróżnicowanego technologicznie magazynowania energii i jej wykorzystywania wielosektorowego (sector coupling).

To właśnie wykorzystanie w ciepłownictwie pasm tańszej energii z OZE w ramach *sectors coupling* jest odpowiedzią na problem ich niezbilansowania. Jest to znacznie tańsze i bardziej proekologiczne rozwiązanie niż wspieranie tradycyjnych bloków węglowych mechanizmem Rynku Mocy. W hierarchii instrumentów na rzecz bilansowania mocy elektrycznych i ciepłych najpierw należałoby wykorzystać mechanizm (proste rezerwy) *sectors coupling*, a dopiero w drugiej kolejności można byłoby rozważać wprowadzenie Rynku Mocy.

Technologie mające zastosowanie w systemowych projektach GPtH, służące konwersji energii elektrycznej na ciepło to kotły elektryczne elektrodowe i pompy ciepła. Aby osiągnąć pozytywne efekty z łączenia sektorów obie te technologie potrzebują magazynów ciepła. Magazyn ciepła pozwala na zużycie energii elektrycznej w czasie, gdy jej cena jest niska i skorzystanie ze zmagazynowanego ciepła, gdy będzie na nie zapotrzebowanie. Taki mechanizm pozwala na zużycie nadmiarowej, niebilansowej energii elektrycznej oraz wygładzenie krzywej zapotrzebowania zarówno na ciepło jak i na energię elektryczną²⁶.

W ciepłownictwie systemowym możliwe do zastosowania są duże kotły elektrodowe, które wykorzystują bezpośrednio prąd do podgrzewania wody oraz wielkoskalowe pompy ciepła. Te ostatnie oprócz energii elektrycznej potrzebują jeszcze dolnego źródła ciepła. Dolnym źródłem ciepła może być grunt, powietrze, woda geotermalna lub woda podgrzana wstępnie przez kolektory. Montaż dolnego źródła ciepła komplikuje układ technologiczny pompy ciepła oraz zwiększa ilość podzespołów. To generuje wysokie koszty inwestycyjne w porównaniu do kotła elektrodowego. CAPEX wielkoskalowej pompy ciepła wynosi 3 000 000 zł/MW, zaś CAPEX kotła elektrodowego jest o rząd wielkości mniejszy i wynosi ok 300 000 zł/MW. Jest to bardzo duża przewaga kotłów elektrodowych szczególnie dla ciepłownictwa systemowego, które ma bardzo duże potrzeby inwestycyjne a nie ma środków na modernizację.

W Polsce elektroogrzewnictwo systemowe jest jeszcze innowacją. Natomiast w Europie są już przykłady instalacji, które funkcjonują w systemach ciepłowniczych. W 2015 r. miasto Aarhus w Danii rozbudowało moc elektrociepłowni poprzez dodanie kotła elektrodowego o mocy 80 MW oraz pompy ciepła o mocy 2 MW w celu dostarczenia ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Kocioł elektryczny, pompa ciepła i magazyn ciepła wykorzystują nadmiar generacji wiatrowej w zachodniej Danii, które jest zwykle największe

²⁶ International Energy Agency, „Renewable Energy Policies in a Time of Transition – Heating and Cooling”, 2020 ISBN 978-92-9260-289-5 str. 14.



w miesiącach zimowych, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest największe. W Berlinie (Niemcy), przyłączono największą instalację wytwarzającą energię elektryczną na potrzeby sieci ciepłowniczej. Blok grzejny o mocy 120 MW ma produkować i przechowywać ciepło z nadmiarowej energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. W Szkocji, na

Orkadach gospodarstwa domowe są zaopatrywane w energię przez urządzenia grzewcze, które pobierają nadmiar mocy generowanej przez wspólnotową turbinę wiatrową. Gospodarstwa domowe są podłączone do Internetu i ich urządzenia grzewcze są włączane po otrzymaniu przez turbinę wiatrową sygnału ograniczenia mocy.²⁷

²⁷ International Energy Agency, „Renewable Energy Policies in a Time of Transition – Heating and Cooling”, 2020 ISBN 978-92-9260-289-5

Analizy ekonomiczne dla modelowych ciepłowni oraz elektrociepłowni





W ramach prognozy proponowany jest scenariusz modernizacji ciepłowni do standardów zgodnych z wymaganiami dyrektywy MCP²⁸, która dotyczy źródeł o mocach poniżej 50 MW, a jednocześnie obciążanej kosztami nabywania uprawnień do emisji CO₂ w systemie handlu emisjami ETS (ciepłownie o mocach powyżej 20 MW). W tym zakresie mocy funkcjonuje najwięcej ciepłowni miejskich. Do analiz, jako reprezentatywne dla tej grupy, wybrano Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich. PEC Końskie wykazuje znaczne ambicje w kierunku „zielonego ciepłownictwa” i ma konkretne plany inwestycyjne, które pozwalają na określenie kosztów transformacji. Rozsądne wydaje się zatem porównanie strategii „adaptacji”, pozwalającej na dalsze funkcjonowanie ciepłowni w reżimie Dyrektywy MCP oraz strategii „zielonej transformacji”, korzystającej w dużej mierze z odnawialnych źródeł energii, ograniczającej emisję szkodliwych

substancji oraz mogącej otrzymać wsparcie ze środków publicznych (zgodnie z zasadami „zielonej taksonomii”).

Wybrane referencyjne i reprezentatywne w skali kraju miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze dysponuje łączną mocą zainstalowaną w urządzeniach ciepłowniczych na poziomie 42,3 MW oraz wysokotemperaturową siecią ciepłowniczą o łącznej długości 14,286 km. Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła pracującym tylko na centralne ogrzewanie (CO) jest centralna kotłownia węglowa, pracująca w oparciu o kocioł wodny WLM-25 i kocioł wodny WR-15 o łącznej mocy znamionowej 38 MW. Łączna moc zamówiona przez odbiorców wynosi 18,18 MW. Maksymalne zapotrzebowanie na moc w ostatnim sezonie grzewczym wyniosło 10,7 MW. Centralna kotłownia węglowa produkuje około 130 000 GJ ciepła brutto rocznie.

Tabela 4. Zestawienie parametrów aktualnych źródeł wytwórczych w referencyjnej ciepłowni

	WR-15	WLM-25
Rok uruchomienia	2012	1969
Rok remontu kapitalnego		2009
Moc zainstalowana ciepłownicza [MWt]	15	23
Sprawność wytwarzania ciepła [%]	86%	82%
Maksymalna moc osiągnięta w ostatnim sezonie grzewczym 2019/2020 [MWt]	10,7	10
Liczba godzin pracy w ostatnim sezonie grzewczym 2019/2020 [h]	2997	2248

5.1. Scenariusz adaptacji

Scenariusz adaptacji polega na ciągłym dostosowaniu się ciepłowni do rosnących wymagań środowiskowych i kontynuacji wykorzystania przez

przedsiębiorstwo wyłącznie źródeł węglowych. Warunkiem jednak takiej działalności jest dostosowanie obecnych kotłów węglowych do standardów emisyjnych w zakresie pyłów, tlenków siarki oraz tlenków azotu. Wiązać się to będzie także z coraz większymi opłatami za uprawnienia do emisji CO₂.

²⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznych spalania

**Tabela 5.** Założenia inwestycyjne w scenariuszu adaptacji

Inwestycja	Wartość [PLN]	Rok poniesienia kosztu
Dostosowanie do MCP	10 257 750	2020
Remont kapitalny WR-15	4 250 000	2022
Remont kapitalny WLM-25	7 000 000	2024

Uwzględniając informacje pozyskane od Zarządu przedsiębiorstwa nt. planowanych remontów kapitalnych oraz szacowanych wartości dostosowania ciepłowni do MCP, w powyższej tabeli przedstawiono założenia inwestycyjne. Do dalszej pracy ciepłowni jako źródło węglowe niezbędne będą:

- Budowa nowej instalacji odpylania
- Budowa instalacji odsiarczania spalin
- Budowa instalacji odazotowania spalin

Dodatkowo, w najbliższych latach niezbędne będzie także przeprowadzenie remontów kapitalnych

obydwu kotłów. Stawkę amortyzacyjną uwzględniono na poziomie 7% i rozliczaną w sposób liniowy.

Na koszty operacyjne składają się:

- Koszty paliwa oraz koszty uprawnień do emisji CO₂
- Koszty wynagrodzeń i świadczeń
- Koszty remontów, materiałów, usług obcych.

Pozostałe założenia niezbędne do realizacji scenariusza kroczącej adaptacji przedstawiono poniżej:

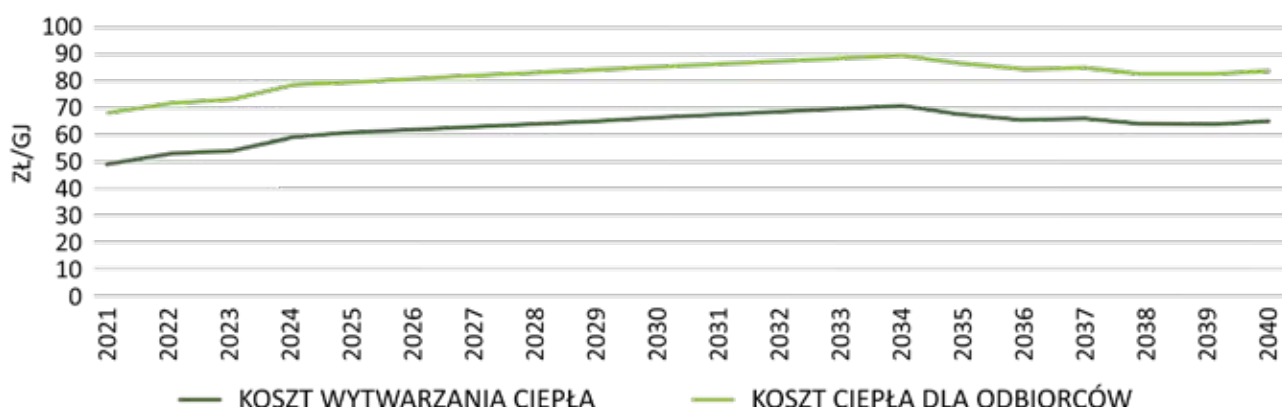
Tabela 6. Pozostałe założenia dotyczące realizacji scenariusza adaptacji

Wielkość	Wartość	Jednostka
Zmiana produkcji ciepła r/r	-0,5%	–
Zmiana sprawności kotłów węglowych r/r	-0,5%	–
Zmiana cen transportu węgla r/r	1,0%	–
Zmiana wysokości wynagrodzeń i świadczeń r/r	1,0%	–
Zmiana cen remontów r/r	1,0%	–
Zmiana cen usług obcych r/r	1,0%	–
Emisyjność węgla kamiennego)	94,94	kg/GJ
Stopa dyskonta	6%	
Opłata przesyłowa	19	Zł/GJ

Wyniki prognozy

Powyżej na rysunku 12 przedstawiono roczne koszty wytwarzania ciepła w ciągu kolejnych 20 lat w przypadku realizacji scenariusza dostosowania obecnego majątku do Dyrektywy MCP. Wartość ta

wzrasta o 32% od wartości 49,24 zł/GJ w roku 2021 do 65 zł/GJ w roku 2040. Po roku 2034 następuje delikatny spadek ze względu na zakończenie okresu amortyzacji środków trwałych. Średni ważony koszt wytwarzania ciepła (LCoH) w ciągu kolejnych 20 lat wyniesie **64,4 zł/GJ**.



Rysunek 12. Średni koszt wytwarzania ciepła w latach 2021–2040 dla scenariusza adaptacji.

Wdrożenie tego scenariusza jednak nie rozwiązuje problemu. Oparte na węglu ciepłownictwo będzie coraz bardziej „dociskane” finansowo przez wysokie opłaty CO₂ oraz całkowity brak możliwości dofinansowania do nieefektywnych środowiskowo rozwiązań.

5.2. Scenariusz zielonej transformacji

Ambitny plan inwestycyjny bazuje na nowych, ale sprawdzonych także w Polsce technologiach, w konfiguracji, która z dobrym skutkiem ekonomicznym (także bez dotacji) została pozytywnie zweryfikowana w krajach zachodnich (kraje skandynawskie, Niemcy,

Austria, Francja). Projekt transformacji PEC Końskie w kierunku tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego (50% ciepła z OZE) zakłada:

1. Budowa instalacji wielkoskalowych kolektorów słonecznych wraz z sezonowym magazynem ciepła
2. Budowa instalacji kotła elektrodowego opartego na zużyciu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych
3. Instalacja silnika kogeneracyjnego pracującego na paliwie gazowym
4. Instalacja kotła gazowego

Tabela 7. Stan źródeł wytwórczych po zrealizowaniu inwestycji w nowe źródła wytwórcze OZE w referencyjnej ciepłowni

Lp	Źródło ciepła	Moc zainstalowana [MWt]	Współczynnik wykorzystania mocy [%]	Generacja ciepła [MWh]	Generacja ciepła [GJ]
1	Kocioł elektrodowy+ magazyn	4,0	10%	3 504	12 614
2	Silnik gazowy	1,	60%	5 121	18 437
3	Kolektory słoneczne+ magazyn	10,5	8%	7 248,	26 093
4	Kocioł gazowy	2,8	25%	3 712	13 366
5	WR-15	15,0	13%	16 685	60 067
SUMA	–	33,3	–	36 100	130000

Łączna moc cieplna zainstalowana w systemie ciepłowniczym po realizacji projektu wyniesie 33,3 MWt, zaś produkowana energia cieplna pozostanie na

poziomie ok. 130 000 GJ. Plan zielonej transformacji opiera się także na założeniu zaprzestania użytkowania starszego kotła WR-25 oraz obniżenia mocy źródeł



ciepłych konwencjonalnych o mocy nominalnej wyższej niż 3 MW²⁹ do poziomu 15 MW (w systemie pozostaje tylko kocioł WR-15) co automatycznie skutkuje wyjściem systemu ciepłowniczego z systemu handlu

uprawnieniami do emisji (ETS). W wyniku realizacji projektu następuje zwiększenie produkcji energii cieplnej ze źródeł odnawialnych o ok. 10.752 MWh (38.700 GJ).

Tabela 8. Nakłady inwestycyjne w scenariuszu zielonej transformacji w referencyjnej ciepłowni

Inwestycja	Łączny koszt [PLN]	2022	2023
Kolektory słoneczne	12 261 200,00	12 261 200,00	–
Sezonowy magazyn ciepła	13 860 000,00	9 240 000,00	4 620 000,00
Kocioł elektrodowy i magazyn krótkoterminowy	2 988 000,00	2 100 000,00	888 000,00
Silnik kogeneracyjny	2 257 500,00	2 257 500,00	–
Kocioł gazowy	600 000,00	600 000,00	–

Łączne nakłady inwestycyjne prowadzące do szybkiej transformacji, tj. prowadzące do jednoczesnego uzyskania statusu tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego (50% ciepła z OZE lub wysokosprawnej kogeneracji) uprawniającego do pomocy publicznej oraz do uniknięcia kosztów dostosowania najbardziej emisyjnych źródeł wytwórczych do wymagań środowiskowych (por. tabela 10) wynoszą 32 mln zł.

W przypadku realizacji scenariusza zielonej transformacji konieczny będzie wzrost kosztów i cen ze względu na znaczne nakłady inwestycyjne

poniesione w projekcie. Zmiana struktury paliwowej pozwoli na dalsze funkcjonowanie ciepłowni, zaś stopniowe dostosowywanie się do wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego pozwoli zapewnić finansowanie dalszych inwestycji (spełnienie wymogu efektywnego systemu ciepłowniczego otwiera możliwości wsparcia i finansowania inwestycji ze środków publicznych) w kierunku przedsiębiorstwa ciepłowniczego zeroemisijnego. Poziom dofinansowania powinien być tak dobrany, aby koszty ciepła dla odbiorców były niższe niż w scenariuszu adaptacji.

²⁹ Źródła ciepła o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW nie są uwzględniane przy liczeniu sumarycznej mocy cieplnej. Źródło: Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dz. U. z 2020r. poz. 136, 284



Analiza różnych konfiguracji mocy wytwórczych konwencjonalnych oraz perspektywicznych technologii OZE



Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w Polsce jest około 400 przedsiębiorstw ciepłowniczych, z czego około 80% nie posiada statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Największy problem dotyczy miasta do 100 tys. mieszkańców obsługiwanych przez małe i średnie ciepłownie. Najczęściej są to kotłownie o mocy kilkudziesięciu megawatów opalane węglem kamiennym, w niewielkim procencie także gazem. To w tych jednostkach jest największa potrzeba inwestycji i transformacji z technologii węglowych na niskoemisyjne. Duże miasta zaopatrywane są w ciepło przez elektrociepłownie, które posiadają status efektywnego systemu ciepłowniczego. Elektrociepłownie, pomimo wykorzystywania dużych ilości węgla, mogą uzyskać ten status dzięki produkcji ciepła w kogeneracji.

W dalszej części przedstawiono trzy warianty modernizacji ciepłowni. Biorąc pod uwagę powyższe i poprzedni rozdział wybrano ciepłownię o mocy kilkudziesięciu megawatów spalającą węgiel kamienny. Technologie i moce poszczególnych urządzeń wykorzystanych w modernizacji dobrano tak, aby po jej

wykonaniu jednostki osiągnęły status systemu efektywnego energetycznie.

Uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego to pierwszy krok do modernizacji ciepłowni. Status ten otwiera możliwości pozyskania dofinansowania ze środków unijnych na dalsze inwestycje w celu całkowitego przejścia na OZE.

6.1. Ciepłownia (1) bez odbioru ciepła w lecie

Pierwszy system dotyczy ciepłowni o mocy około 40 MW wykorzystującej dwa kotły węglowe. Ciepłownia rocznie zużywa około 6 tys. ton węgla kamiennego i tym samym emituje 13 ton CO₂. Dodatkowo emituje rocznie 50 ton dwutlenku siarki oraz 21 ton tlenków azotu. Ciepłownia jest wyposażona w instalację odpylania o sprawności 98% i emituje rocznie 3 tony pyłów. Ciepłownia produkuje rocznie około 120 tys. GJ ciepła dla swoich odbiorców. Podstawowe dane o ciepłowni przed i po modernizacji zostały zestawione w Tabeli 9.

Tabela 9. Podstawowe dane o ciepłowni modelowej nr 1 przed i po modernizacji.

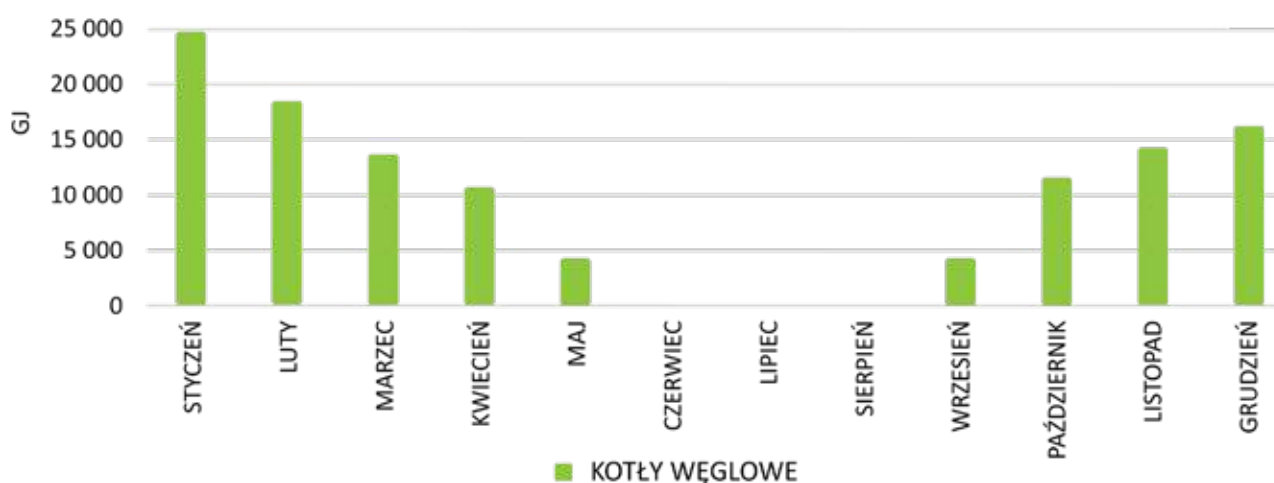
Ciepłownia nr 1 bez odbioru ciepła w lecie			
	Stan obecny	Efektywny system ciepłownicz	
Majątek wytwórczy			jednostka
kocioł węglowy WR 15	15	15,0	MW
kocioł węglowy WR 25	23	0,0	MW
kocioł gazowy	0	2,8	MW
kocioł elektrodowy	0	4,0	MW
silnik kogeneracyjny – moc ciepłownicza	0	0,97	MW
silnik kogeneracyjny – moc elektryczna	0	0,80	MW
kolektory słoneczne	0	10,6	MW
Suma	38	34,14	MW
Sezonowy magazyn ciepła	–	4 000	MWh
Paliwa [rocznie]			
zużycie węgla	6 249,6	1 978,76	t
zużycie gazu	0	1 087 342,47	m ³



Ciepłownia nr 1 bez odbioru ciepła w lecie			
	Stan obecny	Efektywny system ciepłowniczy	
Majątek wytwórczy			jednostka
Emisje [rocznie]			zmiana
Co ₂ [t]	13 019	6 351,04	-6 668
SO ₂ [kg]	50 997	16 233,63	-34 763
No _x [kg]	21 874	9 013,34	-12 860
pył [kg]	3 172	1 015,40	-2 157
Produkcja [roczna]			
ciepła	118 340	118 340	GJ
energii elektrycznej	0	4 224	MWh

Nośnikiem energii w miejskiej sieci ciepłowniczej jest gorąca woda. Należy podkreślić, że ciepłownia dostarcza ciepło tylko na cele ogrzewania, nie na podgrzanie ciepłej wody użytkowej, dlatego pracuje tylko w sezonie grzewczym. Praca ciepłowni

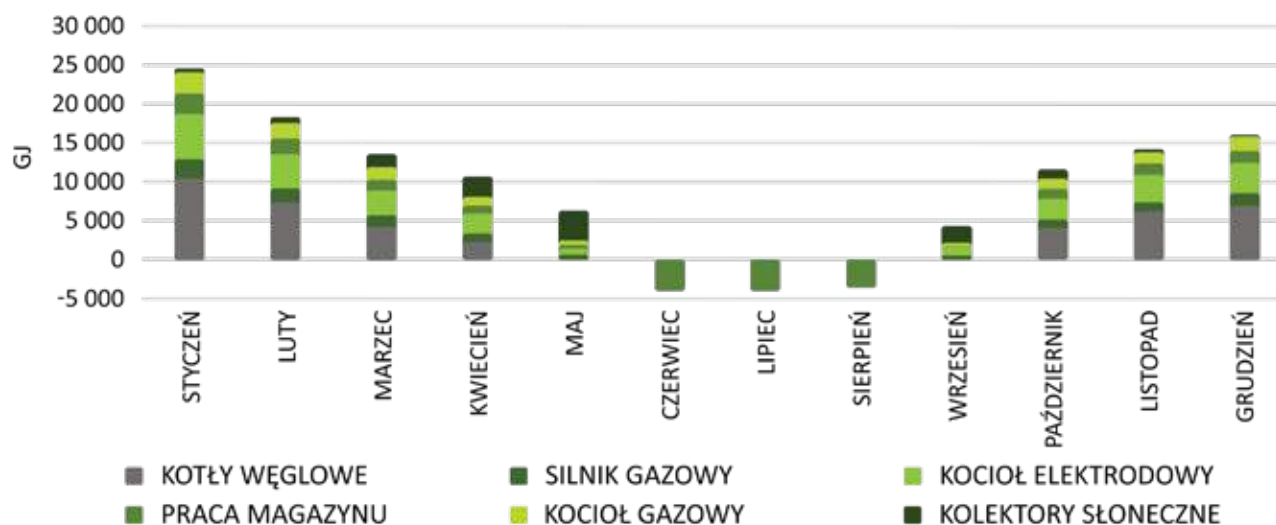
w ujęciu miesięcznym została przedstawiona na Rysunku 13. Ciepłownia nie posiada źródeł kogeneracyjnych ani żadnych źródeł energii odnawialnej i tym samym nie ma statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.



Rysunek 13. Produkcja ciepła w modelowej ciepłowni nr 1 w ujęciu miesięcznym – przed modernizacją.

Modernizacja ciepłowni polega na odstawieniu jednego kotła węglowego i jego wymianie na inne źródła ciepła: kocioł gazowy, kocioł elektrodowy, silnik kogeneracyjny i kolektory słoneczne. Kolektory słoneczne pracują i produkują ciepło cały rok. Jednak w trakcie miesięcy letnich, kiedy produkcja ciepła jest największa, nie ma zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania, dlatego w tym przypadku konieczne jest zastosowanie sezonowego magazynu ciepła. Magazyn jest ładowany z kolektorów w miesiącach

letnich, natomiast jest rozładowywany sukcesywnie w ciągu całego sezonu grzewczego. Kocioł elektrodowy również pracuje przez cały sezon grzewczy. Energia cieplna wyprodukowana przez niego również jest traktowana jako odnawialna, ponieważ zużywa energię pochodzącą ze źródeł energii odnawialnej, co jest potwierdzone gwarancją pochodzenia. W ciepłowni po modernizacji zainstalowane są także kocioł gazowy i silnik kogeneracyjny także na gaz. Kogenerator, kocioł elektrodowy i magazyn w sezonie grzewczym



Rysunek 14. Produkcja ciepła w modelowej ciepłowni nr 1 w ujęciu miesięcznym – po modernizacji.

są wykorzystywane jako podstawowe źródła ciepła. Jeśli w systemie jest zapotrzebowanie na więcej mocy włączane są kocioł gazowy i kocioł węglowy. Kocioł węglowy jest uruchamiany na samym końcu jako źródło szczytowe. Produkcja ciepła w ciepłowni po modernizacji w poszczególnych miesiącach jest

przedstawiona na Rysunku 14. Taki sposób wykorzystania urządzeń w trakcie sezonu grzewczego, czyli najpierw źródła odnawialne, następnie kogeneracja, a w dalszej kolejności kocioł gazowy i węglowy pozwala uzyskać ciepłowni status efektywnego systemu ciepłowniczego

Tabela 10. Parametry i CAPEX urządzeń pracujących w ciepłowni modelowej nr 1 po modernizacji.

Źródło energii cieplnej	Moc zainstalowana [MWt]	GCF technologii	Generacja ciepła [GJ]	Udział źródła w całkowitej produkcji ciepła	CAPEX [zł netto]
Kolektory słoneczne	10,57	8%	25 821	22%	12 261 200
Kocioł elektrodowy zasilany energią elektryczną z OZE	6,00	15%	28 382	24%	3 498 000
Silnik gazowy	0,97	80%	11 113	9%	2 189 775
Kocioł gazowy	2,80	25%	13 366	11%	600 000
kocioł węglowy	15,00	8%	39 657	34%	–
Sezonowy magazyn ciepła	4000,00 m ³	–	–	–	13 860 000
SUMA	35,34	0%	118 340	100%	33 066 875



6.2. Ciepłownia (2) z odbiorem ciepła przez cały rok

Drugi przypadek to ciepłownia o mocy około 87 MWt wykorzystująca trzy kotły węglowe. Ciepłownia rocznie zużywa około 34 tys. ton węgla kamiennego i tym samym emituje 72 ton CO₂. Dodatkowo emituje

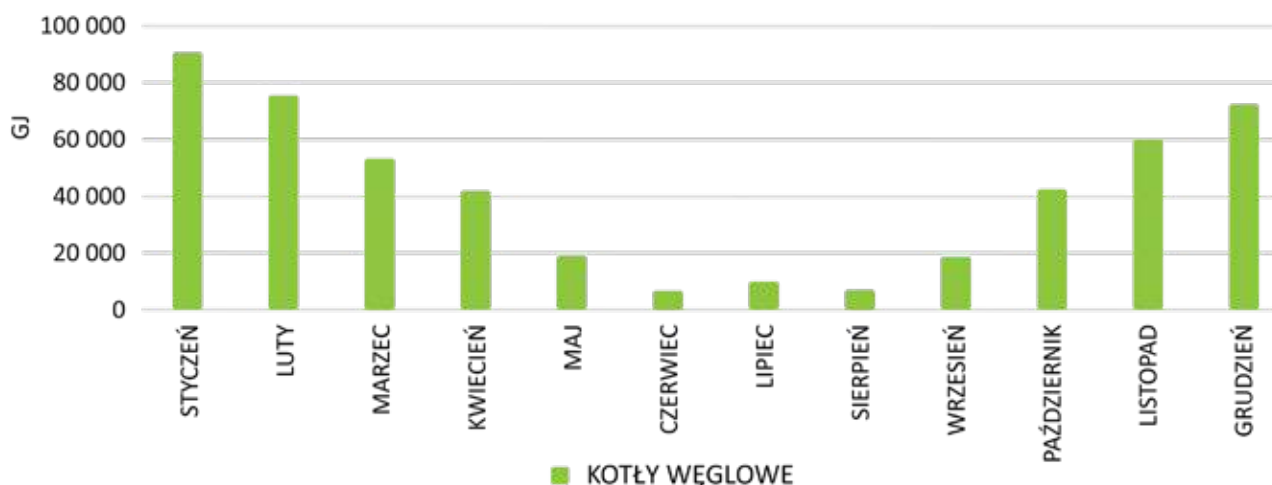
rocznie 214 ton dwutlenku siarki oraz 117 ton tlenków azotu. Ciepłownia jest wyposażona w instalację odpylania o sprawności 98% i emituje rocznie około 19 ton pyłów. Ciepłownia produkuje rocznie prawie 500 tys. GJ ciepła dla swoich odbiorców. Podstawowe dane o ciepłowni przed i po modernizacji zostały zestawione w Tabeli 11.

Tabela 11. Podstawowe dane o ciepłowni modelowej nr 2 przed i po modernizacji

Ciepłownia nr 2 z odbiorem ciepła w lecie			
	stan obecny	efektywny system ciepłowniczy	
Majątek wytwórczy			jednostka
kotły węglowe	87,00	29,00	MWt
kocioł gazowy	0	9,00	MWt
kocioł elektrodowy	0	8,00	MW
silnik kogeneracyjny – moc ciepłownicza	0	6,00	MWt
silnik kogeneracyjny – moc elektryczna	0	7,50	MW
kolektory słoneczne	0	15,47	MWt
Suma	87	74,97	MW
dobowy magazyn ciepła	-	230,00	MWh
Paliwa [rocznie]			
zużycie węgla	33 444	9 386,20	t
zużycie gazu	0	2 166 880,00	m ³
Emisje [rocznie]			zmiana
CO ₂ [t]	71 887	24 617,15	-47 269
SO ₂ [kg]	214 042	60 245,00	-153 797
NO _x [kg]	117 054	37 012,09	-80 042
pył [kg]	18 712	5 273,46	-13 438
Produkcja [roczna]			
ciepła	498 157	498 157	GJ
energii elektrycznej	0	52 560	MWh

Nośnikiem energii w miejskiej sieci ciepłowniczej jest gorąca woda. Ciepłownia dostarcza ciepło zarówno na cele ogrzewania, jak i na podgrzanie ciepłej wody użytkowej, dlatego pracuje przez cały rok. Praca ciepłowni

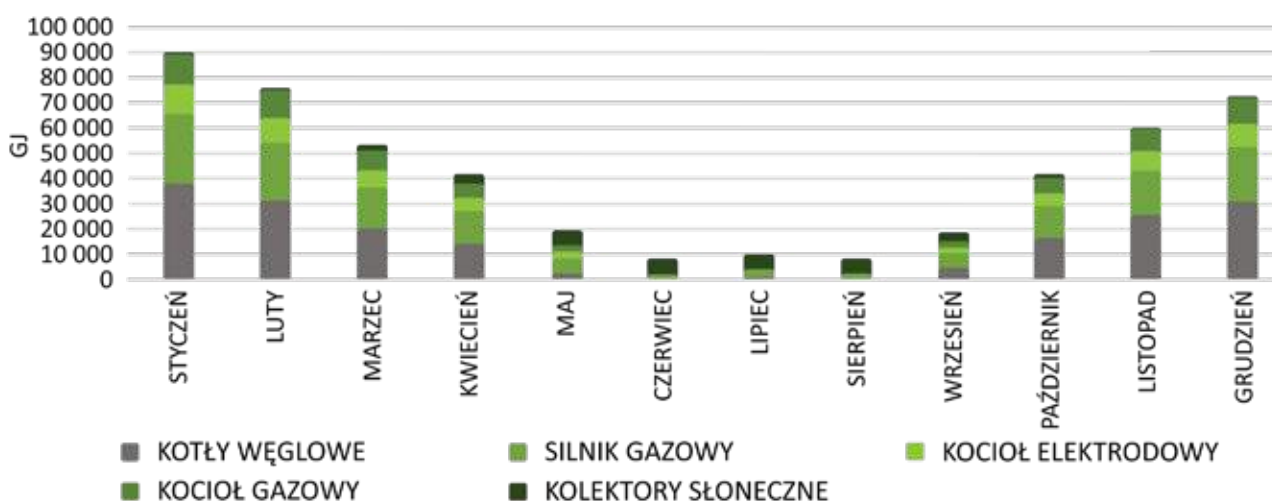
w ujęciu miesięcznym została przedstawiona na Rysunku 15. Ciepłownia nie posiada kogeneracji ani żadnych źródeł energii odnawialnej i tym samym nie ma statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.



Rysunek 15. Produkcja ciepła w modelowej ciepłowni nr 2 w ujęciu miesięcznym – przed modernizacją.

Modernizacja ciepłowni polega na odstawieniu dwóch kotłów węglowych i ich wymianie na inne źródła ciepła: trzy kotły gazowe po 3 MW każdy, kocioł elektrodowy, silniki kogeneracyjne i kolektory słoneczne. Kolektory słoneczne zajmują powierzchnię około 22 tys. m² i produkują ciepło przez cały rok. Zostały tak dobrane, aby w lecie całkowicie pokryć zapotrzebowanie na ciepło potrzebne do podgrzania ciepłej wody użytkowej. Dlatego w tym przypadku nie jest konieczne zastosowanie sezonowego magazynu ciepła, wystarczy krótkoterminowy magazyn ciepła, który wyrówna zapotrzebowanie na ciepło w ciągu doby. Magazyn jest ładowany z kolektorów w ciągu dnia. Natomiast jest rozładowywany w czasie wieczornego i rannego szczytu zapotrzebowania na ciepłą wodę.

Kocioł elektrodowy również pracuje przez cały rok. Energia cieplna wyprodukowana przez niego również jest traktowana jako odnawialna, ponieważ zużywa energię pochodzącą ze źródeł energii odnawialnej, co jest potwierdzone gwarancją pochodzenia. W ciepłowni po modernizacji zainstalowane są także kotły gazowe i silniki kogeneracyjne także na gaz. Kogeneratory, kocioł elektrodowy i magazyn są wykorzystywane jako podstawowe źródła ciepła. Jeśli w systemie jest zapotrzebowanie na więcej mocy włączane są kotły gazowe i kocioł węglowy. Kocioł węglowy jest uruchamiany na samym końcu jako źródło szczytowe. Produkcja ciepła w ciepłowni po modernizacji w poszczególnych miesiącach jest przedstawiona na Rysunku 16.



Rysunek 16. Produkcja ciepła w modelowej ciepłowni nr 2 w ujęciu miesięcznym – po modernizacji.



Tabela 12. Parametry i CAPEX urządzeń pracujących w ciepłowni modelowej nr 2 po modernizacji.

Źródło energii cieplnej	Moc zainstalowana [MWt]	GCF technologii	Generacja ciepła [GJ]	Udział źródła w całkowitej produkcji ciepła	CAPEX [zł netto]
Kolektory słoneczne	15	8%	37 791	8%	17 945 200
Kocioł elektrodowy zasilany energią z OZE	8	25%	63 072	13%	4 664 000
Silnik gazowy	6	80%	151 373	30%	13 545 000
Kocioł gazowy	9	25%	71 280	14%	1 928 571
Kocioł węglowy	29	19%	174 641	35%	–
Dobowy magazyn ciepła	230	–	–	–	2 967 000
SUMA	67	0%	498 157	100%	41 049 771

6.3. Ciepłownia (3) z odbiorem ciepła przez cały rok

Przypadek trzeci to ciepłownia o mocy około 30 MW wykorzystująca dwa kotły węglowe. Ciepłownia rocznie zużywa około 13 tys. ton węgla kamiennego i tym samym emituje 27 ton CO₂. Dodatkowo emituje

rocznie 82 ton dwutlenku siarki oraz 45 ton tlenków azotu. Ciepłownia jest wyposażona w instalację odpylania o sprawności 98% i emituje rocznie około 7 ton pyłów. Ciepłownia produkuje rocznie prawie 250 tys. GJ ciepła dla swoich odbiorców. Podstawowe dane o ciepłowni przed i po modernizacji zostały zestawione w Tabeli 13.

Tabela 13. Podstawowe dane o ciepłowni modelowej nr 3 przed i po modernizacji

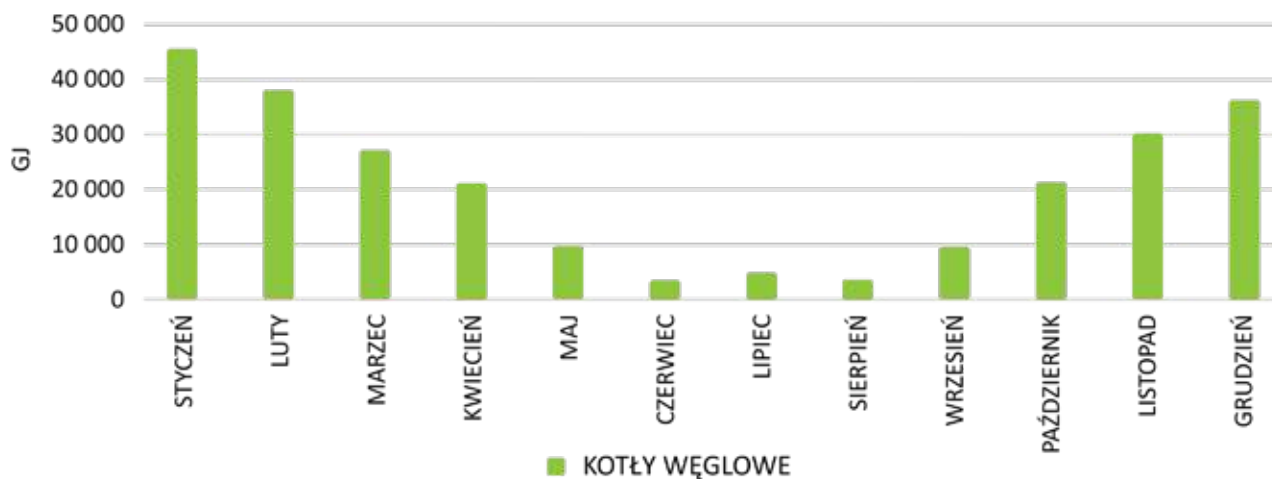
Ciepłownia nr 3 z odbiorem ciepła w lecie			
	stan obecny	efektywny system ciepłowniczy	
Majątek wytwórczy			jednostka
kotły węglowe	30	15,00	MW
kocioł gazowy	0	3,00	MW
kocioł elektrodowy	0	4,00	MW
silnik kogeneracyjny – moc ciepłownicza	0	3,00	MW
silnik kogeneracyjny – moc elektryczna	0	2,50	MW
kolektory słoneczne	0	8,47	MW
Suma	30	35,97	MW
magazyn krótkoterminowy	–	115,00	MWh



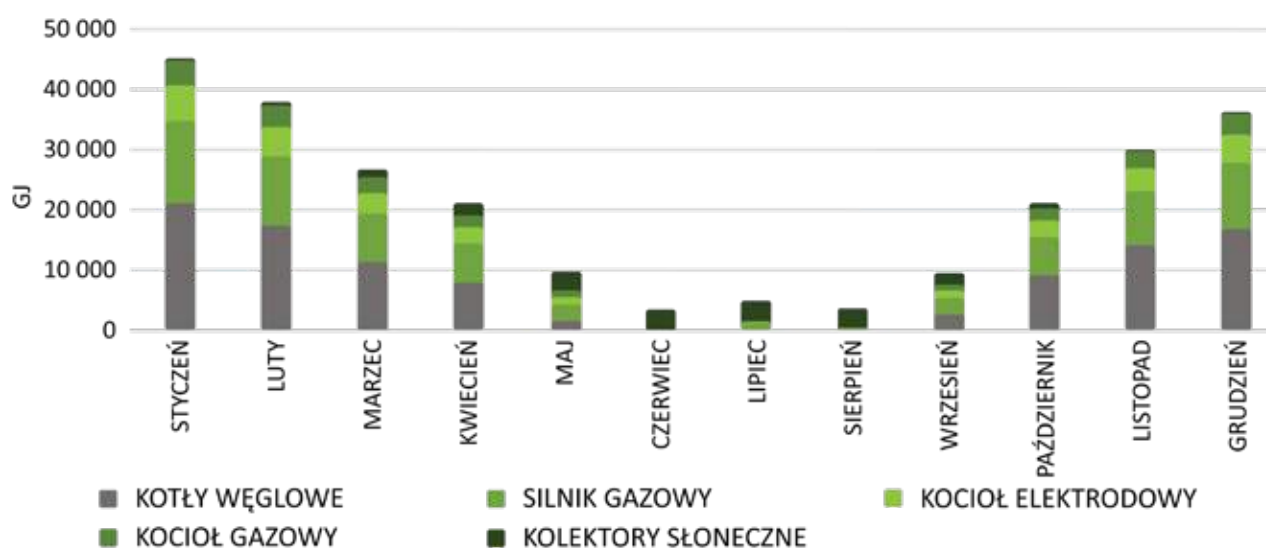
Ciepłownia nr 3 z odbiorem ciepła w lecie			
	stan obecny	efektywny system ciepłowniczy	
Majątek wytwórczy			jednostka
Paliwa [rocznie]			
zużycie węgla	12 759	5 211	t
zużycie gazu	0	2 166 880	m ³
Emisje [rocznie]			zmiana
CO ₂ [t]	27 425	15 642,13	-11 783
SO ₂ [kg]	81 657	33 521,98	-48 135
No _x [kg]	44 656	22 397,94	-22 258
pył [kg]	7 139	2 937,29	-201
Produkcja [roczna]			
ciepła	249 079	249 079	GJ
energii elektrycznej	0	17 520	MWh

Nośnikiem energii w miejskiej sieci ciepłowniczej jest gorąca woda. Ciepłownia dostarcza ciepło zarówno na cele ogrzewania, jak i na podgrzanie ciepłej wody użytkowej, dlatego pracuje cały rok. Praca ciepłowni w ujęciu miesięcznym została przedstawiona na Rysunku 17. Ciepłownia nie posiada kogeneracji ani żadnych źródeł energii odnawialnej i tym samym nie ma statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Modernizacja ciepłowni polega na odstawieniu dwóch kotłów węglowych i ich wymianie na inne źródła ciepła: kocioł gazowy, kocioł elektrodowy, silnik kogeneracyjny i kolektory słoneczne. Kolektory słoneczne zajmują powierzchnię około 12 tys. m² i produkują ciepło cały rok. Zostały tak dobrane, aby w lecie całkowicie pokryć zapotrzebowanie na ciepło potrzebne do podgrzania ciepłej wody użytkowej. Dlatego w tym przypadku nie jest konieczne



Rysunek 17. Produkcja ciepła w modelowej ciepłowni nr 3 w ujęciu miesięcznym – przed modernizacją.



Rysunek 18. Produkcja ciepła w modelowej ciepłowni nr 3 w ujęciu miesięcznym – po modernizacji.

zastosowanie sezonowego magazynu ciepła, wystarczy krótkoterminowy magazyn ciepła, który wyrówna zapotrzebowanie na ciepło w ciągu doby. Magazyn jest ładowany za pomocą energii kolektorów w ciągu dnia, natomiast jest rozładowywany w czasie wieczornego i porannego szczytu zapotrzebowania na ciepłą wodę. Kocioł elektrodowy również pracuje przez cały rok. Energia cieplna wyprodukowana przez niego również jest traktowana jako odnawialna, ponieważ zużywa energię pochodzącą ze źródeł energii odnawialnej, co jest potwierdzone gwarancją pochodzenia. W ciepłowni po modernizacji zainstalowany jest także kocioł gazowy i silnik kogeneracyjny, także zasilany

gazem. Kogenerator, kocioł elektrodowy i magazyn są wykorzystywane jako podstawowe źródła ciepła. Jeśli w systemie jest rośnie zapotrzebowanie na moc cieplną, włączane są kocioł gazowy i kocioł węglowy. Kocioł węglowy jest uruchamiany na samym końcu jako źródło szczytowe. Produkcja ciepła w ciepłowni po modernizacji w poszczególnych miesiącach jest przedstawiona na Rysunku 18. System prowadzony w sposób nadający priorytet źródłom odnawialnym i kogeneracyjnym, a dopiero w szczytach zapotrzebowania korzystający ze źródeł gazowych i węglowych, pozwala uzyskać status efektywnego systemu ciepłowniczego.

Tabela 14. Parametry i CAPEX urządzeń pracujących w ciepłowni modelowej nr 3 po modernizacji

Źródło energii cieplnej	Moc zainstalowana [MWt]	GCF technologii	Generacja ciepła [GJ]	Udział źródła w całkowitej produkcji ciepła	CAPEX [zł netto]
Kolektory słoneczne	8	8%	20 662	8%	9 825 200
Kocioł elektrodowy zasilany energią z OZE	4	25%	31 536	13%	2 332 000
Silnik gazowy	3	80%	75 686	30%	6 772 500
Kocioł gazowy	3	25%	23 760	10%	642 857
Kocioł węglowy	15	21%	97 405	39%	–
Dobowy magazyn ciepła	115	–	–	–	1 483 500
SUMA	33	0%	249 050	100%	21 056 057

Dla ciepłowni (3) łączny koszt transformacji sięga 21 mln zł. Dla ciepłowni (2) koszt ten jest około dwa razy większy ze względu na fakt, iż jest to moc zainstalowana w niej jest dwukrotnie większa niż w ciepłowni (1). Te dwa przypadki są porównywalne i skalowane, ponieważ w obu jest odbiór ciepła w miesiącach letnich. W przypadku ciepłowni (1) w lecie nie jest odbierana ciepła woda, dlatego potrzebny jest dość drogi sezonowy magazyn ciepła. Ten element transformacji podnosi CAPEX, który w rezultacie wynosi 33 mln zł, dla ciepłowni (1) o wielkości porównywalnej z ciepłownią (3). To pokazuje, że przedsiębiorstwa, które dostarczają ciepło także w lecie są w lepszej sytuacji ponieważ moc kolektorów słonecznych można dobrać tak, aby prawie w 100 % zaspokajały zapotrzebowanie na ciepło w miesiącach letnich, posilając się jedynie tańszym i mniejszym krótkoterminowym ciepłem.

6.4. Wnioski z analiz różnych konfiguracji modernizacji ciepłowni

Podsumowując powyższe przykłady przy modernizacji majątku wytwórczego należy dążyć do dywersyfikacji źródeł ciepła. Pozwala to na zapewnienie większego bezpieczeństwa dostaw ciepła oraz niezależnia od dostępności jednego surowca np. węgla czy gazu. Dodatkowo kluczową rolę w modernizacji odgrywają magazyny ciepła, które pozwalają na wykorzystanie skumulowanego ciepła wtedy, gdy jest na nie największe zapotrzebowanie w perspektywie godzin lub dni. Dywersyfikacja i magazyny energii dają większą elastyczność przedsiębiorstwu w kwestii produkcji ciepła i zaopatrzenia w nie odbiorców.

Ważną kwestią jest także optymalizacja modernizacji pod względem kosztowym i wykorzystania mocy nowych urządzeń. Dlatego dobierając wielkość instalacji kolektorów słonecznych należy zwrócić uwagę na zużycie ciepła w miesiącach letnich na podgrzanie ciepłej wody użytkowej. Moc kolektorów najlepiej dobrać tak, aby zapewniły pokrycie zapotrzebowania na ciepło w czasie letnich miesięcy. To pozwala na uniknięcie konieczności budowania sezonowego magazynu ciepła. Niestety takie rozwiązanie można zastosować tylko dla przedsiębiorstw, które dostarczają ciepło również w lecie. Część przedsiębiorstw ciepłowniczych pracuje tylko w sezonie grzewczym, czyli w miesiącach zimowych. W takiej sytuacji praca kolektorów słonecznych musi odbywać się we współpracy z sezonowym magazynem ciepła.

Zaprezentowane powyżej studia przypadku to propozycje sposobów modernizacji typowej ciepłowni zaopatrującej w ciepło małe/średnie miasto. Oczywiście sposób modernizacji zależy od indywidualnych warunków i potrzeb konkretnego przedsiębiorstwa, m.in. dostępności terenu pod kolektory słoneczne, dostępności paliwa, obecności infrastruktury gazowej, elektroenergetycznej (możliwość wybudowania przyłącza lub zwiększenia mocy przyłączeniowej), profilu odbioru ciepła, wielkości ciepłowni, liczby i rodzaju odbiorców.

Uzyskanie przez ciepłownię lub przynajmniej zbliżenie się do uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie otwiera możliwości na pozyskanie funduszy unijnych na dalszą transformację, ponieważ transformację ciepłownictwa należy zacząć szybko i zdecydowanie, ale przeprowadzić etapowo i z perspektywą 10–20 lat.

Analiza programów wsparcia OZE w ciepłownictwie



W najbliższych latach polskie ciepłownictwo systemowe musi zrealizować szereg, niezwykle kapitałochłonnych, inwestycji w zakresie modernizacji ciepłowni, odpylania, odsiarczania i odazotowania instalacji, aby dostosować się do restrykcyjnych wymogów unijnych. Zgodnie z unijną dyrektywą o efektywności energetycznej, publiczne pieniądze mogą trafić wyłącznie do tzw. efektywnych systemów ciepłowniczych. Efektywny system ciepłowniczy, czyli taki, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej: w 50 proc. energię z OZE lub w 50 proc. ciepło odpadowe lub w 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50 proc. wykorzystujące połączenie ww. energii i ciepła.

W Polsce około 83 proc. systemów ciepłowniczych, szczególnie w mniejszych miastach do 100 tys. mieszkańców, nie spełnia warunku „efektywnego systemu ciepłowniczego”, w związku z tym nie mogą ubiegać się one o pieniądze z funduszy unijnych. Dla nieefektywnych systemów dotychczas pozostawały jedynie pieniądze krajowe, czyli programy NFOŚiGW. Pieniądze krajowe to wciąż kropla w morzu potrzeb dla branży ciepłowniczej.

Kolejnym wymogiem koniecznym do spełnienia jest konieczność corocznego wzrostu udziału OZE w ciepłownictwie, zgodnie z Dyrektywą RED II, o 1.3 pp. rocznie.

Wszystkie te czynniki razem wzięte, z uwagi na zaoferowanie związane z wdrażaniem innowacyjnych technologii do polskiego sektora ciepłowniczego, powodują konieczność znacznego wzrostu tempa inwestycji w latach 2020–2030.

Wg URE w 2019 roku sektor ciepłownictwa systemowego zainwestował 3,5 mld zł. Nakłady w poprzednich w latach utrzymywały się na poziomie rzędu 2-3 mld zł. Przedsiębiorstwa ciepłownicze finansują inwestycje głównie z własnych środków. W latach 2015–2018 udział finansowania zewnętrznego wynosił ok. 15 proc., a w 2019 r. wzrósł do ponad 20 proc. Wynika to m.in. z niskiej aktywności branży w aplikowaniu o środki³⁰. Inwestycje rzędu 2-3 mld zł rocznie trudno uznać za małe, ale są przede wszystkim niewystarczające oraz zbyt słabo ukierunkowane na cele klimatyczne, w tym OZE. Jak wykazano w następnym rozdziale (rozdział 9) polskie ciepłownictwo, aby wypełnić zobowiązania unijne potrzebuje rocznych inwestycji rzędu 2-3 mld zł, ale wyłącznie w OZE, w szczególności zeroemisyjne co dotychczas praktycznie (rozdział 5) nie miało miejsca.

Polska nie ma już czasu na przekładanie tych niezbędnych zmian w nieskończoność. Zbyt bierna

postawa spowodowałaby niespełnienie kolejnych unijnych celów (tak jak już oczywisty brak realizacji założonego celu 15 proc. udziału energii ze źródeł odnawialnych w ogólnym zużyciu energii brutto w 2020 r.) oraz wzrost kosztów wytwarzania ciepła systemowego. W aktualnej sytuacji ciepłownictwo, w oparciu o przychody ze sprzedaży ciepła, nie jest w stanie podjąć tak poważnego wysiłku inwestycyjnego. **Stąd konieczność uruchamiania programów finansowania ze środków publicznych, w tym najpierw z krajowych funduszy ekologicznych oraz funduszy na badania i rozwój, a wstępnie z funduszy UE na lata 2021–2027.** Środki te powinny obniżyć ryzyko inwestycji w OZE i stać się dźwignią do finansowania bankowego oraz innych, innowacyjnych form zielonego finansowania.

Ciepłownictwo Powiatowe

Pierwszy pilotażowy program „Ciepłownictwo Powiatowe”, który częściowo wychodzi naprzeciw potrzebom szybkiej transformacji technologicznej ciepłowni, obowiązujący od 1 marca 2019 roku do 28 września 2020 roku, został początkowo skierowany jedynie do 130 przedsiębiorstw o całkowitej mocy cieplnej do 50 MW. Postawiony został też warunek, że większościovym właścicielem w tych spółkach są jednostki samorządu lub miasta i udział prywatnego kapitału nie przekracza 30% (udział JST przynajmniej na poziomie 70%).

Na pilotażowy program przeznaczono do alokacji 500 000 tys. zł, z czego 150 000 tys. zł w formie bezzwrotnych form dofinansowania (dotacji) oraz 350 000 tys. zł w ramach zwrotnych form dofinansowania (pożyczek). Dotacja w programie musi być połączona z pożyczką. Dotacja może wynieść do 30% kosztów kwalifikowanych, następnie warunkiem jest zaciągnięcie pożyczki do 100 % kosztów kwalifikowanych. Natomiast minimalna kwota pożyczki wynosiła 1 mln zł a maksymalna 300 mln zł (do 100% kosztów kwalifikowanych). Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) aby przyspieszyć transformację ciepłownictwa kontynuuje od 1 października 2020 roku (do 17 grudnia 2021 lub do wyczerpania alokacji środków) program „Ciepłownictwo Powiatowe”. Aby więcej przedsiębiorstw ciepłowniczych mogło skorzystać z możliwości udziału w programie, MKiŚ wprowadziło zmiany w stosunku do programu pilotażowego, które mają zoptymalizować program i usprawnić transformację ciepłownictwa w powiatach. W ramach programu można wnioskować o dofinansowanie w formie dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych. Dofinansowywane będą inwestycje o wartości od 0,5 mln zł do 300 mln zł. Obniżenie progu z 1 mln na 0,5 mln ma umożliwić złożenie wniosków o dofinansowanie

³⁰ Tomaszewski R.: Ciepło do zmiany - Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce. Fundacja Instrat, 2020 rok.



przez podmioty o mniejszych możliwościach inwestycyjnych, tak by umożliwić im stopniowe dochodzenie do statusu efektywnych systemów ciepłowniczych. Zmniejszono również obowiązek procentowego udziału JST z 70% do 50%.

Całkowity budżet programu „Ciepłownictwo powiatowe”, prowadzonego przez NFOŚiGW, to 500 mln zł, z czego 150 mln zł zarezerwowano na dotacje, a 350 mln zł na zwrotne formy dofinansowania.

Przedsięwzięcia, na które można uzyskać dofinansowanie w ramach programu podzielono na 5 rodzajów. Każdy z rodzajów przedsięwzięć ma inny zakres, w skład którego wchodzi różne działania. Dodatkowo rodzaje przedsięwzięć mają różne kryteria jakościowe punktowania wniosku. Rodzaje przedsięwzięć, które ujęto w programie to:

- Zmniejszenie zużycia surowców pierwotnych – W ramach tego działania wspierane będą przedsięwzięcia polegające m.in. na budowie, rozbudowie lub modernizacji istniejących instalacji produkcyjnych lub urządzeń przemysłowych, prowadzące do zmniejszania zużycia surowców pierwotnych (w ramach własnych ciągów produkcyjnych), w tym poprzez zastąpienie ich surowcami wtórnymi, odpadami lub prowadzące do zmniejszenia ilości wytwarzanych odpadów,
- Ograniczenie lub uniknięcie szkodliwych emisji do atmosfery -W ramach działania wspierane będą przedsięwzięcia prowadzące do zmniejszenia szkodliwych emisji do atmosfery z obiektów energetycznego spalania wskazanych Dyrektywie MCP co najmniej do standardów emisyjnych wynikających z tej dyrektywy.
- Przedsięwzięcia mające na celu poprawę efektywności energetycznej, a także zmierzające ku temu zmiany technologiczne w istniejących obiektach, instalacjach i urządzeniach technicznych – zgodne z „Obwieszczeniem Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej”
- Nowe źródła ciepła i energii elektrycznej – Przedsięwzięcia dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych wraz z podłączeniem ich do sieci dystrybucyjnej/ przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się: energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe, ciepło pochodzące z kogeneracji z wyłączeniem ciepła wytworzonego w jednostce kogeneracji opalanej węglem i paliwa niskoemisyjne gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.

- Ze wsparcia w formie dotacji wyłączone są projekty realizujące wyłącznie instalacje fotowoltaiczne (PV) i/lub elektrownie wiatrowe (bez magazynu energii).
- Warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go ze źródłem energii, które będzie realizowane równolegle w ramach projektu.
- Modernizacja/ rozbudowa sieci ciepłowniczych

Energia Plus

O ile program „Ciepłownictwo Powiatowe” skierowany był bezpośrednio do branży ciepłowniczej, o tyle drugi program NFOŚiGW „Energia Plus” ma szerszy zakres. Wśród podprogramów znalazło się miejsce dla przedsięwzięć ciepłowniczych, takich jak: nowe źródła ciepła, modernizacja lub rozbudowa sieci ciepłowniczych. Beneficjentami programu są szeroko rozumiani przedsiębiorcy, w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców, wykonujący działalność gospodarczą. Obecnie (od 1 października 2020) trwa drugi nabór w tym programie. Budżet programu to prawie 50 mln zł, jednak dotacja jest dostępna tylko dla technologii ORC (Organiczny cykl Rankine’a), natomiast pożyczki są dostępne dla pozostałych technologii.

W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 istnieje możliwość otrzymania dofinansowania ze środków UE na rozwój odnawialnych źródeł energii w ramach osi priorytetowej I „Zmniejszenie emisyjności gospodarki”. W poddziałaniu 1.1.1 „Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej”, przedsiębiorcy mogą uzyskać dofinansowanie na budowę instalacji do produkcji energii elektrycznej lub ciepłej przy wykorzystaniu:

- energii wiatru (powyżej 5 MW mocy zainstalowanej),
- wody (powyżej 5 MW mocy zainstalowanej),
- słońca (powyżej 2 MW mocy zainstalowanej),
- geotermalnej (powyżej 2 MW mocy zainstalowanej),
- biomasy (powyżej 5 MW mocy zainstalowanej),
- biogazu (powyżej 1 MW mocy zainstalowanej).

Elementem projektu może być przyłącze do sieci elektroenergetycznej lub sieci ciepłowniczej należące do beneficjenta projektu. Alokacja przewidziana na ww. poddziałanie wynosi 142,5 mln euro (632 mln zł

wg kursu EBC obowiązującego w kwietniu 2020 r., 1 EUR = 4,4376 PLN). W ramach poddziałania 1.1.1 ogłoszono łącznie 6 konkursowych naborów wniosków o dofinansowanie. Dotychczas podpisano umowy o dofinansowanie z 4 naborów o wartości całkowitej prawie 670 mln zł, w tym 299 mln zł dofinansowania unijnego. Z tego ponad 230 mln zł wartę są przedsiębiorstwa ciepłownicze (które dostaną łącznie 84 mln zł dofinansowania unijnego). W trakcie oceny znajdują się projekty jeszcze z dwóch konkursów ogłoszonych w ramach poddziałania 1.1.1. Konkurs piąty był przeznaczony dla inwestycji polegających na budowie nowych lub przebudowie instalacji skutkującej zwiększeniem mocy zainstalowanej jednostek wytwarzania energii cieplnej z OZE. Budżet naboru wynosił 200 mln zł.

Norweski Mechanizm Finansowy

Norweski Mechanizm Finansowy (tzw. Fundusze Norweskie) to bezzwrotna forma pomocy zagranicznej przyznawanej przez Norwegię nowym państwom członkowskim UE od 2004 r. W zamian za pomoc finansową Norwegia może korzystać z dostępu do rynku wewnętrznego Unii Europejskiej, mimo że nie jest jej członkiem. Obecnie wdrażana edycja (2014–2021) Funduszy Norweskich jest trzecią z kolei. W naborze 2 w programie Środowisko o dofinansowanie ubiegać się mogły podmioty ciepłownicze w ramach działania „Budowa/modernizacja systemów grzewczych i eliminacja indywidualnych źródeł ciepła”. Nabory odbywały się od kwietnia 2020 do sierpnia 2020. Dostępna kwota dofinansowania opiewała na blisko 38 mln euro. Na tą chwilę NFOŚiGW sprawdza kompletność złożonych wniosków, a na początku 2021 roku pojawią się informacje o akceptacji wniosku.

Szybka Ścieżka

Niezbędnym rozwiązaniem zdaje się być usprawnienie powyższych programów na bazie obecnych doświadczeń, utworzenie nowego programu wsparcia dla ciepła systemowego oraz rozbudowy potencjału krajowego sektora produkcji i instalacji urządzeń OZE, w tym **sektora B+R oraz innowacji technologicznych**.

Pierwszym programem badawczym nakierowanym na ciepłownictwo jeszcze w 2019 roku był Program Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (konkursu 8/1.1.1/2019 ze środków UE)³¹ – „Szybka ścieżka – urządzenia grzewcze”. Program przewidywał tematy dedykowane dla ciepłownictwa systemowego, w tym:

- Konstrukcja wielkowymiarowego modułu kolektora słonecznego o odpowiedniej wytrzymałości i odporności na dylatacje termiczne,
- System zarządzania energią, obejmujący przynajmniej technologie takie jak kocioł elektrodowy o mocy minimum 1 MW z uwzględnieniem dobowego magazynu ciepła oraz generację pogodowo-zależną OZE (gPth),
- Konstrukcja sezonowego magazynu ciepła.

Pierwszy konkurs zaowocował wyborem do finansowania m.in. takich projektów:

- System zapewnienia i kontroli jakości powietrza oparty o sezonowy magazyn ciepła współpracujący z kolektorami słonecznymi,
- Warstwowy zasobnik wody ciepłej z PCM.

Obecnie Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, w ramach przygotowań do realizacji strategii Europejskiego Zielonego Ładu, rozpoczęło dialogi techniczne³² dotyczące problemów badawczych, które mogą być wsparciem dla dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa. Są to:

- Opracowanie i wdrożenie elektrociepłowni przyszłości, czyli systemu ciepłowniczego z OZE,
- Opracowanie i wdrożenie innowacyjnej technologii magazynowania ciepła i chłodu,
- Opracowanie i wdrożenie innowacyjnej technologii uniwersalnej biogazowni.

W szczególności pierwszy projekt dotyczy wdrożenia innowacyjności w polskim ciepłownictwie systemowym. Program „elektrociepłowni przyszłości”³³ ma za zadanie stworzenie metodyki przekształcania istniejących systemów ciepłowniczych w efektywne mikrosieci ciepłownicze wykorzystujące niemal wyłącznie OZE oraz magazyny ciepła, zdecydowanie obniżając emisyjność systemu ciepłowniczego.

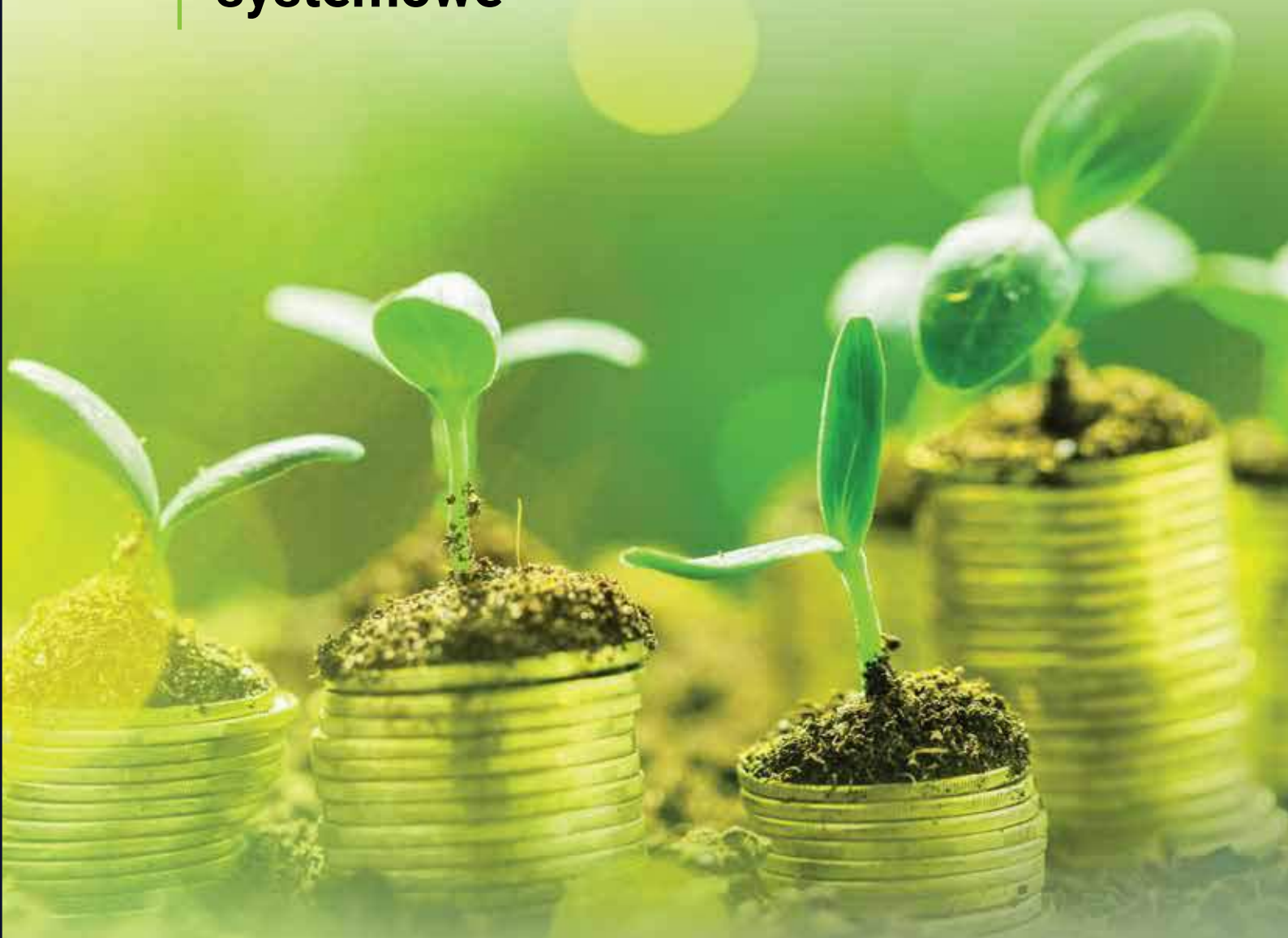
³¹ <https://www.ncbr.gov.pl/programy/fundusze-europejskie/poir/konkursy/konkurs-8-1-1-1-2019/>

³² <https://bip.ncbr.gov.pl/zamowienia-publiczne/dialog-techniczny/>

³³ Informacja o zamiarze przeprowadzenia dialogu technicznego dotyczącego opracowania i wdrożenia Elektrociepłowni Przyszłości, czyli systemu ciepłowniczego z OZE. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, 2020



Ocena wymaganej skali inwestycji i zapotrzebowania na kredyty bankowe dla sektora – ciepłownictwo systemowe





Omówiony w rozdziale 2.3 scenariusz IEO przedstawia ścieżkę intensywnego wdrażania odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie do 2030 roku. W ciepłownictwie systemowym źródła węglowe, odpowiadające aktualnie za ok. 75% produkcji ciepła w tym sektorze, już w 2030 roku mają dostarczać jedynie ok. 33% ciepła. Marginalnie do tej pory stosowane w ciepłownictwie indywidualnym kolektory słoneczne oraz pompy ciepła mają zaczynać pojawiać się także w ciepłownictwie systemowym (kolektory również współpracujące w systemach ciepłowniczych z sezonowymi magazynami ciepła). Nową jakością

w ciepłownictwie stanie się elektroogrzewnictwo korzystające z nadwyżek produkcji energii elektrycznej z pogodowo-zależnych odnawialnych źródeł energii, tzw. Green Power-to-Heat (GPtH) w połączeniu z krótkookresowymi magazynami ciepła.

Scenariusz IEO zakłada wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie systemowym z 10% w roku 2019 do 40% w 2030. Przekłada się to odpowiednio na wzrost udziału mocy zainstalowanej w OZE z 7% do 38% w latach 2019–2030. Scenariusz pociąga za sobą określone nakłady inwestycyjne – tabela 15.

Tabela 15. Roczne nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie systemowym w [mln zł], źródło IEO

Źródło ciepła	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasa	1 880	820	1 268	1 330	1 146	1 215	1 293	1 382	2 319	1 724	1 895
Kolektory słoneczne	0	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Pompy ciepła	0	168	40	123	78	209	147	182	544	354	550
Biogaz	62	37	46	57	161	112	140	349	262	328	691
Geotermia	8	2	57	21	22	24	26	27	29	31	70
Green Power-to-Heat	0	78	160	87	69	54	41	30	20	12	6
Suma	1 950	1 516	1 983	1 986	1 822	1 938	1 953	2 263	3 455	2 719	3 473

Łączne nakłady inwestycyjne na transformację ciepłownictwa dążącą do zwiększenia udziałów ciepła z OZE z 7% do niemal 40% w 2030 roku wynoszą 25 mld zł. Taka, w znacznej części zielona transformacja, umożliwi dostęp do środków publicznych i zwiększy zapotrzebowanie na kredyty komercyjne. Zgodnie z zasadami pomocy publicznej, maksymalny udział dotacji ze środków publicznych może wynieść ok. 45%. Natomiast w przypadku kredytów komercyjnych ze względu na ryzyko technologiczne występujące w przedsiębiorstwach ciepłowniczych pomocne

przy transformacji byłby instrumenty gwarantujące spłatę kredytu.

Inwestycje w ciepłownictwie są na tą chwilę uzależnione od dotacji, stąd udział kredytu w inwestycji kształtuje się na poziomie 55%. Kolektory słoneczne stanowią 41% łącznych nakładów w ciepłownictwie w latach 2021–2030. Ze względu na niską wartość WIBOR 0,25 (WIBOR 1Y z dn. 21.12.2020) do założeń przyjęto oprocentowanie nominalne kredytu na poziomie 3,5%. Wszystkie założenia zestawiono w tabeli poniżej.

**Tabela 16.** Założenia przyjęte do analizy zapotrzebowania na kredyty bankowe w sektorze ciepłowniczym

Założenia	
Oprocentowanie nominalne [%]	3,5%
Okres kredytowania [lat]	15
Liczba rat w roku (rata kwartalna)	4
Oprocentowanie raty kredytu	0,88%
Całkowita liczba rat (kwartalnych)	60
Udział kredytu w inwestycji	55%

W trakcie analizy uwzględniono spowolnienie inwestycyjne w latach 2020–2021 spowodowane pandemią wirusa COVID-19 oraz cyklami inwestycyjnymi

najbardziej złożonych technologii: biomasa, geotermia oraz biogaz.

Tabela 17. Prognoza rozkładu kredytów bankowych w podziale na poszczególne lata i technologie w polskim ciepłownictwie systemowym do 2030 roku

Cykle inwestycyjne [lata]	[mld zł]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2,5	Biomasa	1,88	2,70	3,97	5,30	6,44	7,66	8,95	10,33	12,65	14,38	16,27
0,5	Kolektory słoneczne	0	0,25	0,51	0,76	1,02	1,27	1,52	1,78	2,03	2,28	2,54
1	Pompy ciepła	0	0,17	0,21	0,33	0,41	0,62	0,76	0,95	1,49	1,84	2,39
2	Biogaz	0,06	0,10	0,14	0,20	0,36	0,47	0,61	0,96	1,22	1,55	2,24
4,5	Geotermia	0,01	0,01	0,07	0,09	0,11	0,13	0,16	0,19	0,22	0,25	0,32
1	Green Power-to-Heat	0	0,08	0,24	0,33	0,39	0,45	0,49	0,52	0,54	0,55	0,56
	Skumulowane inwestycje	1,95	3,31	5,13	7,00	8,73	10,60	12,50	14,72	18,15	20,86	24,32
	Kredyty skumulowane	0	0,75	1,75	2,78	3,73	4,76	5,80	7,03	8,91	10,40	12,30

Łączne nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie systemowym w latach 2021–2030 wyniosą 25 mld zł, w tym na kolektory słoneczne oraz technologię Green Power-to-Heat (GPtH) – technologie z punktu widzenia

analizy uznane za najbardziej perspektywiczne wyniosą łącznie 3,1 mld zł (ok. 13% całkowitych nakładów). Średnio co roku nakłady na ciepłownictwo systemowe w Polsce będą wynosić 2 211 mln zł.

**Tabela 18.** Zestawienie dochodów i zobowiązań finansowych w sektorze ciepłownictwa systemowego

[mld zł]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Skumulowany dochód z nowych instalacji	15	100	267	542	911	1 397	1 989	2 699	3 639	4 743	6 039	7 357	8 703
Skumulowana suma spłat kredytów	64	215	454	774	1 184	1 683	2 287	3 053	3 947	5 005	6 063	7 121	8 178

Dochody z nowych instalacji w sektorze ciepłownictwa w warunkach rynkowych są porównywalne ze zobowiązaniami kredytowymi do spłacenia. Po 2031

roku dochody z nowych instalacji w ciepłownictwie systemowym zaczną przewyższać skumulowane spłaty kredytów.



Wnioski i rekomendacje



Ciepłownictwo systemowe jest sektorem niezwykle ważnym dla polskiej gospodarki. Pozwala dostarczyć ciepło do niemal połowy polskich gospodarstw domowych, z tego powodu ma ono wymiar nie tylko biznesowy, ale ma także duże znaczenie dla społeczności, mieszkających głównie w miastach. Pozwala ono w sposób zdecydowany walczyć z niską emisją poprzez likwidację indywidualnych, nieefektywnych i wysoce emisyjnych źródeł ciepła. Niestety, ostatnie dekady upłynęły na utrzymaniu statusu quo w postaci utrzymania znacznej produkcji ze źródeł węglowych. Udział ciepła z OZE w ciepłownictwie systemowym jest zbyt niski w stosunku do wymagań unijnych i zbyt wolno rośnie, co – w dobie szybkiego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ – przekłada się na wzrost kosztów wytwarzania ciepła i wzrost kosztów ciepła dla jego odbiorców.

W nadchodzącej dekadzie wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu i dążeniu UE do neutralności klimatycznej polskie ciepłownictwo musi poddać się nowoczesnym kierunkom rozwoju w postaci zastosowania źródeł niskoemisyjnych, a w szczególności zeroemisyjnych. Wykorzystanie wielkoskalowych kolektorów słonecznych, energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, magazynów ciepła zarówno dobowych jak i sezonowych, pozwoli nie tylko na znaczne obniżenie emisyjności sektora i poprawę jakości powietrza, ale także przybliży Polskę do realizacji celów wyznaczonych w zakresie odnawialnych źródeł energii.

Technologia green power-to-heat zaś pozwoli w efektywny sposób wykorzystać nadwyżki pochodzące ze źródeł odnawialnych nie zmuszając ich do ograniczenia swojej produkcji. Dzięki tej technologii i magazynom ciepła ciepłownictwo może stać się kołem zamachowym dla rozwoju elektroenergetyki opartej na zeroemisyjnych, pogodowo zależnych OZE (energetyka wiatrowa i słoneczna), także w mniejszych miejscowościach, stabilizując opłacalność projektów, odbierając zasadniczą część produkcji i zapewniając dochody ze sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii.

Polskie ciepłownictwo znalazło się w niezmiernie trudnej sytuacji. Z jednej strony, rosnące w sposób znaczący ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla znacząco podwyższają koszty prowadzenia działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych uniemożliwiając w dużej mierze akumulację kapitału oraz inwestycje z własnych środków. Z drugiej strony zaś, przestarzały majątek wytwórczy oparty na spalaniu węgla kamiennego, niezgodny ze standardami emisyjnymi oraz kierunkiem, w jakim podążają wszystkie kraje Unii Europejskiej, nie może funkcjonować w nieskończoność. Wymusza to zatem konieczność podjęcia decyzji przez te przedsiębiorstwa o przeprowadzeniu

inwestycji, główną zaś trudnością jest pozyskanie finansowania. Fundusze europejskie i programy dofinansowań organizowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Narodowe Centrum Badań i Rozwoju są wsparciem w realizacji niskoemisyjnych inwestycji, jednak nie są wystarczające dla całego sektora, a także nie mogą dofinansowywać projektów w sposób całościowy. Ciepłownictwo będzie musiało sięgnąć po dodatkowe finansowanie, co stanowi szansę dla sektora bankowego.

Rekomendacje:

- Sektor bankowy powinien wyjść z inicjatywą i stworzyć ofertę kredytową dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, ale tylko takich, które są w zdecydowany sposób zainteresowane rozwojem w kierunku przedsiębiorstw neutralnych środowiskowo i chcących przekształcać się w kierunku zgodnym z Europejskim Zielonym Ładem.
- Należy utworzyć instrument finansowy wspierający modernizację przedsiębiorstw ciepłowniczych jakim są gwarancje bankowe. Instrument może być przeznaczony na zabezpieczenie kredytów finansujących modernizację przedsiębiorstw. Gwarancje powinny być uruchomione przy współpracy banków, podobnie jak Gwarancja Biznesmax, która jest dostępna dla firm z sektora MŚP na zabezpieczenie kredytów finansujących rozwój działalności gospodarczej w tym projekty z efektem ekologicznym.
- Ze względu na fakt, że przychody w przedsiębiorstwach ciepłowniczych nie są równomiernie rozłożone w ciągu roku (ze względu na ich uzależnienie od zapotrzebowania na ciepło w ciągu roku) wymagają bilansowania finansowego rocznego lub półrocznego.
- Powinien zostać stworzony jednolity system oceny projektów inwestycyjnych, biorący pod uwagę takie wskaźniki jak: zmniejszenie emisji CO₂, zmniejszenie emisji szkodliwych substancji (SO₂, NO_x, pyły, metale ciężkie), wykorzystania energii z OZE, oszczędności w wykorzystaniu energii pierwotnej.
- W obszarze ciepłownictwa należy stworzyć sektorowe Centrum Kompetencji w zakresie wprowadzania do ciepłowni OZE w zakresie i w tempie właściwym dla Zielonego Ładu i dyrektywy o OZE. Uczestniczyć w nim powinni zarówno przedstawiciele przedsiębiorstw ciepłowniczych, sektora bankowego jak i jednostek samorządu terytorialnego (JST). Centrum Kompetencji powinno realizować system szkoleń dla pracowników banków, JST oraz wspierać doradstwem finansowym (np. finansowania przez obligacje



emitowane przez JST obejmowane przez lokalnych mieszkańców i przedsiębiorstwa, tworzenie systemu gwarancji dla inwestycji) i technologicznym (realizacja kompleksowych inwestycji w OZE i tzw. „sectors coupling”) w przedsiębiorstwach ciepłowniczych.

- Wdrożenie dyrektywy w OZE (przewidziane na pierwszą połowę 2021 roku) powinno uwzględniać dostosowanie systemu taryfowania ciepła do olbrzymich potrzeb inwestycyjnych w zakresie OZE poprzez np. zachęty do taryfowania w dłuższych okresach niż jeden rok (najlepiej zwanym z okresem zwrotu kredytów) , uwzględnienie specyfiki źródeł zeroemisyjnych
- Programy wsparcia OZE w Ciepłownictwie powinny być elastyczne i odpowiadać na potrzeby modernizacyjne przedsiębiorstw ciepłowniczych. W programie „Ciepłownictwo Powiatowe” w zakresie wspieranych rodzajów przedsięwzięć magazyny energii nie powinny być przypisane do konkretnej technologii źródła.

w systemach ciepłowniczych (wysokie nakłady inwestycyjne, prawie zerowe koszty operacyjne oraz konieczność budowy wielu źródeł w systemie ciepłowniczych z magazynami ciepła) i odpowiednie dostosowanie schematów dopuszczających stosowny zwrot z zainwestowanego kapitału.



Raport przygotowany na zlecenie Fundacji
Warszawski Instytut Bankowości



PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY