

POLITECHNIKA BIAŁOSTOCKA
WYDZIAŁ BUDOWNICTWA
I INŻYNIERII ŚRODOWISKA



POLSKIE ZRZESZENIE INŻYNIERÓW
I TECHNIKÓW SANITARNYCH



MONOGRAFIE

„INŻYNIERIA ŚRODOWISKA – MŁODYM OKIEM”

TOM 16

EKOENERGETYKA

pod redakcją
Iwony Skoczko
Janiny Piekutin
Magdaleny Drobiszewskiej
Roberta Moryckiego



Białystok 2015

POLITECHNIKA BIAŁOSTOCKA
WYDZIAŁ BUDOWNICTWA
I INŻYNIERII ŚRODOWISKA



POLSKIE ZRZESZENIE INŻYNIERÓW
I TECHNIKÓW SANITARNYCH



MONOGRAFIE

TOM 16

EKOENERGETYKA

MONOGRAFIE

TOM 16



*Patronat
Rektora Politechniki Białostockiej
prof. dr hab. inż. Lecha Dzieńsi*



*Wydział Budownictwa
i Inżynierii Środowiska
Politechniki Białostockiej*



*Honorowy Patronat
Prezydenta
Miasta Białegostoku*

Serdecznie dziękujemy za pomoc w organizacji uroczystości
i wydaniu niniejszej publikacji.

Sponsorzy:



Patronaty medialne:



INŻYNIERIA ŚRODOWISKA – MŁODYM OKIEM

TOM 16

EKOENERGETYKA

**pod redakcją
Iwony Skoczko
Janiny Piekutin
Magdaleny Drobiszewskiej
Roberta Mokryckiego**

Redaktor tomu:

Iwona Skoczko
Janina Piekutin
Magdalena Drobiszewska
Robert Mokrycki

Zespół redakcyjny:

Iwona Skoczko – Redaktor Naczelny
Janina Piekutin – Redaktor Naczelny
Magdalena Drobiszewska – skład monografii
Robert Mokrycki – skład monografii

Recenzenci monografii:

dr hab. inż. Katarzyna Ignatowicz
dr inż. Katarzyna Gładyszewska-Fiedoruk

Zespół naukowy:

dr hab. inż. Iwona Skoczko – Politechnika Białostocka
dr n. tech. Janina Piekutin – Politechnika Białostocka
prof. dr hab. inż. Józefa Wiater – Politechnika Białostocka
prof. dr hab. inż. Rafał Miłaszewski – Politechnika Białostocka
prof. Aleksey Ternovtsev – Kijowski Narodowy Uniwersytet Budownictwa i Architektury
prof. Dmitry Spitsov – Moskiewski Państwowy Uniwersytet Budownictwa
prof. Javier Bayo – Uniwersytet Techniczny Cartagena
dr hab. inż. Mariusz Dudziak – Politechnika Śląska
dr hab. Aneta Dorota Petelska – Uniwersytet w Białymstoku
prof. nzw. dr hab. Bożena Łozowicka – Instytut Ochrony Roślin
dr hab. inż. Jacek Piekarski, prof. PK - Politechnika Koszalińska
dr hab. inż. Katarzyna Ignatowicz – Politechnika Białostocka
dr hab. inż. Mirosław Żukowski, prof. PB - Politechnika Białostocka
dr n. tech. Joanna Szczykowska – Politechnika Białostocka
dr inż. Anna Siemieniuk – Politechnika Białostocka
dr inż. Elżbieta Grygorczuk-Petersons – Politechnika Białostocka
dr inż. Dariusz Andraka – Politechnika Białostocka
dr inż. Katarzyna Gładyszewska-Fiedoruk – Politechnika Białostocka
dr inż. Jacek Leszczyński – Politechnika Białostocka

Wszystkie zamieszczone w monografii prace są recenzowane

Copyright by Politechnika Białostocka, Białystok 2015

ISBN – 978-83-62582-71-6

Publikacja nie może być w jakikolwiek sposób powielana i rozpowszechniana
bez pisemnej zgody posiadacza praw autorskich

Oficyna Wydawnicza Politechniki Białostockiej

SPIS TREŚCI

Energia odnawialna w budownictwie mieszkaniowym	9
mgr inż. Ewelina Kowalczuk	
Analiza porównawcza procesu pirolizy biomasy i węgla	35
mgr inż. Magdalena Joka, Michał Puchlik, Paweł Wasilewski	
Analiza pracy armatury instalacji centralnego ogrzewania za pomocą metody termowizyjnej	57
mgr inż. Michał Kamiński	
Analiza przydatności słomy szarłatki wyniosłego jako substratu dla biogazowni	73
inż. Kamil Kozłowski, mgr inż. Marta Cieślak, mgr inż. Andrzej Lewicki, inż. Jakub Frankowski, inż. Anna Olszewska, mgr inż. Pablo Cesar Rodriguez Carmona	
Badania procesu spalania paliwa SRF na stanowisku laboratoryjnym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną.....	83
mgr inż. Marta Górecka-Srokosz, dr inż. Rafał Rajczyk	
Badania płyt drewnopochodnych jako surowców energetycznych.....	98
inż. Anna Olszewska, dr inż. Damian Janczak, mgr inż. Hanna Waliszewska, inż. Jakub Frankowski, inż. Kamil Kozłowski	
Aspekt techniczny i ekonomiczny wykorzystania odzysku ciepła ze spalin	108
mgr inż. Marlena Małgorzata Rowińska	
Hybrydowe warstewki zabezpieczające, Kolektory słoneczne.....	133
mgr Diana Rymuszka, dr Konrad Terpiłowski	
Wykorzystanie zrębek drzewnych jako odnawialnego źródła energii na przykładzie kotłowni w Łukcie.....	157
technik inż. Małgorzata Sosnowska, mgr inż. Anna Goździewska	
Zastosowanie metody adsorpcji zmiennociśnieniowej w separacji CO ₂ z gazów spalinowych	177
mgr inż. Kamil Srokosz, dr inż. Dariusz Wawrzyńczak, dr hab. inż. Izabela Majchrzak-Kucęba prof.pcz	
Biogazownia jako źródło energii cieplnej	190
mgr inż. Justyna Topolańska	

Wykorzystanie biogazowi do zagospodarowania nawozów organicznych	216
--	-----

Adam Widz, Paulina Kubecka, Ola Pańczyk, Szczepan Jakubaszek, Karolina Burek,
Piotr Stanek, Aneta Brodziak

Rozwój ciepła sieciowego w Polsce z perspektywy doświadczeń europejskich	228
--	-----

mgr inż. Hanna Wiśniewska

Adaptacja silnika lotniczego GTD-350 do pracy na rzecz energetyki rozproszonej	243
--	-----

mgr inż. Wojciech Pospolita, mgr inż. Dominik Błoński, prof. dr hab. inż. Krzysztof Jesionek,
inż. Adam Wierciak

mgr inż. Ewelina Kowalczuk¹

Politechnika Białostocka, Katedra Mechaniki Budowli

ul. Wiejska 45A, 15-351 Białystok

e-mail: ¹e.kowalczuk@doktoranci.pb.edu.pl

Energia odnawialna w budownictwie mieszkaniowym

Słowa klucze: *energia odnawialna, pompa ciepła, gaz ziemny, kolektory słoneczne*

Streszczenie: W pracy przedstawiono charakterystykę trzech podstawowych rodzajów energii odnawialnej wykorzystywanej w budownictwie mieszkaniowym. Zaliczamy do nich energię pozyskiwaną z promieniowania słonecznego, ciepła gruntu, wody i powietrza oraz energię z biomasy. Scharakteryzowano także najpopularniejsze urządzenia, które wykorzystując energię odnawialną znalazły zastosowanie w budownictwie mieszkaniowym (głównie do celów grzewczych). Na koniec, porównano koszty ogrzewania typowego budynku mieszkalnego, za pomocą pompy ciepła i gazu ziemnego. W przypadku pompy ciepła skupiono się jedynie na cenie energii elektrycznej jaką zużyła ona do swojej pracy. Pominięto wartość samego urządzenia, oraz kosztów wymaganego serwisu. Przy tych założeniach okazało się, że koszt ogrzewania analizowanego budynku są o ponad połowę niższe w przypadku zastosowania pompy ciepła.

1. Wstęp

Postęp i rozwój dzisiejszej cywilizacji, nierozzerwalnie łączy się z coraz większym zużyciem energii. W przeciągu ostatnich kilkudziesięciu lat zauważa się, że w następstwie tego pogarsza się również klimat i stan środowiska naturalnego. Największy wzrost zużycia energii spowodowały takie wydarzenia jak rewolucja naukowo-techniczna oraz gwałtowny wzrost liczby ludności. Odkrycie elektryczności, rozwój motoryzacji i przemysłu spowodowało coraz większe wydobywanie surowców nieodnawialnych.

Wiele krajów wprowadziło różnego rodzaju programy oszczędnościowe, aby opóźnić proces wyczerpania zasobów paliw naturalnych. Z obserwacji wynika, że konsumpcja paliw naturalnych do końca XVII wieku była bardzo mała. Dopiero w XIX wieku nastąpił jej znaczny wzrost. Oszacowano, że w ciągu ostatnich 100 lat wyczerpano blisko 70% energii, jaką nasza cywilizacja pochłonęła od początku swego istnienia. Prognozy mówią, że w ciągu najbliższych 100 lat nastąpi wzrost energii o prawie 300%. Instytut Badań Systemowych PAN szacuje, że zasoby węgla zostaną prawdopodobnie wyczerpane ok. 2200 roku, ropy naftowej ok. 2050 roku, gazu ok. 2060 roku.

Taki stan rzeczy zmusił ludzi do szukania alternatywy dla kopalnych źródeł energii. W państwach powstają coraz to nowsze programy propagujące te alternatywne sposoby. Wspierane są różnego rodzaju działania mające na celu promowanie odnawialnych źródeł

energii nie tylko w obiektach dużych kubaturowo, ale również w niewielkich gospodarstwach domowych, gdzie energia odnawialna ma zastosowanie w procesach ogrzewania, wentylacji, przygotowania ciepłej wody użytkowej. Ich zastosowanie umożliwia przy racjonalnie niskim zużyciu energii, zaspokojenie wymaganych warunków cieplnych.

Do podstawowych rodzajów energii odnawialnej zalicza się: energię wiatru, promieniowania słońca, geotermiczną, wody, energię biomasy, biogazu, energię jądrową oraz termojądrową. W niniejszej pracy skupiono się głównie nad tymi rodzajami, które najczęściej znajdują zastosowanie w budownictwie mieszkaniowym.

2. Charakterystyka odnawialnych źródeł energii

2.1. Energia słoneczna

Energia promieniowania słonecznego trafiająca od miliardów lat na Ziemię w postaci ciepła i światła warunkuje istnienie życia. Ze wszystkich rodzajów energii jest to największe źródło, z którego jednocześnie powstały w wyniku transformacji pozostałe nośniki energii (oprócz energii wnętrza Ziemi i paliw rozszczepialnych). Temperatura zewnętrzna powłoki Słońca osiąga 5 500°C, natomiast wewnątrz wynosi $\sim 10^7$ °C. Słońce zawiera 72,7% wodoru, 26,2% helu, resztę stanowią pozostałe pierwiastki (tlen, azot, węgiel i inne). Słońce jest kulistym obiektem gazowym o promieniu $R = 696\,000$ km (promień Ziemi na równiku $R = 6\,378,16$ km) i średniej gęstości $\rho = 1\,410$ kg/m³. W słońcu występuje reakcja termojądrowa, w wyniku której zachodzi synteza jąder wodoru, prowadząca następnie do powstania helu. Zgodnie z teorią względności Einsteina, która mówi, że masa jest jedną z form energii:

$$E = mc^2 \quad (1)$$

gdzie:

m - masa (kg),

c - prędkość światła (m/s).

Słońce „kurczy się” w tempie ok. $4 \cdot 10^6$ (Mg/s). Biorąc pod uwagę masę Słońca, która wynosi ok. $1,9891 \cdot 10^{30}$ (kg) ocenia się, jego życie na kilka miliardów lat. Promieniowanie słoneczne jest strumieniem energii jakie słońce emituje równomiernie we wszystkich kierunkach. Z energii wypromieniowywanej przez Słońce do przestrzeni kosmicznej zaledwie 1/1000000 trafia do Ziemi. Oprócz promieniowania elektromagnetycznego do powierzchni Ziemi okresowo dociera ze Słońca promieniowanie

korpuskularne, składające się w większości z protonów (wiatr słoneczny) o prędkości 10^{10} (m/s), powiązane jest to z plamami i wybuchami na słońcu.

Energia słoneczna, która dociera do granicy atmosfery ma moc – wartość stałej słonecznej, $1,36 \text{ (kW/m}^2\text{)}$, z czego około 35 (%) ulega absorpcji i rozproszeniu. Na powierzchnię Ziemi okresowo dociera średnio 50% tej energii. W zależności od szerokości geograficznej natężenie promieniowania wynosi: na równiku 2200-2300 (kWA/m²), w Polsce 1 400-1 700 (kW-h/m²).

W wyniku tych zjawisk, promieniowanie słoneczne możemy podzielić na :

- bezpośrednie – czyli ta część promieniowania, która przedostaje się bezpośrednio przez atmosferę do powierzchni ziemi,
- rozproszone – czyli ta część promieniowania słonecznego, która uległa odbiciu, pochłonięciu przez pyły lub cząsteczki gazów i docierająca do powierzchni ziemi bezkierunkowo.

Suma promieniowania bezpośredniego (ok. 900 W/m^2) i rozproszonego (ok. 100 W/m^2) stanowi tzw. promieniowanie całkowite, które w najbardziej optymalnych warunkach wynosi $1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$. Parametrem opisującym możliwości wykorzystania energii słońca jest również usłonecznienie, czyli liczba godzin w ciągu roku z widoczną operacją słoneczną. Zależy ono od długości dnia, zachmurzenia, przezroczystości atmosfery. Obejmuje w kraju 14-22 (%) roku (średnio 14%), co stanowi 1580 godz. w ciągu roku. [1]

2.1.1. Kolektory słoneczne

Podstawowym i najważniejszym urządzeniem wykorzystywanym w systemach aktywnych jest kolektor słoneczny. Rolą solaru jest konwersja energii słonecznej na energię cieplną poprzez specjalną płytę absorpcyjną [3]. Wyróżnia się trzy typy kolektorów: płaskie, rurowo-próżniowe oraz powietrzne.

W przypadku kolektorów płaskich, absorpcja promieni słonecznych następuje przez miedzianą blachę tzw. absorber, do którego od spodu przylutowane są miedziane kanały w których przepływa płyn grzewczy. Wymuszony obieg czynnika grzejącego, powoduje jego przepływ do zasobnika w którym przekazywane jest ciepło za pomocą wymiennika spiralnego [3].

Kolektor płaski składa się z [3]:

- przezroczystej szyby (zewnętrzna osłona ze szkła hartowanego),
- powłoki absorpcyjnej,
- systemu rurek miedzianych w których przepływa ciecz solarna,

- ocieplenia od spodu (izolacja),
- obudowy aluminiowej.

Generalnie wymienniki płaskich kolektorów dzielą się na dwa podstawowe rodzaje – wymiennik belkowy zwany również harfowym oraz wymiennik typu meandrowego.

Konstrukcja wymiennika belkowego opiera się na dwóch belkach zbiorczych połączonych rurkami prostymi. Wykonanie takie charakteryzuje się krótką drogą przepływu czynnika, nieprzekraczającą 2,5-3 m. Dodatkowo mała prędkość powoduje przepływ laminarny o zmniejszonej zdolności przejmowania ciepła. Zaletą tej konstrukcji jest mały opór hydrauliczny. Natomiast wadą układu wielorurkowego jest to, że zalegające w strefie sedymentacji zanieczyszczenia powstałe podczas wykonywania instalacji lub żel pochodzący z degradacji glikolu propylenowego potrafią zatkać znaczną część konstrukcji wymiennika, przyczyniając się jednocześnie do zwiększenia strefy aeracji. To niekorzystne zjawisko w przypadku niepoprawnie zwymiarowanej instalacji może spowodować drastyczny spadek sprawności instalacji. Wszelkie metody udrożnienia (pneumatyczne lub hydrauliczne) zablokowanych kanałów nie są w stanie w tych przypadkach skutecznie ich oczyścić.[2]

Konstrukcja wymiennika typu meandrowego opiera się również na dwóch belkach, ale zamiast kilku kanałów z prostych rur łączy je jedna rura ułożona w kształcie meandra.

Charakteryzuje się to długą drogą przepływu rzędu 20-30 m, a duża prędkość powoduje, że strumień przybiera charakter turbulentny tj. o zwiększonej zdolności przejmowania ciepła. W odróżnieniu od układu harfowego występują w nim większe opory hydrauliczne. Nie ma to jednak większego znaczenia, ponieważ w małych instalacjach (2-3 kolektory dla domów jednorodzinnych) stosuje się grupy pompowe z regulatorem przepływu, gdyż nawet małe pompy i tak mają większe wydajności niż potrzebne do prawidłowej pracy instalacji. Tak więc o oporze instalacji decyduje nastawa rotametrów w grupie pompowej, a nie sam opór wymiennika. Natomiast w dużych instalacjach stosuje się dla baterii kolektorów zawory regulacyjne, tworząc instalacje o wysokim autorytecie zaworów równoważących. Kolektory o tradycyjnej meandrowej konstrukcji wymiennika mają minimalną strefę sedymentacji i aeracji, mają zdolność do samoodpowietrzenia, a z uwagi na jednodrogowy przepływ utrudniona jest sedymentacja. W przypadku skrajnie źle zwymiarowanej i wykonanej instalacji może dojść do zatkania przewodów, ale można je i tak udrożnić, stosując metodę pneumatyczną lub hydrauliczną [4].

W kolektorach rurowo-próżniowych wykorzystywane są podwójne rurki szklane między którymi znajduje się próżnia.

Idea działania i budowa kolektora próżniowego jest inna niż kolektora płaskiego, i opiera się na wynalazku termosu, czyli zastosowania próżni jako najlepszej możliwej izolacji cieplnej. Dzięki temu kolektor ten ma mniejsze straty ciepła i uzyskuje lepsze efekty pracy w warunkach niekorzystnych, np. przy dużym zachmurzeniu lub w niskiej temperaturze.

Kolektor próżniowy to połączenie szklanych rurek zewnętrznej i wewnętrznej pomiędzy którymi znajduje się próżnia. Rurkę wewnętrzną od strony próżni pokrywa warstwa absorbera, który umożliwia pochłanianie promieni słonecznych. Wewnątrz rurki znajdują się przewody, wykonane z miedzi jako doskonałego przewodnika ciepła. Przewody połączone są z absorberem za przy użyciu aluminium. Zakończone są one w górnej części kondensatorem. W rurce cieplnej znajduje się niewielka ilość czynnika roboczego który powinien charakteryzować się m.in. niską temperaturą wrzenia rzędu $25(^{\circ}\text{C})$, dzięki której nawet przy niewielkim nasłonecznieniu udaje się uzyskać odpowiednie warunki do tego aby czynnik roboczy przechodzi nieustanne przemiany fazowe. Dostarczona energia słoneczna przechwycona jest przez absorber i oddawana na drodze przewodzenia rurkom miedzianym.

Kolektory powietrzne posiadają absorber umieszczony w taki sposób, że powietrze omywa go obustronnie. Króćce wlotowy i wylotowy znajdują się po tej samej stronie. Strumień powietrza wpuszczany jest jednym króćcem poczym kanały rozdzielają go na dwie strugi omywające absorber. Odbiór ogrzanego powietrza odbywa się naprzeciw wlotu. Niektóre rozwiązania posiadają absorber z pofalowaną powierzchnią zastosowaną w celu spotęgowania oddawania ciepła podczas przepływu powietrza z jednego króćca wlotowego do jednego króćca wylotowego. Inne przypominają swoją budową pułki w kolumnie estryfikacyjnej - powietrze podane przez króćce umieszczony w dolnej części unosi się ku górze odbierając ciepło podczas kontaktu z półeczkami absorbera.

2.1.2. Kolektory słoneczne niskotemperaturowe

Kolektory słoneczne niskotemperaturowe są to kolektory, w których parametr intensywny, jakim jest w tym przypadku temperatura czynnika pośredniczącego w przekazywaniu ciepła nie przekracza 100°C . W zależności od medium przekazującego ciepło, kolektory możemy podzielić na: wodne i powietrzne [5]. Z racji niskich kosztów zakupu wynikających z prostej konstrukcji, a dodatkowo dużej trwałości i niezawodności kolektory słoneczne niskotemperaturowe mogą mieć szerokie zastosowanie.

Płaska powierzchnia absorpcyjna kolektora pochłania tylko pewną część promienia słonecznego, częściowo zaś promieniowanie zostaje odbite. Występują tutaj, także straty ciepła emitowane w procesie konwekcji i przewodzenia- mamy odczynienia ze stanem nie

ustalonym solaru. Równowaga cieplna następuje po ściśle nie określonym czasie, stan ten określono jako temperaturę równowagi. Równowaga ta opisana jest prawem Stefana-Boltzmana (1):

$$T_{równ}^4 = \frac{\alpha_r}{\varepsilon} \cdot \frac{H_b}{\sigma} \quad (2)$$

gdzie:

- α_r - współczynnik absorpcji,
- ε - współczynnik emisji,
- H_b - natężenie promieniowania słonecznego, (W/m²),
- σ - stała Stefana-Boltzmana, $\sigma=5,6687 \cdot 10^{-8}$ (W/m²·K⁴),
- σ_r / ε - współczynnik selektywności absorbera.

Gdy współczynnik selektywności absorbera $\sigma_r / \varepsilon = 1$, a natężenie promieniowania $H_b = 800$ (W/m²) i nie uwzględniając strat ciepła, uzyskuje się temperaturę równowagi 71,5 (°C); wartość ta odnosi się do absorbera wykonanego z blachy miedzianej lub aluminiowej pokrytej czarną farbą. W celu podniesienia tej temperatury należy zaabsorbować więcej energii, co zależy od [6]:

- a) zdolności pochłaniania promieniowania słonecznego przez zaczernioną płytę czy inne elementy absorbera. Dla zwiększenia zaabsorbowania energii promieniowania słonecznego należy:
 - absorber pokryć powłokami selektywnymi, dla zwiększenia współczynnika selektywności (σ_r / ε), co można m.in. uzyskać przez pasywowanie (proces uodparniający) blachy miedzianej związkami NaOH i NaCl₂,
 - ograniczyć konwekcyjne straty ciepła przez odpowiednią izolację (straty ciepła nie powinny przekraczać 5 W/m² kolektorów pracujących w lecie i 1 W/m² kolektorów pracujących w zimie),
- b) od kąta padania strumienia promieniowania słonecznego na płytę absorbera,
 - przepuszczalności promienia słonecznego przez osłony przezroczyste,
 - strat wynikłych z zabrudzenia osłon (próby zastosowania pod osłonami próżni),
 - zmniejszenia natężenia strumienia promieniowania słonecznego przez boczne ściany ramy absorbera.

2.1.3. Kolektory słoneczne wysokotemperaturowe

Podwyższenia temperatury w kolektorze można dokonać zwiększając sprawność kolektora w wyniku :

- zwiększenia stosunku absorpcyjności do emisyjności kolektora przez odpowiedni dobór rodzaju powierzchni kolektora,
- koncentracji promieniowania słonecznego przez zogniskowanie natężenia promieniowania padającego z dużej powierzchni kolektora na małą powierzchnię odbiornika ciepła.

Powszechnie stosowane są kolektory zwane koncentratorami do otrzymania wysokich temperatur czynnika, w których powierzchnia koncentratora jest znacznie większa od powierzchni odbiornika ciepła.

Parametrem charakteryzującym poszczególne rodzaje kolektorów jest współczynnik koncentracji. Wybierając właściwy kolektor powinno się także sugerować temperatura czynnika przejmującego ciepło absorbowane - z punktu widzenia koncentracji i temperatury czynnika roboczego kolektory dzielimy, jak pokazano w Tabela 1.

	Rodzaje kolektorów	Temperatura (°C)	Współczynnik koncentracji C
	NISKOTEMPERATUROWE		
1	Płaskie, płyta metalowa	120	1
2	Płaskie próżniowe, absorber w szklanych rurkach	120	1
	ŚREDNIOTEMPERATUROWE (soczewkowe)		
3	Paraboliczne, o kształcie rynien	320	50
4	Kuliste, o kształcie kielichów	420	200
	WYSOKOTEMPERATUROWE w postaci parabolicznych talerzy koncentrujące promieniowanie słoneczne wokół swoich ognisk - które są wykonane ze:		
5	Ze specjalnej stali	900	3 000
6	Z ogniotrwałej ceramiki	1 200	6 000-10 000

Źródło: Ciechanowicz W.: Energia, środowisko i ekonomia. Instytut Badań Systemowych PAN, Warszawa, 1997.

2.1.4. Warunki metrologiczne Polski

Warunki geograficzne Polski do wykorzystywania energii słonecznej na tle całej Europy są średnie. Polska leży w obszarze ścierania się dwóch głównych frontów Atlantyckiego i Kontynentalnego, co powoduje częste zachmurzenia. Dodatkowo temperatury powietrza zimą są niskie [7]. Możliwości wykorzystania w Polsce energii słonecznej należy rozpatrywać pod kątem wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz usłonecznienia.

Polskę pod względem przydatności dla potrzeb energetyki słonecznej podzielono na 10 regionów (uszeregowane według najlepszych warunków słonecznych):

I – Nadmorski

VII - Podlasko-Lubelski

VIII - Śląsko-Mazowiecki

IX - Świętokrzysko-Sandomierski

III - Mazursko-Siedlecki

V - Wielkopolski

XI – Podgórski

IV - Suwalski

VI - Warszawski

X - Górnośląski Okręg Przemysłowy

Warunki meteorologiczne Polski charakteryzują się bardzo nierównomiernym rozkładem napromieniowania w cyklu rocznym. Prawie 80% rocznego całkowitego napromieniowania przypada na okres od początku kwietnia do końca września. Warunki nasłonecznienia w Polsce charakteryzują się również dużymi wahaniami w krótkich przedziałach czasu. Struktura promieniowania słonecznego charakteryzują się znacznym udziałem promieniowania rozproszonego w całkowitym promieniowaniu słonecznym, która średniorocznie wynosi 54%.

2.1.5. Korzyści i zagrożenia wynikające z wykorzystania energii słonecznej

Zalety energii słonecznej:

- czystość ekologiczna (brak emisji gazów cieplarnianych, pyłów),
- powszechna dostępność,
- niewyczerpalność,
- łatwość utrzymania i konserwacji urządzeń,
- możliwość wykorzystania w gospodarstwach oddalonych od innych źródeł energii.

Wady energii słonecznej:

- okresowość i zmienność dostarczania w czasie,
- zmienna koncentracja i niskie natężenie energii,
- wysokie koszty instalacji,
- wysokie koszty magazynowania energii i konwersji na energię mechaniczną, ciepłą, elektryczną,
- duże instalacje mogą negatywnie oddziaływać na środowisko poprzez wywoływanie „niepokoju optycznego”,
- uzależnienie od warunków pogodowych.

2.2. Energia uzyskana z ciepła gruntu, wody i powietrza

Ciepło gruntu, powietrze oraz woda są tzw. dolnymi źródłami ciepła [8]. Urządzenia za pomocą których ciepło jest transportowane na wyższe poziomy temperatury nazywane są pompami ciepła. Przenoszone ciepło pochodzi najczęściej ze źródeł niekonwencjonalnych (odnawialnych), zaś transformacja odbywa się przy udziale energii konwencjonalnej (nieodnawialnej).

Dla wielu osób, które po raz pierwszy spotykają się z urządzeniem takim jak pompy ciepła zasada ich działania może być nieco niezrozumiała. Tymczasem sprawa jest bardzo prosta. Jednakże nazwa „pompa ciepła” nie jest poprawna pod względem technicznym, urządzenie to ściślej ujmując powinno nazywać się po prostu sprężarką bądź pompą grzejącą. Jednak nazwa pompa ciepła jest używana z następujących powodów :

- jest to nazwa usystematyzowana w Polsce normami przedmiotowymi jak i terminologią techniczną.
- w innych krajach jest określana również jako pompa ciepła: die Wärmepumpe, Heat pump, Pumpe de chaleur, Pomoa di calowe, itp.

Sprężarkowe pompy ciepła są to urządzenia umożliwiające podniesienie, przy pomocy energii mechanicznej za pośrednictwem energii elektrycznej, ciepła o niskiej temperaturze na poziom wyższej temperatury, użytecznych dla celów grzewczych oraz do uzyskania ciepłej wody użytkowej. Niektóre pompy ciepła są w stanie podgrzać wodę nawet do temperatury 58°C. Zasada działania pompy jest niemal identyczna jak agregat chłodniczy w lodówce, tylko odbywa się on w zakresie temperatur wyższych od temperatury otoczenia. Jako czynnik roboczy służy gaz, który można skroplić przy niezbyt wysokim ciśnieniu i przy żądanej temperaturze do ogrzewania oraz odparować przy niskim ciśnieniu i temperaturze otoczenia. Ciepło pobierane jest z tak zwanego dolnego źródła ciepła (np. z gruntu, z powietrza lub ze

zbiornika wodnego) za pośrednictwem układu węzownic lub bezpośrednio ze źródła ciepła. Ciepło z układu dolnego transportowane jest do znajdującego się w pompie wymiennika ciepła zwanego parownikiem. Dzięki parownikowi można przekazać ciepło do wewnętrznego obiegu pompy. Czynnik znajdujący się w układzie wewnętrznym, który ma zostać ogrzany, pod wpływem dostarczonej energii z dolnego źródła wrze i zamienia się w gaz. Sprężarka zasysa czynnik w postaci prawie suchej pary (A) i spręża tę parę do wysokiego ciśnienia. W wyniku podwyższenia ciśnienia następuje zmiana poziomu energetycznego i czynnik uzyskuje wyższą temperaturę (B). Następnie w drugim wewnętrznym wymienniku ciepła - skraplaczu następuje wymiana ciepła z tzw. górnym źródłem (instalacja c.o., c.w.u. lub technologiczna). Czynnik ochładza się i zamienia ponownie w ciecz (C). Ciecz znajdująca się jeszcze pod wysokim ciśnieniem zostaje rozprężona (D) i wraca z powrotem do parownika. Cały proces powtarzany jest cyklicznie.

W praktyce dużo częściej stosowane są pompy tzw. dwusprężarkowe, które w swej obudowie zawierają dwie sprężarki, włączone do dwóch niezależnych obiegów hemodynamicznych. Ułatwia to bardziej korzystne dopasowanie mocy pompy do aktualnego zapotrzebowania na ciepło, zmniejszenia liczby włączeń i wyłączeń pompy. Zapobiega to konieczności stosowania współpracujących z pompą buforów ciepła, co tym samym zwiększa „żywołność” urządzenia.

Wszystkie źródła ciepła mierzy się jedną zasadniczą miarą, którą jest sprawność źródła ciepła. Sprawnością określamy stosunek energii potrzebnej do wytworzenia ciepła do energii jaka została dzięki temu wytworzona, jednak nie w przypadku pomp ciepła. Energetyczne wartości procesu pompy ciepłej określa się przez przedstawienie współczynnika wydajności, a mianowicie stosunku uwalnianego ciepła do pracy mechanicznej wykonanej przy jej wytworzeniu. W teoretycznym modelu Carnota współczynnik ten jest zależny tylko od temperatury docierającego dolnego źródła ciepła t i od temperatury uwalnianego górnego źródła ciepła T , obie wartości temperatury są wyrażane w układzie SI stopniami Kelvina. Zysk ciepła jest większy, im większy jest stosunek temperatur dolnego źródła - t /do temperatury górnego źródła - T , lub im mniejsza jest różnica temperatur, o którą należy podnieść ciepło. W realnym świecie współczynniki wydajności wykonanych urządzeń zmniejszają się wskutek całego szeregu strat. Tak więc temperatura czynnika roboczego w parowniku musi być o parę stopni niższa, a w skraplaczu o kilka wyższa niż poziom temperatury górnego i dolnego źródła. Różnica temperatur źródeł ciepła wskutek tego podwyższa się, a współczynnik wydajności maleje. Dochodzą tu jeszcze straty przy sprężaniu czynnika roboczego i jego dławieniu oraz przesyłu energii.

Rzeczywisty współczynnik sprawności – wydajności sprężarkowej pompy ciepła można określić wyrażeniem:

$$T / (T - t) \cdot \eta \quad (3)$$

a sprawność całkowita pompy ciepła wynosi:

$$\eta = 0,4 \div 0,5 \quad (4)$$

przy czym mniejszą sprawność osiągają mniejsze pompy ciepła, a wyższą większe. Natomiast sprawność energetyczna pompy ciepła z punktu widzenia całego urządzenia, jest to stosunek ilości energii elektrycznej potrzebnej w całym procesie i ciepła niskotemperaturowego do uzyskanej ilości ciepła użytecznego. Przeciętny wynik tej sprawności znajduje się na poziomie ok. 95 % i może nieznacznie różnić się w zależności od rodzaju i modeli pomp różnych producentów.

2.2.1. Zakres stosowania pomp ciepła

Niestety jak wszystko, pompy ciepła również mają swoje plusy i minusy. Jednym z minusów jest fakt, że pompy ciepła posiadają ograniczone parametry pracy. Wynika to z zakresu pracy zastosowanego w obiegu czynnika roboczego oraz parametrów technicznych sprężarki. Dla sprężarkowych pomp zakłada się na ogół następujące zakresy temperaturowe dolnego i górnego źródła ciepła:

- dolne źródło ciepła: -7°C do 25°C;
- górne źródło ciepła: 25 °C do 60 °C.

2.2.2. Dolne źródła ciepła

Parametry określające ilościowo dolne źródło ciepła to: temperatura źródła i jej zmiany w czasie oraz zawartość ciepła. Od strony technicznej istotne są: możliwość ujęcia i pewność eksploatacji. Do rodzaju źródeł naturalnych można zaliczyć:

1) Wody powierzchniowe

Energia pozyskiwana z wód powierzchniowych pochodzi z wymiany ciepła pomiędzy wodą a powietrzem atmosferycznym i gruntem. Z powodu iż temperaturę wody w rzece kształtuje wymiana ciepła z otoczeniem, poboru energii można dokonywać wielokrotnie na długości wody powierzchniowej, na przykład na powierzchni rzeki. Wadą wód

powierzchniowych jako dolnego źródła są problemy z poborem energii w okresach niskich temperatur oraz przy małych ruchach wody, a także w przypadku występowania oblodzenia. Uzyskiwanie energii z wód powierzchniowych ma też pewnie minusy, a mianowicie zanieczyszczenie wód powierzchniowych powoduje konieczność stosowania wymienników pośrednich i odpowiednich układów filtrujących, a to zmniejsza efektywność energetyczną pomp ciepła i podnosi koszty inwestycyjne oraz jej utrzymania.

2) Wody podziemne

Wody podziemne stanowią źródło o łatwej dostępności. Charakteryzują się niewielkimi zmianami temperatur w ciągu roku i dla warunków klimatycznych Polski wynoszą przeważnie od 5 - 12 °C. Wody te mogą być kierowane bezpośrednio do parownika, a przy dużym zasoleniu może być zastosowany pośredni wymiennik ciepła. Wadę stanowi wysoki również wysoki nakład inwestycyjny i eksploatacyjny ujęcia.

3) Grunt

Przy pompach ciepła również grunt może być użyty jako dolne źródło, lecz tylko dla pomp ciepła o niewielkich wydajnościach cieplnych. Energia cieplna jest akumulowana tylko w około 10-cio metrowej warstwie gruntu. Zakłada się, że na tej głębokości temperatura jest równa średniej rocznej temperaturze powietrza i wynosi dla naszych warunków klimatycznych (Polskich) ok. 7 - 8 °C. Natomiast poziome wymienniki gruntowe układa się na głębokości 1 - 2 m. Na tym poziomie temperatura gruntu kreśli sinusoidalnie w skali roku wykres temperatur i jej amplituda wynosi ok. 11 - 17 °C latem i -1 - 5 °C w zimę. Wartości odchylenia temperatury od wartości średniorocznej zależą od rodzaju gleby i głębokości na jakiej znajduje się dolne źródło ciepła oraz ukształtowania terenu.

4) Powietrze atmosferyczne

Powietrze atmosferyczne charakteryzuje się dużą różnicą temperatur zarówno w okresie dobowym, jak i w całym okresie grzewczym. W zakresie temperatur ujemnych występują poważne problemy z oszranianiem i odtajaniem urządzeń. Wyjątek stanowi możliwość pobierania ciepła z pomieszczeń w okresie międzygrzewczym poprzez nieczynną instalację centralnego ogrzewania i wykorzystanie ciepła np. do podgrzewu ciepłej wody użytkowej, jednak praca pompy ciepła jest tu ograniczona właśnie do okresu

międzygrzewczego. Natomiast koszty inwestycji są pomniejszone o koszty wykonania wymiennika dolnego źródła ciepła oraz występują korzystne temperatury powietrza.

Innymi możliwymi dolnymi źródłami ciepła mogą być również odpadowe ciepło technologiczne i komunalne (np. chłodnie kominowe i wentylatorowe, układy wentylacyjne itp.).

2.2.3. Górne źródła ciepła

Funkcję górnego źródła ciepła pełni instalacja grzewcza, i jest ona równoznaczna zarówno z potrzebami cieplnymi odbiorcy, jak i zapotrzebowaniem na ciepłą wodę użytkową. Dane techniczne sprężarkowych pomp ciepła zawężają ich przydatność do zakresów :

- ogrzewania sufitowego: do 45 °C;
- ogrzewania podłogowego: 25 - 29 °C;
- ogrzewania grzejnikowego: np. 55/40 °C;
- podgrzewania ciepłej wody użytkowej: 55 - 60 °C;
- niskotemperaturowych procesów technologicznych: 25 - 60 °C.

Nie jest to wcale wąski obszar w jakim można zastosować pompy ciepła. Ciepła woda użytkowa jest podgrzewana dla każdego zakładu przemysłowego i gospodarstwa domowego. Na skutek coraz to nowych materiałów izolacyjnych podnosi się standard izolowanych termicznie budynków, a temperatura obliczeniowa powierzchni grzejnych jest coraz niższa i zbliża się do wartości 60 °C. Natomiast temperatury w granicach do 40 - 50 °C mają zastosowanie na przykład w ogrodnictwie.

Aby podnieść współczynnik ekonomiczny instalacji grzejnej w budynkach zalecane jest montowanie pomp ciepła możliwie najbliżej zarówno dolnego jak i górnego źródła ciepła w celu uniknięcia jak największej ilości strat przy przesyle energii.

2.2.4. Efektywność ekonomiczna pomp ciepła

Przystępując do oceny efektywności ekonomicznej zastosowania sprężarkowych pomp ciepła warto pamiętać, że energia elektryczna stosowana do napędu sprężarki jest zdecydowanie najdroższym źródłem energii, a wynika to z faktu, że jest energią najbardziej przetworzoną, a o opłacalności decydować będzie przede wszystkim średnia efektywność energetyczna w rocznym okresie eksploatacji urządzenia. Dużym czynnikiem tego typu instalacji jest sam koszt inwestycji w pompę ciepła i urządzenia jej towarzyszące. Przeprowadzając analizę wpływu poszczególnych czynników na efektywność ekonomiczną stosowania sprężarkowych pomp ciepła, można je podzielić następująco:

1) Efektywność energetyczna pomp ciepła

Jak wcześniej wspomniano efektywność energetyczna zależy przede wszystkim od różnicy temperatur pomiędzy dolnym i górnym źródłem ciepła i jest tym wyższa, im o mniejszą wartość musimy "podnieść temperaturę". Im niższa jest temperatura zewnętrzna, tym wyższa wymagana temperatura w instalacji odbiorczej i z reguły niższa temperatura w dolnym źródle ciepła. Sytuacja pociąga za sobą spadek efektywności pompy właśnie wtedy, gdy zużycie ciepła w instalacji grzewczej górnego źródła ciepła wzrasta. W przypadku ciepłej wody użytkowej i procesów technologicznych wymagających temperatury w granicach 50 - 60 °C efektywność pompy ciepła jest trwale niska, a o zastosowaniu pomp ciepła przesądzają inne czynniki ekonomiczne. Zwrócić należy również uwagę, że stosowanie pośrednich wymienników zarówno na górnym jak i na dolnym źródle znacznie pogarsza efektywność energetyczną sprężarkowych pomp ciepła.

2) Wielkość nakładów inwestycyjnych

Nakłady inwestycyjne mogą bardzo się różnić. Ekonomiczny bilans inwestycyjny zależy przede wszystkim od rodzaju dolnego źródła ciepła i sposobu jego pozyskania. Dla instalacji w niewielkich budynkach o zapotrzebowaniu na pompy o mniejszych mocach koszt wykonania ujęcia dolnego źródła może przewyższać koszt zakupu samej pompy ciepła i staje się głównym punktem w koszcie całej inwestycji. Dla instalacji przemysłowych zróżnicowanie kosztów inwestycyjnych może być jeszcze większe. Analizując koszty inwestycyjne należy również zwrócić uwagę na różnice kosztów pomiędzy wykonaniem instalacji odbiorczej dostosowanej do tradycyjnych źródeł ciepła, a wykonaniem instalacji niskoparametrowej współpracującej z pompami ciepła, która wymaga większych zasobów inwestycyjnych.

3) Koszty eksploatacji sprężarkowych pomp ciepła

Sprężarki pomp ciepła są zazwyczaj zasilane silnikami elektrycznymi, a sprężarka i silnik elektryczny stanowi zamkniętą całość. Zwarta obudowa pompy ciepła oraz wyposażenie jej w sterownik powoduje, że nie wymaga ona żadnej obsługi oraz przeglądów i serwisu. Koszt eksploatacji ogranicza się jest do kosztu zakupu energii elektrycznej.

4) Efektywność ekonomiczna

Na efektywność ekonomiczną stosowania pomp ciepła wpływ mają głównie dwa czynniki: z jednej strony efektywność energetyczna i cena zakupu energii elektrycznej, napędowej, z drugiej strony koszty inwestycyjne. Efektywność ekonomiczna pomp bardzo się waha; przykładowo dla temperatury górnego źródła ciepła 55 °C i temperatury w parowniku -7 °C (wymyenniki gruntowe) efektywność energetyczna wynosi 2,4; odpowiednio dla temperatur 30 °C (np. ogrzewanie podłogowe) i 5 °C (woda gruntowa) efektywność wyniesie aż 5,4. Oznacza to, że w tym konkretnym przypadku koszt uzyskania jednostki ciepła wahać się stanowczo.

Podsumowując należy stwierdzić, że podejmując decyzję o zastosowaniu sprężarkowych pomp ciepła należy bardzo starannie przeanalizować celowość takiej inwestycji, a w szczególności porównać z innymi możliwymi do zastosowania źródłami ciepła. Należy przekalkulować średni koszt utrzymania innych źródeł ciepła z pompami ciepła, nie zapominając o uwzględnieniu nieprzewidzianych kosztów, np. serwisowych.

2.3. Energia z biomasy

Biomasa jest najstarszym nośnikiem energii wykorzystywanym przez pierwszych ludzi. Odkrycie ognia, oznaczało wykorzystanie jako paliw produktów roślinnych, a przede wszystkim drewna. Jest ono do dziś jednym z podstawowych nośników energii. Niestety drewno wykorzystuje się tak intensywnie, że zagraża to w poważny sposób środowisku naturalnemu. Szacuje się, że w skali całego świata, spalanie drewna daje ilość energii uzyskiwanej z paliw kopalnych rzędu 7-10%.

W krajach, które są bardziej rozwinięte gospodarczo, biomasa traktowana jest jako odpady organiczne powstałe w wyniku obróbki drewna, odpady z gospodarstwa rolnego (np. słoma czy gnojowica), odpady organiczne na wysypiskach, osady z oczyszczalni ścieków, odpady organiczne w przemyśle. Poniższa Tabela 2, przedstawia możliwości energetyczne wykorzystania produktów wytworzonych z biomasy.

Tabela 1. Energetyczne możliwości wykorzystania biomasy

Biomasa		
Biopaliwa stałe	Biopaliwa gazowe	Biopaliwa ciekłe
– odpady z produkcji zwierzęcej, – pozostałości z rolnictwa: słoma zbóż, rzepak, siano, łęty, – osady ściekowe, – drewno opałowe: ścinki, wióry, zrębki, trociny,	– biogaz z fermentacji ściekowych, – gaz wysypiskowy z fermentacji odpadów komunalnych, – gaz drzewny, – biogaz rolniczy z gnojowicy i odpadów rolniczych, – biogaz z fermentacji przetwórstwa.	– biooleje, – olej rzepakowy, – biodiesel, – etanol, – metanol, – olej po smażeniu żywienia zbiorowego zbiorowym.

Zródło Foit H.: Zastosowanie odnawialnych źródeł energii w ogrzewnictwie i wentylacji. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.

2.3.1. Biopaliwa stałe

Jak już wspomniano w poprzednim podrozdziale stałe, płynne i gazowe biopaliwa produkowane są z biomasy, która sama występuje w rozmaitych stanach skupienia. Tak więc biopaliwa są biomasą, która poprzez fizyczną, chemiczną bądź biochemiczną obróbkę jest przygotowana do wykorzystania na cele energetyczne.

Biopaliwa stałe posiadają różne właściwości w zależności od ich rodzaju. Na cele energetyczne (ogrzewanie budynków mieszkalnych) wykorzystywane jest najczęściej drewno i odpady z przerobu drewna, rośliny pochodzące z upraw energetycznych, produkty rolnicze oraz odpady organiczne z rolnictwa, niektóre odpady komunalne i przemysłowe. Wartość biomasy jako paliwa jest uzależniona od stopnia jej suchości tzn. im bardziej sucha – tym lepiej poddaje się spalaniu, a tym samym wytwarza więcej energii. Jednym z bardziej wartościowych paliw otrzymywanych z biomasy jest brykiet drzewny bądź pellety drzewne. Są to paliwa uszlachetnione produkowane z rozdrobnionych odpadów drzewnych, które są odpowiednio suszone, mielone i prasowane.

Drewno do pierwszej połowy XX wieku było podstawowym surowcem energetycznym. Z biegiem czasu jego miejsce zajmowały paliwa kopalne, w związku z czym przestało ono odgrywać tak istotnej roli w budownictwie oraz innych gałęziach przemysłu. Biorąc pod uwagę skład chemiczny drewno jest substancją niejednorodną i składa się głównie z wody, celulozy (oraz jej różnych odmian), ligniny. Razem ze wzrostem drzewa, maleje w nim zawartość wody, a rośnie zawartość ligniny. Średnio w świeżo ściętym drewnie jest około 20-60% wody. Wartość ta jest uzależniona od gatunku drzewa i jego ciężaru właściwego (drewno o większym ciężarze właściwym posiada większą wilgotność).

Paliwa drewnopochodne charakteryzują się dużą zawartością składników lotnych. Zaledwie 20% ich masy stanowią nietlotne związki węgla, które nie odparowują w procesie ogrzewania drewna, lecz zostają spalone na ruszcie. Tymczasem większość związków lotnych spala się nad rusztem.

Wśród paliw stałych powstałych z biomasy można wyróżnić paliwa drewnopochodne oraz rośliny pochodzące z upraw energetycznych. Do paliw drewnopochodnych zaliczamy:

- drewno kawałkowe
 - trociny
 - wióry
 - zrębki drzewne
 - kora
 - brykiet drzewny
 - pellety
- } paliwa uszlachetniane

Drewno kawałkowe stanowi pozostałość około 2% z obróbki drewna konstrukcyjnego, przycinanego na wymiar. Są to także odpady z przycinanych na wymiar półwyrobów (np. fryzów) lub materiałów, które nie spełniają norm (te stanowią przeszło połowę przerabianego drewna). Zawartość opałowa drewna kawałkowego wynosi 11-22MJ/kg, jego wilgotność około 20-30%, a zawartość popiołu 0,6-1,5% suchej masy. Zawiera ono również niewielkie ilości kory.

Trociny i wióry to produkty uboczne powstałe podczas frezowania i skrawania w tartakach, które zajmują się obróbką drewna w sposób bardziej zaawansowany. To około 10% przerabianego drewna. Są cennym paliwem, powstałym z oczyszczonego drewna i doskonale nadają się do spalania w kotłowniach. Trociny charakteryzują się różnym stopniem wilgotności, który waha się średnio od 6-10% do 45-65% (ostatni przedział odnosi się do drewna świeżo ściętego). Jedną z głównych wad trocin, to problemy z magazynowaniem. Oprócz faktu, że potrzebują dużo miejsca do magazynowania, to miejsce to powinno mieć stały dostęp do powietrza, które umożliwiłoby ich wietrzenie, co z kolei chroni przed zaparzeniem i zawilgoceniem.

Zrębki drzewne czyli rozdrobnione drewno w postaci ścinków o nieregularnych kształtach o długości 5-50 mm. Są produkowane:

- na szybkorosnących plantacjach wierzby,
- przy obrabianiu drewnianych bali w tartakach,
- podczas pierwszego trzebień drzewostanów, wierzchołków i innych pozostałości po wyrębach,

- z odpadów drzewnych w dużych zakładach przetwarzających drewno.

Wartość opałowa zrębków wynosi 6-16 MJ/kg, a ich wilgotność 20-60%. Zrębki doskonale nadają do opalania kotłów, wykorzystuje się je również jako topnik w hutnictwie i do produkcji płyt wiórowych. Wadą tego paliwa jest spora podatność na choroby grzybowe, a także wrażliwość na zmiany wilgotności powietrza. Długo magazynowane zrębki powinny być co jakiś czas przewracane tak, aby nie uległy zaparzeniu i zawilgoceniu.

Kora to wartościowy pod względem energetycznym odpad przemysłu drzewnego, stanowiący od 10 do 15% masy pozyskiwanego drewna. Jej wartość opałowa wynosi 18,5-20 MJ/kg, wilgotność 55-65%, a zawartość popiołu, który ma tendencję do żużlowania stanowi 1-3% suchej masy.

Część kory zostaje podczas obróbki drewna przetworzona na trociny. Korę przed podaniem do kotła z podajnikiem ślimakowym należy poddać zrębkowaniu w rębaku z górnym zasypem, zrębkowanie kory przebiega jednak szybko i pochłania niewielkie ilości energii.

Brykiet drzewny to kostka lub walec, wytworzona z suchego i rozdrobnionego drewna czyli zrębków, wiórów i trocin. Są one prasowane pod wysokim ciśnieniem bez dodatku substancji klejących. Podczas zachodzącego pod ciśnieniem 200 atmosfer procesu brykietowania wydzielana jest lignina, która to po obniżeniu temperatury zastyga i spaja surowiec w formie brykietu. Znaczne zagęszczenie materiału w stosunku do jego objętości sprawia, że proces spalania zachodzi stopniowo i bardzo powoli. Wartość energetyczna tego paliwa plasuje się w granicach 19-21 GJ/t zaś jego wilgotność 6-8%.

Pellety (inaczej nazywane granulatami) to produkowane z odpadów drzewnych (przeważnie z trocin i wiórów) o długości kilku cm granulki o średnicy 6-25 mm. Pellety wytłacza się w prasie rotacyjnej, bez dodatku substancji klejącej i pod dużym ciśnieniem, co umożliwia duże zagęszczenie surowca. Pellety są paliwem łatwym do transportowania, najpraktyczniejszym w magazynowaniu i najwygodniejszym w eksploatacji. Ich zaletą jest też bardzo niska zawartość popiołu (0,4-1% suchej masy). Wartość energetyczna pelletu wynosi 16,5-17,5 MJ/kg.

Oprócz surowców drewnopochodnych, biomasa powstaje również z tzw. roślin energetycznych. W Polsce wyróżniamy ich cztery podstawowe grupy:

- rośliny uprawne roczne: trzcina pospolita, zboża, kukurydza, słonecznik, konopie, rzepak, sorgo sudańskie, słoma (otrzymana poprzez wysuszenie roślin);
- rośliny drzewiaste szybkiej rotacji: wierzba wiciowa, topola, osika, eukaliptus;

- szybko rosnące, rokrocznie plonujące trawy wieloletnie: miskanty, trzcina, mozga trzcinowata, trzcina laskowa;
- wolno rosnące gatunki drzewiaste.

Wszystkie te rośliny posiadają jedną ważną cechę, a mianowicie ich roczny przyrost masy jest bardzo szybki, przy czym posiada niewielkie wymagania glebowe. Fakt ten wykorzystywany jest przy rekultywacji obszarów zdegradowanych, ponieważ system korzeniowy wyżej wymienionych roślin kształtuje się w taki sposób, że przejmuje zanieczyszczenia w postaci metali ciężkich, które zalegają w glebie. Do innych pożądanych cech roślin energetycznych zaliczyć można dużą odporność roślin na choroby i szkodniki oraz wysoką wartość opałową. Do celów energetycznych najbardziej rozpowszechnione jest wykorzystanie słomy, którą otrzymuje się z wysuszonych roślin strączkowych, lnu czy rzepaku.

Słoma wszystkich rodzajów znajduje zastosowanie w energetyce. Słoma powstała ze zbóż oraz rzepaku i gryki jest bardzo cenna, przy czym za najbardziej wartościową uważana jest słoma żytnia, pszenna oraz osadki kukurydzy. Wykorzystuje się ją głównie w rolnictwie jako podściółka w hodowli zwierząt gospodarskich oraz jako pasza. Do celów energetycznych wykorzystuje się jedynie jej nadwyżki. Pozwala to uniknąć jej spalania na polach uprawnych co wywołuje spore szkody środowisku naturalnemu. Z drugiej strony dużą wartość energetyczną ma zupełnie nieprzydatna w rolnictwie słoma rzepakowa, bobikowa i słonecznikowa. Kraje, które produkują dużo zbóż (np. Kanada czy Dania) używają słomy do np. produkcji płyt lub wykorzystują je właśnie w celach energetycznych (np. Dania wykorzystuje około 55% wyprodukowanej słomy na cele energetyczne).

Wilgotność słomy wynosi 10-20%, zaś wartość opałowa i zawartość popiołu odpowiednio 14,3 MJ/kg i 4% suchej masy dla słomy żółtej oraz 15,2 MJ/kg i 3% s. m. dla słomy szarej. Słoma jest spalana w postaci: suchej siewki, granulatu (minibrykiety), pyłu, balotów całych, balotów poszarpanych.

2.3.2. Biopaliwa płynne

Biopaliwa płynne są alternatywą dla tradycyjnych paliw wykorzystywanych w transporcie drogowym (Tabela 4). To właśnie on odpowiada za około 20% emisji dwutlenku węgla (CO₂) do atmosfery. Dlatego troszcząc się o środowisko naturalne, które nas otacza zaczęto poszukiwać innych (odnawialnych) paliw, czyli tzw. biopaliw płynnych, do których zaliczamy:

- oleje roślinne, np. olej rzepakowy;

- biodiesel, czyli estryfikowany olej rzepakowy;
- bioolej otrzymywany przez poddanie biomasy szybkiej pirolizie;
- bioalkohole, wśród których największe znaczenie ma etanol.

Biopaliwa produkowane są z olejów roślinnych. Ich koszty produkcji są na chwilę obecną na tyle wysokie, że nie pozwalają na szerokie wykorzystanie w energetyce, trwają jednak próby wyhodowania roślin, których olej będzie wykorzystywany wyłącznie do celów energetycznych.

Tabela 2 Źródła biopaliw płynnych i możliwości ich zastosowania

Biopaliwo	Roślina	Proces konwersji	Zastosowanie
Bioetanol	Zboża, ziemniaki, topinambur itp.	Hydroliza i fermentacja	Substytut i/lub dodatek do benzyny
Bioetanol	Buraki cukrowe itp.	Fermentacja	Substytut i/lub dodatek do benzyny
Bioetanol	Uprawy energetyczne, słoma, rośliny trawiaste	Obróbka wstępna, hydroliza i fermentacja	Substytut i/lub dodatek do benzyny
Biometanol	Uprawy energetyczne	Gazyfikacja lub synteza metanolu	Ogniwa paliwowe
Olej roślinny	Rzepak, słonecznik itp.	-	Substytut i/lub dodatek do oleju napędowego
Biodiesel	Rzepak, słonecznik itp.	Estryfikacja	Substytut i/lub dodatek do oleju napędowego
Bioolej	Uprawy energetyczne	Piroliza	Substytut oleju napędowego lub benzyny

Źródło Foit H.: Zastosowanie odnawialnych źródeł energii w ogrzewnictwie i wentylacji. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2011.

Bioetanol stał się w ostatnim czasie jednym z bardziej liczących się biopaliw płynnych. Jego udział w bilansie zużycia paliw ciekłych wynosi w Polsce prawie 0,5%, a w Unii Europejskiej 0,36% [9]. Powstaje on w procesie fermentacji alkoholowej. Najczęściej wykorzystuje się go jako domieszkę do benzyny, ale również może być używany jako samodzielne paliwo.

2.3.3. Biopaliwa gazowe

Biogaz to produkt procesu, który zachodzi poprzez beztlenową fermentację stałych i ciekłych odpadów produkcji zwierzęcej takiej jak obornik czy gnojowica. Przykładem jego tworzenia może być np. gaz wysypiskowy, który powstaje w przypadku kilkudniowego

składowania odpadów bez dostępu tlenu i przy temperaturze oscylującej w granicach 40°C. Gaz, który powstaje podczas tego procesu w większości zawiera około 65% metanu, 35% dwutlenku węgla oraz nawóz.

Innym rodzajem biopaliwem gazowym jest tzw. biogaz rolniczy. Jeśli chodzi o to paliwo, jest ono dość często spotykane w krajach zachodnich Europy. Powstaje z obornika wytworzonego w gospodarstwach rolnych. Obornik ulega fermentacji w efekcie czego powstaje biogaz, który nie wykorzystany, ulatnia się do atmosfery i pogłębia efekt cieplarniany. W zależności od tego na co dane gospodarstwo jest nastawione (czy na chów trzody chlewnej czy na uprawę zbóż) substratem do produkcji biogazu będą odchody zwierzęce (np: gnojowica, obornik), odpady rolne poprodukcyjne (np: odpady zbożowe, odpady pasz), rośliny energetyczne (np: kukurydza, pszenżyto, pszenica, jęczmień, rzepak, lucerna, trawa sudańska, burak pastewny, burak cukrowy, ziemniak). Możliwe jest również przetwarzanie na biogaz odpadów organicznych pochodzących np. z produkcji spożywczej lub innych czystych chemicznie odpadów organicznych. W Polsce ten rodzaj paliwa nie jest zbyt popularny, w przeciwieństwie do Niemiec, gdzie istnieją dopłaty za każdy wyprodukowany KW energii z biogazu. W Ameryce z kolei, powstają elektrownie, które otrzymują biogaz z odchodów indyczych. Uzyskana w ten sposób energia może zasilić nawet 60 000 domostw.

Istnieją również sposoby otrzymywania biogazu z oczyszczalni ścieków. W tej kwestii możliwości są ogromne. Zakłada się, że około 1m³ osadu o zawartości 5% suchej masy, daje od 10-20 m³ biogazu. Najwięcej biogazu otrzymuje się z oczyszczalni biologicznych. Odzysk części energii z biogazu ma istotny wpływ na rentowność oczyszczalni ścieków, które mają wysokie zapotrzebowanie na energię cieplną. W większości oczyszczalni ścieków, które zostały wybudowane w okresie powojennym ze względu na brak funduszy zaprzestano budowy komór fermentacyjnych, a co za tym idzie pozyskiwania biogazu. Otwarta, tlenowa fermentacja osadu stała się bardzo uciążliwa i dla środowiska i dla mieszkańców, którzy zamieszkiwali tereny przyległe do zakładów.

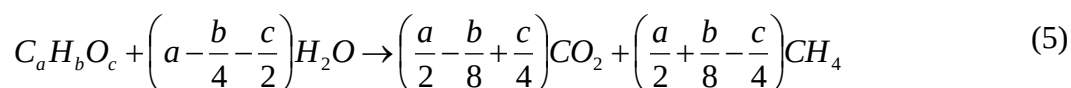
W ostatnich czasach zaobserwowano powrót do sprawdzonych technologii sprzed lat. W tej technologii zachodzi fermentacja osadu wytrąconego ze ścieków:

- komunalnych,
- przemysłu mięsnego,
- przemysłu rybnego,
- rolno-spożywczego.

Fermentacja zachodzi w specjalnych, wydzielonych komorach w sposób ciągły albo okresowy. Kolejnym etapem jest spalanie biogazu w wysokoprężnym silniku w wyniku czego uzyskuje się energię elektryczną.

Biogaz otrzymywany jest również z odpadów komunalnych znajdujących się na wysypiskach śmieci. Przeważnie są one składowane w postaci hałd, które pod własnym ciężarem lub przy pomocy komponentów ulegają sprasowaniu i biodegradacji. W hałdach panują warunki beztlenowe co sprzyja fermentacji podczas, której powstaje biogaz. W idealnych warunkach z odpadów można uzyskać około 400-500m³ gazu wysypiskowego, który z kolei zawiera około 55% metanu.

Zdolność do przetwarzania biomasy do metanu oraz dwutlenku węgla określana jest wg następującego równania :



Jeśli w obliczeniach uwzględni się występowanie kwasu mlekowego, będącego jednym z ważniejszych produktów przejściowych w tym procesie, to otrzymamy równanie (5):



Gaz powstający na wysypisku może być wykorzystywany w silniku gazowym lub kotłach.

3. Porównanie kosztów ogrzewania budynku przy zastosowaniu ogrzewania gazowego i ogrzewania pompą ciepła

W budownictwie mieszkaniowym stosowanych jest bardzo wiele rozwiązań w odniesieniu do zapewnienia komfortu cieplnego wewnątrz budynków. Podstawą najbardziej popularnych systemów centralnego ogrzewania, jest spalanie paliwa stałego. Paliwa te pochodzą najczęściej z nieodnawialnych źródeł i występują w postaci węgla kamiennego, gazu płynnego itp., bądź ze źródeł odnawialnych, które z kolei występują jako drewno (zrębków, trocin, pelletu, brykietu). Coraz częściej stosowane są rozwiązania nowatorskie, które wytwarzają energię cieplną pomijając etap spalania. Są nimi kolektory słoneczne, jak również pompy ciepła. Oba te urządzenia do wytworzenia ciepła potrzebują

niezbędne minimum energii z zewnątrz. Dzięki temu nie działają szkodliwie na środowisko naturalne. Z biegiem lat zyskują coraz więcej zwolenników. Tak utrzymujący się trend sprawia, że na rynku pojawia się wielu nowych producentów, którzy starają się udoskonalić te urządzenia i rozwijać jeszcze bardziej nowatorskie rozwiązania. Dodatkowo przy wsparciu licznych krajowych i unijnych projektów, często zakup pompy ciepła, lub kolektorów słonecznych jest dofinansowywany, zachęcając tym samym do zmiany tradycyjnych metod ogrzewania budynków na takie które sprzyjają środowisku i zapobiegają wyczerpaniu nieodnawialnych surowców.

Inwestorzy często stają przed dylematem, jakie rozwiązanie układu centralnego ogrzewania dla ich gospodarstwa domowego będzie najlepsze, a przede wszystkim najtańsze i najwygodniejsze w eksploatacji. Zależy to głównie od środków finansowych jakimi dysponują. Decyzja o wyborze systemu centralnego ogrzewania podejmowana jest już na etapie sporządzania projektu architektoniczno-budowlanego. Jest on podstawą do obliczenia zapotrzebowania na energię cieplną potrzebną do zapewnienia komfortu cieplnego wewnątrz budynku.

W tym rozdziale dokonano porównania ceny ogrzania typowego budynku mieszkalnego, przeznaczonego dla czteroosobowej rodziny. Porównano ze sobą instalację zasilaną pompą ciepła oraz gazem płynnym.

Przedmiotem opracowania jest budynek mieszkalny, dwukondygnacyjny (parter + poddasze użytkowe), niepodpiwniczony, wolnostojący. Podstawowe parametry budynku:

- kubatura budynku: $869,00 \text{ m}^3$
- powierzchnia zabudowy: $110,71 \text{ m}^2$
- powierzchnia użytkowa: $132,31 \text{ m}^2$
- roczne zapotrzebowanie na energię pierwotną $Q_p=29119 \text{ kWh/rok}$

Obliczenie rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną dla ogrzewania i wentylacji, przygotowania ciepłej wody oraz napędu urządzeń pomocniczych zostało zrealizowane w ramach odrębnego badania, które nie jest przedmiotem tego opracowania. Podano jedynie końcowy wynik, który jest niezbędny do przeprowadzania dalszej, wyżej wymienionej analizy.

3.1. Koszty eksploatacji przy zastosowaniu ogrzewania gazowego

Założenia:

- kocioł gazowy dwufunkcyjny z modulowanym palnikiem atmosferycznym Vitopend 100-W marki Viessmann,

- sprawność kotła gazowego $\eta = 91\%$,
- gaz pobierany z Mazowieckiej Spółki Gazownictwa o wartości opałowej $36,051 \text{ MJ/m}^3$,
- cena gazu : $2,40 \text{ zł/m}^3$.

Obliczenie energii pozyskanej ze spalania gazu:

$$E_g = 29119 \text{ kJ} \cdot 3600 = 104828 \text{ MJ}$$

Obliczenie objętości potrzebnego gazu:

$$V = \frac{E_g}{\eta \cdot H} = \frac{104828 \text{ MJ}}{0,91 \cdot 36 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}} = 3200 \text{ m}^3$$

Obliczenie ceny gazu:

$$3200 \text{ m}^3 \cdot 2,04 \text{ zł} / \text{m}^3 = 6528 \text{ zł}$$

Zgodnie z cennikiem producenta, koszt zakupu wyżej wymienionego kotła gazowego to cena około 4482 zł brutto.

3.2. Koszty eksploatacji przy zastosowaniu pompy ciepła [10]

Założenia:

- Vitocal 242-G - kompaktowa pompa ciepła solanka/woda z podgrzewaczem z dodatkową możliwością przyłączenia kolektorów słonecznych,
- sprawność pompy ciepła $\eta = 93\%$,
- współczynnik efektywności $\varepsilon = 4$,
- cena energii elektrycznej : $0,40 \text{ zł/kWh}$.

Zużycie energii elektrycznej:

$$\frac{29119 \text{ MJ}}{0,93} \cdot \frac{1}{4} = 7828 \text{ kWh}$$

Cena zużytej energii elektrycznej:

$$7828 \text{ kWh} \cdot 0,40 \text{ zł} / \text{kWh} = 3131 \text{ zł}$$

Cena katalogowa pompy ciepła Vitocal 242-G to 37416 zł.

4. Wnioski

Po przeprowadzeniu obliczeń, stwierdzono, że koszty wytworzenia energii przy użyciu pompy ciepła są o około 52% niższe niż w przypadku zastosowania do ogrzewania

kotła gazowego. Dodatkowo biorąc pod uwagę fakt, iż pompa ciepła do swego działania wykorzystuje odnawialną energię geotermalną sprawia, że wydaje się ona być najlepszym rozwiązaniem. Jednak kiedy porównamy ze sobą koszt zakupu samych urządzeń dochodzimy do wniosku, że ogrzewanie domu przy pomocy pompy ciepła to spory wydatek.

Większość gospodarstw domowych nie może sobie pozwolić na zakup takiego urządzenia z powodu wysokiego jednorazowego wkładu finansowego. Z tego powodu użytkownicy częściej wybierają kotły gazowe. Oba urządzenia charakteryzują się dużą wygodą w użytkowaniu. W przypadku kotła gazowego, w sytuacji kiedy budynek nie posiada podłączenia do miejskiej sieci gazowej, konieczny jest montaż zbiornika na gaz. Zbiornik taki najczęściej montowany jest na zewnątrz budynku, zajmując tym samym użytkową część działki, niekiedy psując ogólny krajobraz. Zbiorniki na gaz wymagają również zachowania odpowiednich odległości od granic działki i innych urządzeń, co często w przypadku nieruchomości o małych powierzchniach jest niemożliwe i wyklucza ich montaż. Dodatkowo należy zwrócić uwagę na koszt dzierżawy zbiornika, jego obsługi technicznej oraz corocznego, obowiązkowego przeglądu technicznego. Ponadto pamiętać trzeba również o uzupełnianiu zbiornika gazem, co stać się może kolejną niedogodnością. Przy montażu kotła gazowego warunki techniczne zobowiązują nas do wykonania odpowiedniej wentylacji kotłowni, co zapewniamy budując komin, którego koszt to około 5000zł. Obowiązkiem staje się również stała kontrola przewodów kominowych co wiąże się z dodatkowymi kosztami, które mimo iż na pierwszy rzut oka nie wydają się wysokie, ale należy je wziąć pod uwagę przy eksploatacji urządzenia. W przypadku pompy ciepła nie ma problemu z miejscem jej lokalizacji. Zajmuje ona małą powierzchnię, może być ustawiona nawet w niewielkim pomieszczeniu. Posiada estetyczny wygląd. Jednak przy jej użytkowaniu należy pamiętać o regularnym serwisowaniu.

W perspektywie wieloletniej, pompy ciepła są na pewno urządzeniami wartymi zainwestowania. W chwili obecnej, ze względu na wysokie koszty samego zakupu często zastępowane są innymi rozwiązaniami. W przyszłości ta dziedzina inżynierii sanitarnej na pewno będzie ulegać coraz większemu rozwojowi, stąd można wnioskować, że na rynku wejdzie dużo więcej producentów tych urządzeń, co podniesie konkurencyjność i spowoduje obniżenie cen pomp ciepła.

Literatura

1. Ustawa Prawo Energetyczne. (Dz.U. 2003, nr 153, poz. 1504) z późniejszymi zmianami - ostatnie z 2 kwietnia 2004 r. oraz z 4 marca 2005 r.
2. Chwieduk D.: Wykorzystanie energii słonecznej w Polsce (2002).
3. Gogół W.: Konwersja termiczna energii promienia słonecznego w warunkach krajowych. Ekspertyza Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN, Warszawa, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej (1993).
4. Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej. Materiały Ministerstwa Środowiska, Warszawa, (2000).
5. Rozporządzenie ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej.
6. Miszczak M., Waszkiewicz Cz.: Energia słońca, wiatru i inne. Biblioteka Młodego Technika, Instytut Wydawczy, Nasza Księgarnia, Warszawa (1988).
7. Lorenc H.: Atlas klimatu Polski pod redakcją. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej. Warszawa (2005).
8. Bednarek P.: Cechy użytkowe płaskich kolektorów słonecznych. Polski Instalator 5/2010.
9. Gumuła S. „O konieczności rozwoju energetyki źródeł odnawialnych. Akademia Górniczo - Hutnicza w Krakowie, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, (2009).
10. Lewandowski W.M.: Proekologiczne źródła energii odnawialnej. WNT, Warszawa (2003).
11. Rozporządzenie ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej.

mgr inż. Magdalena Joka¹, Michał Puchlik, Paweł Wasilewski
 Politechnika Białostocka, Zakład Inżynierii Rolno-Spożywczej i Leśnej
 ul. Wiejska 45A, 15-351 Białystok
 e-mail: ¹m.joka@doktoranci.pb.edu.pl

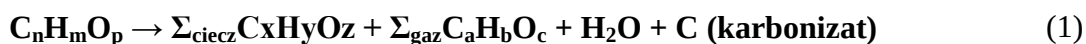
Analiza porównawcza procesu pirolizy biomasy i węgla

Słowa klucze: piroliza, biomasa, węgiel kamienny

Streszczenie: Przedmiotem eksperymentu jest wykonanie doświadczalnych charakterystyk identyfikujących proces pirolizy paliw stałych. W ramach badań dokonano analizy porównawczej procesu pirolizy konwencjonalnych i niekonwencjonalnych paliw stałych. W toku przeprowadzonych badań, na samodzielnie skonstruowanym stanowisku laboratoryjnym, poddano pirolizie (tzw. sucha destylacja) różne rodzaje paliw stałych w tym biomasy (również biomasy odpadowej pochodzenia rolniczego tj. biomasa agro) i węgla kamiennego. Proces przeprowadzono w warunkach ciśnienia atmosferycznego. Podczas eksperymentu badano ilość powstałych produktów poprocesowych, ze szczególnych uwzględnieniem ciekłych produktów reakcji, oraz sporządzono bilanse masowe procesu, pozwalające na porównanie efektywności pirolizy dla zadanych wsadów, przy zachowaniu zbliżonych parametrów temperaturowych. Na podstawie obliczeń, obserwacji i przeglądu literaturowego nt. pirolizy wyciągnięte zostały wnioski.

1. Wstęp

Piroliza jest procesem termochemicznego rozkładu paliw stałych np. biomasy, węgla kamiennego do użytecznych produktów ciekłych, stałych i gazowych, który przebiega bez udziału czynników utleniających. W trakcie procesu paliwo jest ogrzewane z konkretną szybkością do ustalonej temperatury tzw. temperatury pirolizy oraz utrzymywane w niej przez pewien czas. W tych warunkach następuje kolejno: suszenie, odgazowanie, depolimeryzacja mikrocząstek i karbonizacja wsadu. Produkty gazowe procesu, zawierające w swym składzie substancje kondensujące, poddane są oziębieniu przez co uzyskuje się frakcję ciekłą zawierającą wykroploną wilgoć, smoły, oleje itp. Proces pirolizy można wyrazić przy pomocy ogólnego równania postaci [1]:



Biomasa, a więc odnawialne źródło energii, cieszy się coraz większym zainteresowaniem wśród jej potencjalnych odbiorców na całym świecie, również w Polsce. Powodem tego jest jej mała kapitałochłonność, jako paliwo niekonwencjonalne, czyli proces jej produkcji może odbywać się samoistnie (np. w puszczech, na łąkach, w zbiornikach wodnych), jednak dla zwiększenia intensywności i efektywności produkcji paliwa niezbędne

są dodatkowe nakłady finansowe potrzebne do takich działań jak nawożenie, nawadnianie, ochrona przed szkodnikami i chorobami. Biomasa jest trzecim, co do wielkości na świecie, naturalnym źródłem energii. Energia z niej pozyskiwana stanowi 15% światowego zużycia, przy czym należy nadmienić, że w krajach rozwijających się ten udział jest znacznie większy i wynosi 38% [2].

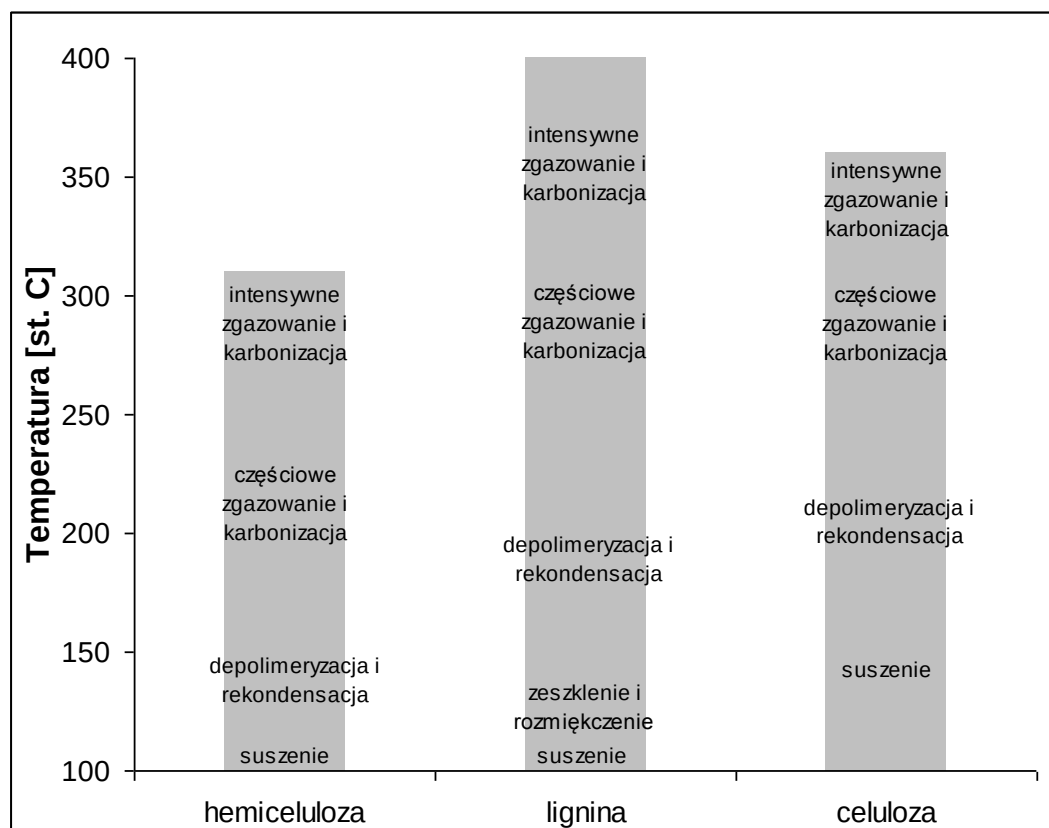
1.1. Piroliza

Piroliza jest procesem endotermicznym, wymagającym atmosfery beztlenowej. Głównymi produktami procesu są karbonizat (w przypadku zastosowania drewna jako paliwa jest to węgiel drzewny), woda pary, która jest mieszaniną wykroplonej w trakcie procesu wody oraz olejów, węglowodorów i alkoholi oraz palny gaz (definiowany jako mieszanina lotnych węglowodorów krótkołańcuchowych). Proporcje produktów pirolizy zależne są od tempa przyrostu temperatury, czasu reakcji rozkładu, temperatury procesu oraz ciśnienia. Główny podział pirolizy wyodrębnia proces ze względu na czas przebywania paliwa w temperaturze końcowej i wyróżnia pirolizę konwencjonalną (wolną), szybką i błyskawiczną. Piroliza wolna stosowana jest w szczególności do produkcji chemikaliów tj. metanol, kwas octowy, przy czym proces prowadzony jest w temperaturze bliskiej 400°C. Głównym celem stosowania szybkiej pirolizy jest zamiana paliw stałych na płynne (w warunkach temperatury ok. 600°C), co w praktyce skutkuje konwersją ok. 40-70% suchej masy do postaci płynnej (bio-oleju), a 10-20% produktów stanowi karbonizat. Piroliza błyskawiczna prowadzona jest w warunkach temperatury sięgających 1000°C co pozwala na najefektywniejszą konwersję paliw stałych do frakcji ciekłej [3,4,5]. Skład chemiczny i jakość produktów podprocesowych zależy nie tylko do warunków rozkładu pirolitycznego (rys. 1), ale również od zastosowanego do procesu paliwa. W literaturze dostępnych jest szereg badań [6-15], definiujących wyższość stosowania wybranych wsadów, czy mieszanek wsadowych nad innymi, w celu zwiększenia efektywności procesu. Pomimo to, produkty pirolizy wykazują pewne prawidłowości, które zostały opisane szczegółowo w dalszej części pracy. Pierwsze oznaki rozpadu termicznego mogą być obserwowane już w temperaturze 230°C, w trakcie zwiększania temperatury jednocześnie zwiększa się prędkość destylacji, która ostatecznie jest zakończona w temperaturze około 500°C. W tym zakresie mieszczą się temperatury odpowiednie dla rozkładu hemicelulozy (225°C - 325°C), celulozy (325°C - 375°C) oraz ligniny (250°C - 500°C) [6].

Udział procentowy powyższych składników w biomase wynosi:

- celuloza ($C_6H_{10}O_5$)_x ~30-50%

- hemiceluloza, głównie ksylany $(C_5H_8O_4)_m$ ~20-30%
- lignina $(C_9H_{10}O_3(OCH_3)_{0,9-1,7})_n$ ~20-30%
- ponadto węglowodany (głównie skrobia), białka, tłuszcze i inne.



Rysunek. 1. Zakresy temperatur rozkładu pirolitycznego głównych składników biomasy

Źródło: Klimiuk E., Pawłowska M., Pokój T. *Biopaliwa. Technologie dla zróżnicowanego rozwoju*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2012.

Piroliza celulozy przebiega w skomplikowany sposób włączając etapy takie jak: dehydratacja, depolimeryzacja, tworzenie wolnych rodników w wyniku rozpadu wiązań C-C, produkcję związków małowcząsteczkowych, uwolnienie gazów CO i CO₂ oraz tworzenie się karbonizatu [16, 17]. Hemiceluloza, ze względu na swoją amorficzną budowę, jest związkiem o małej sta-bilności i ulega rozpadowi w szybszym tempie niż celuloza. W rozkładzie termicznych hemi-celulozy można wyróżnić dwa główne etapy: rozkład polimerów do fragmentów małowcząsteczkowych, rozpuszczalnych w wodzie, oraz tworzenie się z nich monomerów. W czasie piro-lizy hemicelulozy powstaje znaczna ilość niekondensujących produktów gazowych CO, CO₂, CH₄ czy H₂, substancje ciekłe takie jak kwas octowy, furfural, furan, metanol oraz niewielka ilość karbonizatu. Lignina jest najmniej reaktywnym z powyższych składników biomasy, powodem tego jest jej polimeryczna budowa o dużym stopniu usieciowienia i amorficznej strukturze zawierającej pochodne fenoli. Piroliza ligniny zachodzi w dużo wyższej tempera-turze niż polisacharydów i intensyfikuje się po

przekroczeniu 280 °C. Produktami termiczn-ego rozkładu tego polimeru jest głównie karbonizat (ok. 50%), a w skład produktów gazowych wchodzi niekondensujące i kondensujące pary i gazy oraz aerozole, produkty ciekłe stanowią duże cząsteczki oligomerów (lignina pizolityczna), monomeryczne związki fenolu, metanol, aldehyd hydroksyoctowy (HAA) i kwas octowy [1].

W zależności od warunków przeprowadzenia procesu wyróżnia się trzy główne rodzaje pirolizy:

Piroliza konwencjonalna (wolna)	prędkość nagrzewania: $0,1-1^{\circ}\text{C}\cdot\text{s}^{-1}$ czas procesu: 600-6000 s
Piroliza szybka	prędkość nagrzewania: $10-200^{\circ}\text{C}\cdot\text{s}^{-1}$ czas procesu: 0,5-10 s
Piroliza błyskawiczna	prędkość nagrzewania: $>1000^{\circ}\text{C}\cdot\text{s}^{-1}$ czas procesu: $<0,5$ s

Powyższy podział ma zastosowanie ponieważ warunki procesu mają bezpośredni wpływ na ilość i jakość otrzymanych produktów (tab. 1). W zależności od użytej techniki pirolizy tj. parametrów reakcji, możemy uzyskać różne produkty z identycznych próbek. Powolne ogrzewanie i długi czas procesu prowadzi do maksymalnej wydajności karbonizatu (tj. biowęgla) przy jednoczesnym małym udziale smoły popirolitycznej. Dla porównania dużą ilość oleju uzyskamy w warunkach odwrotnych – szybkim ogrzewaniu przez krótki okres [18].

Tabela 1. Wpływ warunków przeprowadzenia procesu na ilość poszczególnych frakcji produktów

Metoda	Warunki operacyjne	Produkt		
		Produkty ciekłe [%]	Karbonizat [%]	Gas [%]
Piroliza konwencjonalna (wolna)	Niska temperatura, długi czas zatrzymania produktów gazowych, mała szybkość ogrzewania	30	35	35
Piroliza szybka	Umiarkowana temperatura, krótki czas zatrzymania produktów gazowych, duża szybkość ogrzewania	50	20	30
Piroliza błyskawiczna	Umiarkowana temperatura ok. 500 °C, bardzo krótki czas zatrzymania produktów gazowych, bardzo duża szybkość ogrzewania	75	12	13

Źródło: Klimiuk E., Pawłowska M., Pokój T. *Biopaliwa. Technologie dla zróżnicowanego rozwoju*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2012.

Pirolizę konwencjonalną (wolną) stosuje się dla uzyskania produktów stałych (karbonizat), w tym celu ogrzewa się paliwo bardzo wolno oraz do umiarkowanej temperatury nie przekraczającej zwykle 400-500°C. Czas zatrzymania gazów w reaktorze jest krótszy niż czas ogrzewania. Odmianą pirolizy wolnej jest karbonizacja, którą realizuje się w produkcji węgla drzewnego (wtedy czas zatrzymania paliwa w reaktorze może trwać do kilki dni). Szybka piroliza jest zaawansowanym sposobem do produkcji bioolejów i biogazu. Dowiedziono, że maksymalne wartości opałowe oleju popirolitycznego uzyskano przy temperaturze reakcji około 500°C i w krótkim czasie przebywania w reaktorze, tak by ograniczyć reakcje wtórne, do których zalicza się m. in. powstanie par niekondensujących. Przebywające w reaktorze pary, które nie są usuwane w kilka sekund po pojawieniu się, prowadzą do zaistnienia reakcji determinujących większą produkcję karbonizatu. Proces szybkiej pirolizy realizowany jest głównie w reaktorach o złożu fluidalnym i wymaga dokładnego kontrolowania przebiegu, z uwagi na to, że całość odbywa się w stosunkowo krótkim czasie. Pirolizę błyskawiczną stosuje się do zmaksymalizowania ilości produktów ciekłych procesu. Proces charakteryzuje się krótkim czasem zatrzymania par i gazów w reaktorze wynoszącym ok. 30-1500ms, a temperatura oscyluje w granicach 800-1000°C [1,19].

1.1.1. Karbonizat

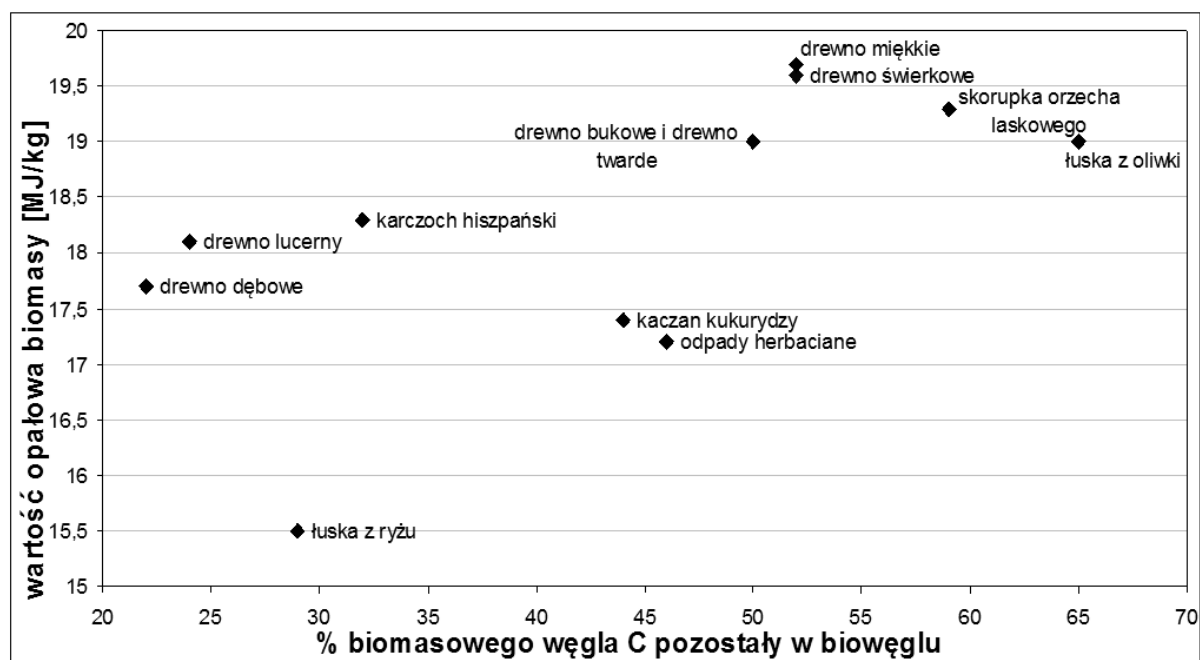
Produkty stałe procesu pirolizy (karbonizaty) nazywane są w przypadku stosowania paliw drzewnych – węglem drzewnym lub przy zastosowaniu innych rodzajów niekonwencjonalnych paliw stałych – biowęgłem. Piroliza jest złożonym procesem, którego mechanizm obrazuje szereg skomplikowanych reakcji chemicznych, jednak podczas rozkładu termicznego biomasy można wyróżnić trzy główne kroki tworzenia się produktów stałych:

Biomasa → woda + nieprzereagowane pozostałości (1)

Nieprzereagowane pozostałości → części lotne + gazy + biowęgiel pierwotny (2)

Biowęgiel pierwotny → części lotne + gazy + biowęgiel wtórny (3)

gdzie w trakcie pierwszego i drugiego etapu następuje odparowanie wody i niektórych części lotnych, po których tworzy się pierwotny biowęgiel. W trzeciej kolejności biowęgiel rozkłada się w bardzo wolnym tempie do wtórnych produktów stałych bogatych w węgiel, przez co obniża się jego reaktywność [20]. W literaturze dostępnych jest wiele badań nt. kaloryczności karbonizatu powstałego z różnych typów biomasy, które przedstawił m.in. McHenry [21]:



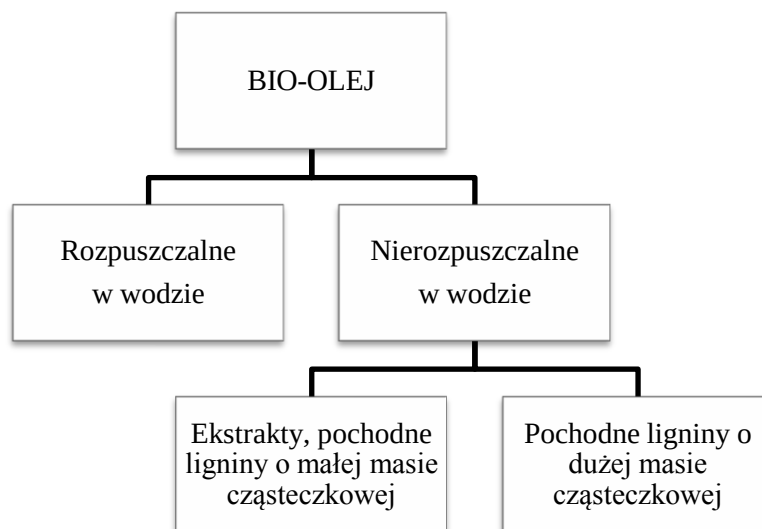
Rysunek 2. Przybliżona wartość opałowa i zawartość węgla w karbonizacie powstałym z różnych paliw biomasy (temp. procesu 500-550°C)

Źródło: McHenry M.P. *Agricultural bio-char production, renewable energy generation and farm carbon sequestration in Western Australia: Certainly, uncertainly and risk.* Agriculture, Ecosystems and Environment 129, 2009, s. 1-7.

Jak obrazuje powyższy wykres (rys. 2) paliwa biomasy są niestabilne pod względem składu chemicznego, co przekłada się na różnice w zawartości procentowej węgla w karbonizacie w stosunku do jego ilości w wyjściowym składzie paliwa, na rzecz tworzenia się produktów ciekłych i gazowych pirolizy. Skład chemiczny biowęgla w dużej mierze zależy od warunków przeprowadzenia procesu. Wysoką wydajnością dla produktów stałych charakteryzują się paliwa zawierające w swym składzie duże ilości ligniny, której nieorganiczne komponenty (sód i potas) zwiększają produkcję karbonizatu. Zbyt wysoka temperatura pirolizy, powoduje rozkład grup alifatycznych i karboksylowych (uwalniając wodór i tlen) skutkujący wzrostem ilości związków aromatycznych, z czego wynika wysoki udział procentowy węgla pierwiastkowego w wysokotemperaturowym karbonizacie. Zaobserwowano również, że ilość biowęgla gwałtownie zmniejsza się w środowisku utleniającym [4,20,22]. W zależności od swoich właściwości biowęgiel może być stosowany jako niekonwencjonalne paliwo o małej zawartości siarki do produkcji ciepła lub/i energii elektrycznej (w procesach spalania i zgazowania). Ciekawym aspektem wykorzystania stałych produktów pirolizy jest stosowanie ich jako nawozów w uprawach rolniczych, jednak temat ten nie jest jeszcze dokładnie zbadany. Jako produkt o dużej zawartości węgla pierwiastkowego jest on niekiedy używany także do produkcji filtrów węglowych [21].

1.1.2. Produkty ciekłe

Płynne produkty pirolizy biomasy, zwane również bio-olejami lub olejami pirolitycznymi, są mieszaniną powstającą w skutek szybkiego ogrzania paliw stałych, a następnie gwałtownego schłodzenia powstających substancji lotnych. W skład płynnych produktów pirolizy wchodzi głównie woda, kwasy karboksylowe, węglowodany i pochodne ligniny (związki powstałe w skutek niepełnej depolimeryzacji). Według Sipila i in. [23] substancje stanowiące frakcję wodną (rozpuszczalne w wodzie) to między innymi woda (rys. 3), lotne kwasy, alkohole i cukry. Pozostałe ciekłe produkty pirolizy, nie rozpuszczalne w wodzie, to głównie pochodne ligniny, zwane również ligniną pirolityczną. Jak podaje Piskorz i in. [24] zawartość ligniny w produktach ciekłych pirolizy wynosi blisko 22-28% i są to przede wszystkim związki o małej masie cząsteczkowej. W substancji nierozpuszczalnej w wodzie znajdują się również pochodne celulozy oraz hemicelulozy [23-25].



Rysunek 3. Frakcje bio-oleju

Źródło: Yanik J., Kornmayer Ch., Salam M., Yuskel M. *Fast pyrolysis of agricultural wastes: Characterization of pyrolysis products*. Fuel Processing Technology 88 (2007) 943-947.

W związku z powyższym bio-olej w znaczący sposób różni się od paliw z pochodnych ropy naftowej co obrazuje poniższa tabela 2.

Tabela 2. Typowe właściwości fizyczne bio-oleju z pirolizy węgla w porównaniu do oleju opałowego

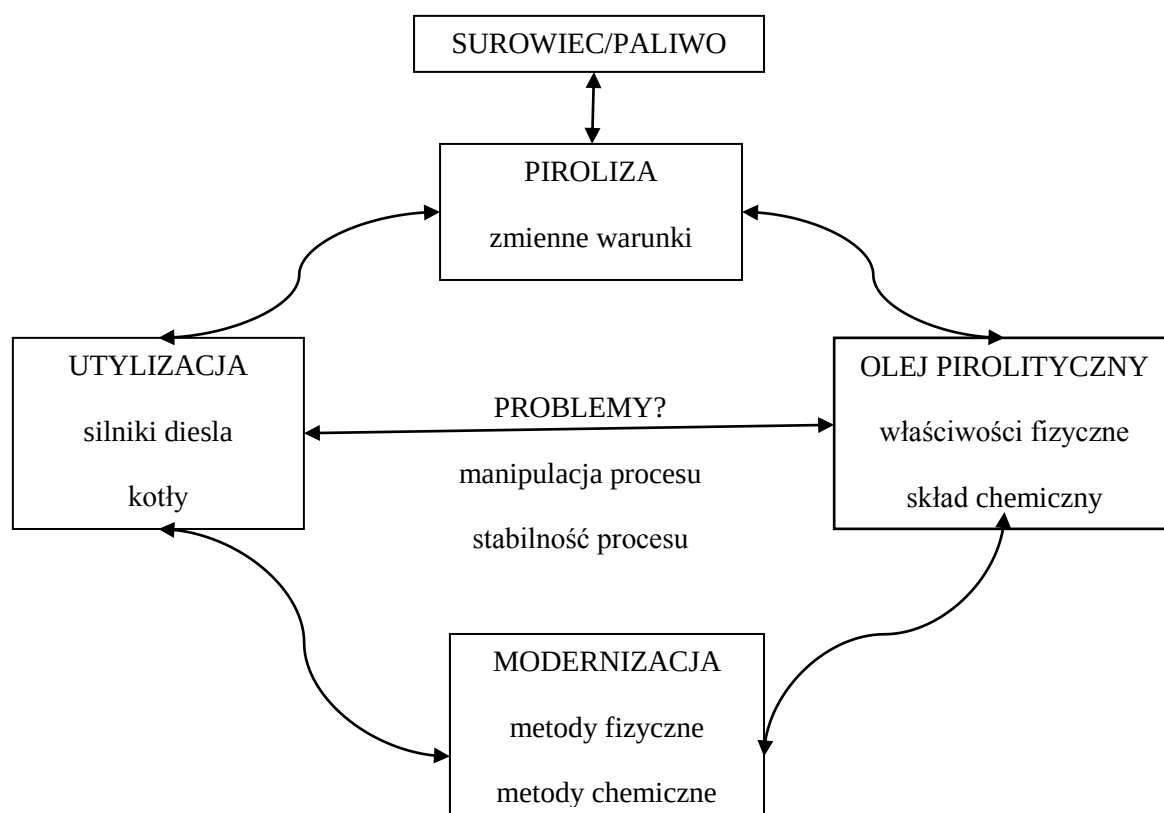
Własność fizyczna	Bio-olej	Olej opałowy
Zawartość wilgoci [%]	15-30	0,1
pH	2,5	-
Ciężar właściwy	1,2	0,94
Skład pierwiastkowy [%]		
C	54-58	85
H	5,5-7,0	11
O	35-40	1,0
N	0-0,2	0,3
Popiół	0,02	0,1
Wartość opałowa MJ·kg ⁻¹	16-19	40
Lepkość (w 50°C) [cP]	40-100	180
Substancje stałe [%]	0,2-1	1
Pozostałość po destylacji [%]	do 50	1

Źródło: Oasmaa A, Czernik S. *Fuel oil quality of biomass pyrolysis oils-state of the art for the end-users*, Energy Fuels 1999, 13, s.914–21.

Jak opisuje powyższa tabela, zawartość wody w bio-oleju oscyluje w granicach 15-30% wagowych, przy czym wilgotność biomasy zastosowanej w procesie może być niższa. Woda w ciekłych produktach pochodzi również z procesów odwodornienia paliwa. Wysoki udział wody w oleju skutkuje zmniejszeniem wartości opałowej i temperatury płomienia, jednak z drugiej strony niesie za sobą korzyści mianowicie zmniejszenie lepkości oraz zwiększenie płynności paliwa, co korzystnie wpływa na parametry eksploatacyjne kluczowe dla spalania bio-oleju w silnikach. Lepkość wytwarzanych bio-olejów w głównej mierze zależy od rodzaju zastosowanej biomasy oraz warunków procesowych i jest zmienna w szerokim zakresie [25]. Udowodniono [26], że obecność długolącuchowych kwasów karboksylowych wpływa na zwiększenie lepkości oleju. Dla obniżenia lepkości i jednoczesnego podwyższenia wartości opałowej sugeruje się sterowanie procesu w kierunku osiągnięcia we frakcji ciekłej jak największej ilości węglowodorów o prostych łańcuchach. Na obniżenie lepkości wpływa również zawartość metanolu tj. poprzez dodanie 5% wagowych etanolu uzyskano zmniejszenie oporów wewnętrznych cieczy o 35%. Obecność tlenu w bio-olejach, w wysokim zakresie 35-40% wagowych, jest głównym parametrem odróżniającym je od paliw węglowodorowych skutkującym zmniejszeniem gęstością energii nawet o 50% (wartość opałowa jest o połowę niższa niż w przypadku ciekłych pochodnych ropy naftowej) i uniemożliwiającym mieszanie z paliwami konwencjonalnymi. Skomplikowana kompozycja bio-olejów jest przyczyną wysokiej niestabilności paliwa, co obrazuje szeroki zakres punktów wrzenia poszczególnych komponentów (od 100 do 250 °C). Obecne w olejach pirolitycznych kwasy octowe, mrówkowe i substancje stałe oddziałują silnie korozyjnie na części maszyn (blokując wtryskiwacze oleju, powodując erozję łopatek

turbin) przez co nie mogą być one stosowane w przemyśle bez wcześniejszej modyfikacji [5,25,27]. Zależności pomiędzy różnymi etapami zagospodarowania bio-oleju prezentuje rys.

4.



Rysunek 4. Zależności pomiędzy różnymi etapami zagospodarowania bio-oleju

Źródło: K. Sipila, E. Kuoppala, L. Fagernas, A. Oasmaa, *Characterization of biomass-based flashpyrolysis oils*, BiomassBioenergy 14 (1998) 103–113.

1.1.3. Produkty gazowe

Produkty gazowe pirolizy biomasy, nazywane również biogazem lub gazem syntezowym (ze względu na zbliżony skład chemiczny często w literaturze wymiennie określa się gazem syntezowym zarówno gazowe produkty pirolizy jak i procesu zgazowania) wzbudzają coraz większe zainteresowanie ze względu na priorytety ekologiczne mające na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych takich jak CO₂, NO_x, SO_x. Głównymi hamulcami zastosowania gazów syntezowych na skale przemysłową są ich niewysoka wartość opałowa oraz korozyjność powodowana obecnością substancji kondensujących w gazie. Głównymi gazami wchodzącymi w skład gazu syntezowego są: tlenek i ditlenek węgla, metan, wodór i niewielkie ilości węglowodorów rozgałęzionych [28]. Procentowy skład gazu zależy jest m.in. od temperatury rozkładu pizolitycznego co obrazuje poniższa tabela 3:

Tabela 3. Wpływ temperatury pirolizy na skład elementarny produktów gazowych

Temperatura procesu [K]	Skład produktów gazowych pirolizy [%]				
	H ₂	CH ₄	CO	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
755	5,56	12,34	33,50	3,03	0,71
1199	32,48	10,45	35,25	1,07	2,43

Źródło: Pilawski M., Grzybek A. i Rogulska M. *Energetyczny recykling odpadów organicznych*. Ekol. Techn., 2000, 2(44), 48-53

Wiele badań przeprowadzanych jest w celu zwiększenia kaloryczności gazów z termicznych rozkładów biomasy, w tym znaczna większość bazuje na zwiększeniu udziału wodoru w gazie [28,29,30] podwyższając temperaturę procesu i stosując odpowiednio dobrane katalizatory, co tworzy warunki sprzyjające reformingowi parowemu:

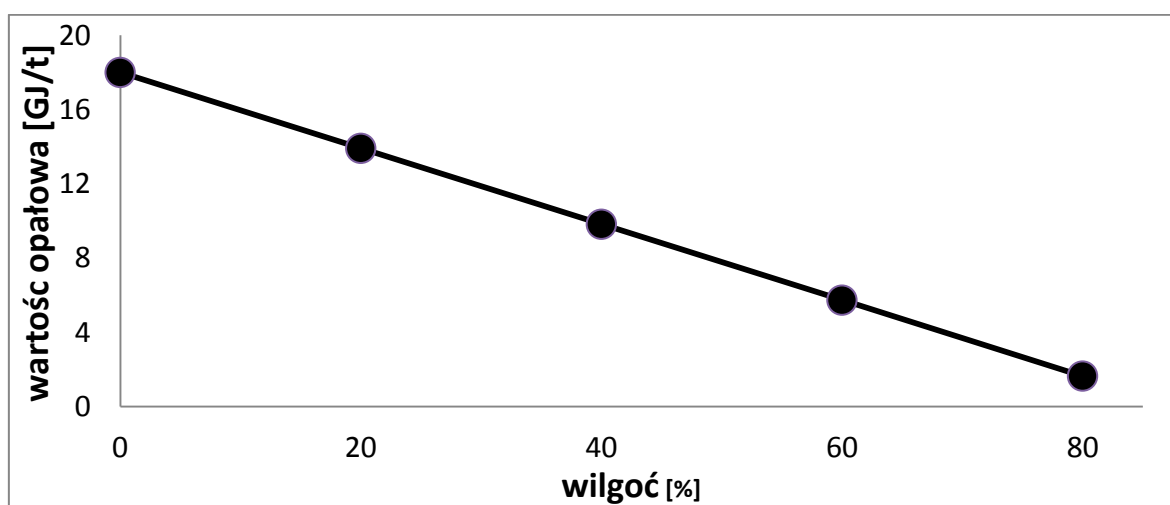


Modelowanie procesu produkcji gazów pirolitycznych polega głównie na zwiększeniu ilości tlenku węgla i wodoru. Stosunkowo małą uwagę skupia się na podwyższeniu ilości wysokokalorycznego metanu w mieszaninie gazów [31].

1.2. Biomasa

Biomasa jest trzecim, co do wielkości, na świecie naturalnym źródłem energii. Według definicji Unii Europejskiej biomasa oznacza podatne na rozkład biologiczny produkty oraz ich frakcje, odpady i pozostałości przemysłu rolnego (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i związanych z nim gałęzi gospodarki, jak również podatne na rozkład biologiczny frakcje odpadów przemysłowych i miejskich (Dyrektywa 2001/77/WE). Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. biomasa to stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej, leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji (Dz U. Nr 267, poz. 2656). Termin ten także możemy rozumieć poprzez substancję pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, która zawiera w swym składzie węgiel organiczny [32]. Spośród licznych rodzajów biomasy największą istotność ma biomasa roślinna, którą można zobrazować przy pomocy ogólnego wzoru CH_{1,45}O_{0,6} (przy czym skład pierwiastkowy węgla podsumowuje wzór CH_{0,8}O_{0,08}), która stosowana jest jako substrat w celach energetycznych tj. procesach bezpośredniego spalania surowców stałych czy przetwórstwa termochemicznego w biodiesel bądź poprzez zgazowanie (dla uzyskania produktów gazowych). Do biopaliw stałych zalicza się m.in.: pozostałości z rolnictwa (biomasa agro), a więc słomę zbóż, siano, jak również drewno opałowe: ścinki, kora, wióry,

zrębki, trociny i rośliny energetyczne drzewiaste i trawiaste. Odpady z produkcji zwierzęcej i osady ściekowe odwodnione są również zaliczane do biopaliw stałych. Są to surowce energetyczne pierwotne, które poza korzyścią ekologiczną i ekonomiczną, dają szansę rozwoju rolnictwa [2,33]. Z kolei do biopaliw gazowych zaliczamy: biogaz rolniczy z fermentacji gnojowicy i odpadów rolniczych, gaz drzewny, gaz wysypiskowy z fermentacji odpadów komunalnych, biogaz z fermentacji osadów ściekowych i biogaz z fermentacji odpadów przetwórstwa spożywczego. Biomasa występuje również w postaci ciekłej, tj. biodiesel (olej rzepakowy), etanol, metanol, bio-oleje oraz oleje po smażeniu z placówek żywienia zbiorowego. Ważnym źródłem surowców energetycznych jest drewno, a także jego odpady, powstałe podczas produkcji leśnej i przemysłu drzewnego. Odpady stanowią zrębki z szybko rosnących i wieloletnich gatunków drzew (wierzba, topola, robinia akacjowa), wióry, trociny oraz pył drzewny. Najdrobniejsze frakcje drewna wykorzystuje się do produkcji brykietów lub pelletów (granulatu) uzyskiwanych w procesie ciśnieniowej aglomeracji. Najważniejszymi parametrami termofizycznymi różnych postaci biomasy wykorzystywanej na cele energetyczne jest jej kaloryczność, związana ze składem chemicznym i wilgotnością. Wartość opałowa paliwa koreluje ze stosunkiem zawartości tlenu do węgla w suchej masie organicznej, np. jak podaje [1] zwiększenie proporcji O/C z 0,1 do 0,7 powoduje zmniejszenie wartości opałowej z $38 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$ na $15 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$. Podobne zależności zauważano analizując wzrost proporcji H/C. Świeża biomasa charakteryzuje się dużą zmiennością wilgotności zależnie od jej rodzaju, temperatury i warunków otoczenia. Zawartość wody w paliwie istotnie wpływa na jego właściwości paliwowe, które obniżają się wraz ze wzrostem wilgoci, co obrazuje poniższy wykres (rys. 5):



Rysunek 5. Zależność wartości opałowej od wilgotności zrębków drzewnych

Źródło: RIAE, 1998

Warunki klimatyczne Polski pozwalają na uprawę roślin energetycznych takich jak: wierzba (najkorzystniej *Salix viminalis*), topola (*Salicaceae populu*), ślazierz pąsławski (*Sida hermaphrodita Rusby*), słonecznik bulwiasty (*Helianthus tuberosus L.*), róża bezkolcowa, trawa chińska (*Miscanthus sinensis*), rdest sachaliński (*Polygonum sachalinense*), spatina preriowa (*Spartina pectinata*), miskant olbrzymi (*Miscanthus sinensis giganteus*) i miskant cukrowy (*Miscanthus sacchariflorus*) [2]. Rośliny energetyczne cechuje duży roczny przyrost, wysoka wartość opałowa, stosunkowo duża odporność na choroby i szkodniki oraz niewielkie wymagania glebowe. Uprawa roślin energetycznych jest najlepszą formą wykorzystania i rekultywacji terenów zdegradowanych rolniczo. Niezwykle ważną sprawą jest tak samo możliwość mechanizacji działań agrotechnicznych związanych z zakładaniem plantacji oraz zbiorem plonu. Uprawa roślin energetycznych jest nieszkodliwa środowisku i może być użytkowana przez długie lata (15–20 lat). W najbliższych latach biomasa pochodzenia roślinnego stanowić będzie główne źródło wytwarzania biopaliw wykorzystywanych w transporcie samochodowym, produkcji energii elektrycznej, jak również ogrzewnictwie. Konieczność stosowania biomasy do celów energetycznych przynosi mnóstwo korzyści związanych z pewnością dostawy krajowego nośnika energii (w przeciwieństwie do importowanej ropy naftowej lub gazu) co tym samym zwiększa bezpieczeństwo energetyczne Polski, obniżeniem emisji gazów cieplarnianych i kosztów desulfuryzacji spalin pochodzących z paliw kopalnych, możliwością zagospodarowania odpadów, wzrostem zatrudnienia na obszarach wiejskich jak i miejskich oraz poprawą efektywności produkcji rolniczej w gospodarstwach rodzinnych. Zwiększenie produkcji biopaliw wpłynąć może na spadek cen ropy naftowej w wyniku mniejszego zapotrzebowania na jej produkty. Energetyczne wykorzystywanie biomasy również generuje pewne niedogodności jakimi są powstawanie, podczas przemian wysokotemperaturowych, trudnych do usunięcia reaktywnych tlenków azotu NO_x , szkodliwych ditoksyn i furanów o działaniu mutagennym. Problemem eksploatacyjnym instalacji kotłowych jest niska temperatura mięknięcia popiołów biomasowych, które powodują szlakowanie i zaślepianie rusztów, które muszą być mechanicznie oczyszczane.

Zastosowane podczas doświadczenia biopaliwa stałe charakteryzują się różnym pochodzeniem, wilgotnością i stopniem rozdrobnienia. W badaniach wykorzystano: pellet sosnowy o dwóch stopniach rozdrobnienia, wiórki sosnowe, trociny sosnowe, nasiona rzepaku, wycinki rzepakowe oraz węgiel kamienny. Ponadto, zbadano mieszanki paliwowe wycinków rzepakowych z preparatem Bio-CONOX o stężeniach 25% i 50% preparatu. Celem

zastosowania w eksperymencie paliwa konwencjonalnego było porównanie jego właściwości pirolitycznych w warunkach dostosowanych do biomasy.

1.2.1. Pellety drzewne

Pellety są granulami o walcowatym kształcie i średnicy od 6 do 25 mm, które produkowane są podczas ciśnieniowej aglomeracji z odpadów drzewnych (sprasowanych trocin drzewnych), bez użycia dodatków klejących. Jest to paliwo łatwe i tanie w transporcie, magazynowaniu i wykorzystaniu. Poniższa tabela 4 przedstawia właściwości fizykochemiczne pelletów [35,36].

Tabela 4. Właściwości paliwowe pelletu

WŁAŚCIWOŚĆ	JEDNOSTKA	WARTOŚĆ
Węgiel C	%	50,00
Wodór H	%	6,00
Tlen O	%	43,00
Azot N	%	0,20
Wilgotność	%	7-12
Zawartość popiołu	%	<1,50
Wartość opałowa	MJ·kg ⁻¹	17,5-19,5

Źródło: Norma pelletów przemysłowych DIN 51731, Hejft R. *Ciśnieniowa aglomeracja materiałów roślinnych*. Biblioteka Problemów Eksploatacji, Białystok 2002.

Ze względów eksploatacyjnych bardzo dużą zaletą jest niska zawartość popiołu oraz mała wilgotność paliwa. Pellety użyte w doświadczeniu zostały wykonane na matrycy o średnicy 8 mm oraz dwóch wielkościach ziaren: cały pellet oraz rozdrobniony do cząstek mniejszych niż 1,25 mm (pył).

1.2.2. Wiórki i trociny sosnowe

Trociny są produktem odpadowym przemysłu drzewnego (powstają podczas piłowania, skrawania) o rozmiarze cząstek w granicach 1-5 mm i stanowią blisko 10% masowych całkowitego przetwarzanego drewna. W zależności od stopnia wysuszenia wyjściowego materiału mogą one osiągać wilgotność 45-65% dla drewna mokrego oraz 6-10% dla drewna suchego. W warunkach zachowania wilgotności nieprzekraczającej 15% zawartość popiołu z trocin wynosi jedynie 0,5%. Trudności jakie sprawia powyższe paliwo jest przede wszystkim magazynowanie i szybkie zawilgocenie, przez to trociny muszą być wykorzystywane jak najbliżej miejsca ich wytworzenia. Tak jak trociny, wióry są produktem

ubocznym przeróbki drewna, cechuje je mała wilgotność (5-10%) i niska zawartość zanieczyszczeń.

W zestawieniu poniżej przedstawiono właściwości fizykochemiczne i produktu wyjściowego trocin i wiórek - drewna sosnowego [34].

Tabela 5. Właściwości fizykochemiczne drewna sosnowego

WŁAŚCIWOŚĆ	JEDNOSTKA	WARTOŚĆ
Wilgoć całkowita	%	9,80
Wilgoć analityczna	%	2,50
Popiół	%	0,70
Zawartość części lotnych	%	59,00
Węgiel	%	50,00
Wodór	%	5,57
Siarka	%	0,10
Azot	%	0,02
Chlor	%	0,04
Wartość opałowa	MJ·kg ⁻¹	19,5

Źródło: Lewandowski W.M. *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.

Źródłem odpadów są lasy państwowe, lasy prywatne a także zakłady przerabiające. Słusznym zatem wydaje się poszukiwanie metod zagospodarowania tych odpadów drewna. W zależności od gatunku drzewa, zmieniają się jego właściwości paliwowe w tym wartość opałowa, ilość części lotnych i popiołów, zawartość pierwiastków korozjogennych takich jak: siarka S, chlor Cl (oraz ich stosunek masowy) itp. co determinuje dobór specyficznych parametrów pracy instalacji kotłowych [36].

1.2.3. Nasiona rzepaku i wyciąki rzepakowe

Rzepak jest rośliną uprawianą przede wszystkim z przeznaczeniem na produkcję oleju spożywczego oraz od niedawna również biodiesla. Proces wyciągania powoduje powstanie trudnych do zagospodarowania wyciąków rzepakowych. W ostatnim czasie narasta problem zagospodarowania odpadów rolniczych tzw. biomasy agro i tym samym odpady z rzepaku stały się obiektem zainteresowań naukowców w różnych ośrodkach naukowych na całym świecie. Właściwości paliwowe wyciąków rzepakowych i nasion rzepaku przedstawiono poniżej (tab. 6):

Tabela 6. Właściwości fizykochemiczne wytłoków rzepakowych i nasion rzepaku

RODZAJ BIOMASY	Węgiel [%]	Wodór [%]	Azot [%]	Siarka [%]	Chlor [%]	Tlen [%]	Popiół [%]	Wartość opałowa [MJ·kg ⁻¹]
Wytłoki rzepakowe	53,92	6,84	2,13	0,48	0,04	30,44	6,15	15,6
Nasiona rzepaku	58,98	7,56	4,00	0,08	0,00	24,73	4,65	24,8

Źródło: Król D. *J.Biomasa i paliwa formowane z odpadów w niskoemisyjnych technologiach spalania*, Gliwice 2013.

Odpady rzepakowe ze względu na wysoką zawartość węgla, charakteryzują się dobrymi właściwościami paliwowymi dzięki czemu mogą być efektywnie wykorzystywane jako na cele energetyczne.

1.2.4. Preparat Bio-CONOX

Preparat Bio-CONOX jest palnym materiałem biologicznym o szczególnym składzie i właściwościach, można go zatem nazwać biopaliwem. W swoim składzie zawiera aminokwasy, peptydy oraz białka, których jednym z głównych budulców jest azot. Zawarte w dodatku Bio-CONOX związki tłuszczowe powodują wzrost temperatury zapłonu tym samym opóźnienie czasowe zapłonu. Jednocześnie, czas po którym próbka ulegnie całkowitemu termicznemu rozkładowi jest dłuższy niż w przypadku innych biopaliw o podobnej kaloryczności.

Tabela 7. Właściwości paliwowe i fizykochemiczne preparatu Bio-CONOX

WŁAŚCIWOŚĆ	JEDNOSTKA	WARTOŚĆ
Węgiel C	%	49,00 - 52,00
Wodór H	%	6,00 - 8,00
Azot N	%	6,00 - 8,00
Siarka S	%	1,00 - 1,50
Chlor Cl	%	< 0,05
Tlen O	%	30,45 - 38,00
Wilgotność	%	<12
Popiół	%	<10
Wartość opałowa	MJ·kg ⁻¹	>15

Źródła: Poskrobko S., Łach J., Król D. *Innowacyjna technologia spalania paliw stałych. Koncepcje konstrukcji niskoemisyjnych rusztów retorowych*. Energetyka i Ekologia, Listopad 2010; Poskrobko S., Król D., Łach J. *A primary method of reducing nitrogen oxides in coal combustion through addition of Bio-CONOX*. Fuel Processing Technology 101, 2012, s. 58-63.

Niski udział gramowy chloru w preparacie nie stwarza zagrożenia korozją wysokotemperaturową elementów kotłowych. Tym samym dodatek Bio-CONOX do paliwa stałego obniża gramowy udział chloru w mieszance paliwo-preparat. Chlor często występuje w paliwach biomasowych w ilości większej niż 0,1% co drastycznie zwiększa zagrożenie procesami korozyjnymi. Bio-CONOX charakteryzuje się również wysokim udziałem siarki S, który zapewnia stosunek udziałów gramowych $S/Cl > 2,2$ co hamuje powstawanie niskotopliwych chlorków. Przy takiej proporcji powierzchnie wymiany ciepła są zabezpieczone przed korozją chlorkową - warstwę ochronną tworzą alkaliczne siarczany [26,27,37].

1.2.5. Węgiel kamienny

Węgiel kamienny powstał w wyniku rozkładu materii roślinnej bez dostępu tlenu i jest mieszaniną organicznych związków chemicznych zawierających w swym składzie pierwiastki m.in. takie jak węgiel, wodór, tlen, azot i siarkę. Substancja mineralna (w większości są to związki glinu Al_2O_3 i krzemu SiO_3) znajdująca się w węglu nie jest chemicznie związana z substancjami organicznymi (tab. 8) [38].

Tabela 8. Właściwości fizyko-chemiczne węgla kamiennego

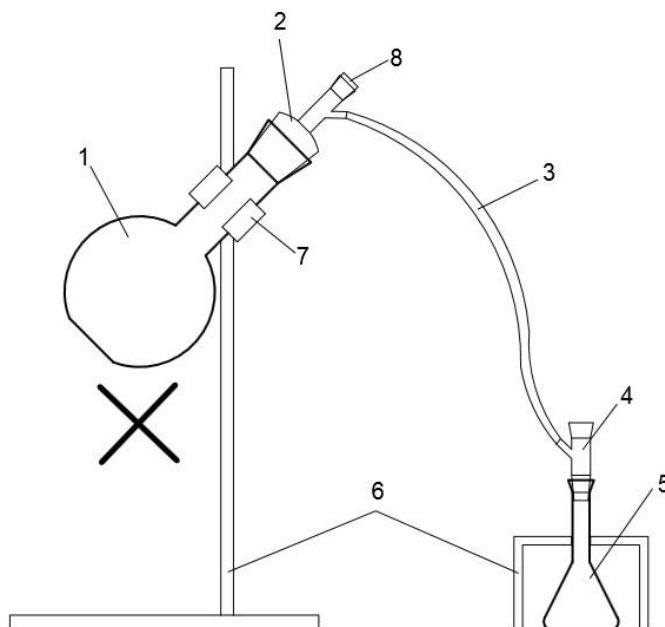
WŁAŚCIWOŚĆ	JEDNOSTKA	WARTOŚĆ
Węgiel	%	59
Tlen	%	7,3
Wodór	%	3,5
Chlor	%	0,08
Azot	%	1
Siarka	%	0,8
Wilgotność	%	12
Popiół	%	12
Wartość opałowa	$MJ \cdot kg^{-1}$	32

Źródło: Lewandowski W.M. *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.

Węgiel podczas ogrzewania do temperatury bliskiej $350^{\circ}C$ mięknie wydzielając smołowe pary, gaz i wilgoć. Mięknienie węgla zależy od jego typu, szybkości ogrzewania, wymiarów ziaren, ciśnienia i atmosfery gazowej.

2. Metodyka badań

Proces pirolizy paliw biomasowych i węgla został przeprowadzony na prototypowym stanowisku laboratoryjnym skonstruowanym w ramach studenckiego projektu, które zostało przedstawione poniżej (rys. 6).



Rysunek 6. Prototypowe stanowisko do przeprowadzenia procesu pirolizy (1- podgrzewana kolba, 2- odprowadzenie gazów pirolitycznych, 3- chłodnica, 4- ujęcie frakcji gazowej, 5- zbiornik frakcji ciekłej, 6- statyw, 8- zaślepka)

Paliwo było zadawane do kolby (1), a następnie podgrzewane palnikiem gazowym. Wydzielające się gazy trafiały do chłodnicy, gdzie w warunkach temperatury pokojowej następowało wykroplenie cięższych frakcji i wilgoci, które grawitacyjnie spływały do kolby (5). Substancje lotne były bezpośrednio spalane na ujęciu gazów (4), a frakcja stała (karbonizat) pozostawał w kolbie (1). Czas doświadczenia mierzony był od momentu rozpoczęcia ogrzewania kolby do zaprzestania wydzielania się gazów, osiągnięto temperaturę procesu ok. 400°C. Jednorazowo do przeprowadzenia procesu zadawane było 15 g paliwa. Obliczono bilanse masowe pirolizy.

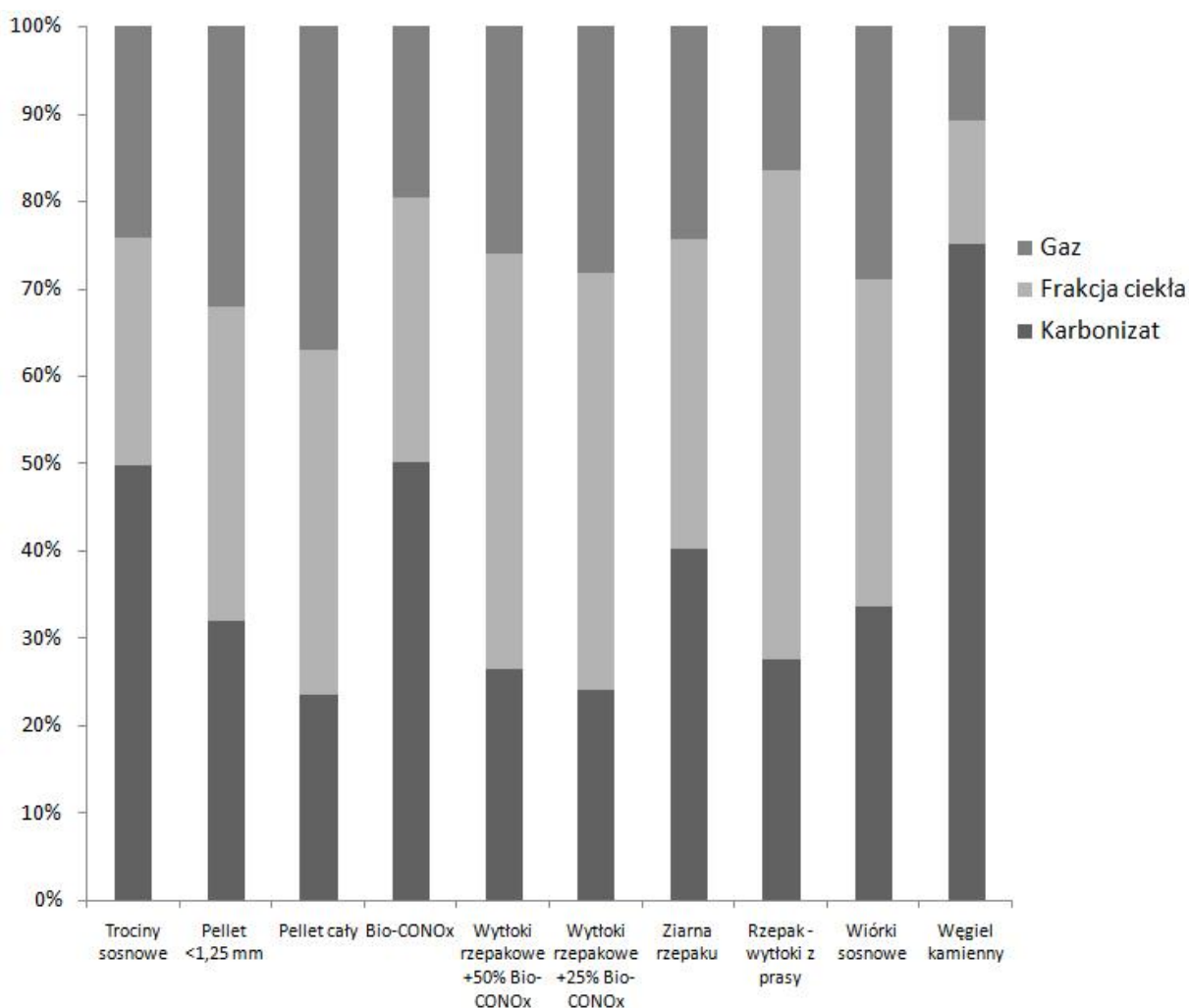
3. Wyniki badań i ich interpretacja

Przeprowadzono wolną (konwencjonalną) pirolizę paliw stałych w tym węgla kamiennego oraz różnych rodzajów biomasy. Wyniki doświadczenia pokazano w tabeli 9.

Tabela 9. Wyniki pirolizy paliw stałych

Rodzaj paliwa	Masa karbonizatu [g]	Masa frakcji ciekłej [g]	Masa gazu [g]	Czas procesu	Wilgotność materiału [%]
Trociny sosnowe	7,46	3,90	3,64	6' 14"	6,7
Pellet <1,25 mm	4,78	5,39	4,83	8' 15"	6,7
Pellet cały	3,52	5,91	5,57	8' 16"	5,1
Bio-CONOx	7,51	4,55	2,94	8' 15"	n.b.
Wytłoki rzepakowe +50% Bio-CONOx	3,97	7,11	3,92	14'37"	n.b.
Wytłoki rzepakowe+25% Bio-CONOx	3,61	7,14	4,25	20' 55"	n.b.
Ziarna rzepaku	6,02	5,33	3,65	9' 11"	3
Rzepak - wytłoki z prasy	4,12	8,39	2,49	16' 22"	2,1
Wiórki sosnowe	5,03	5,63	4,34	7' 04"	8
Węgiel kamienny	11,26	2,11	1,63	6' 39"	5

Na ilość poszczególnych produktów pirolizy ma wpływ głównie skład chemiczny zastosowanego paliwa. Zaobserwowano powstanie dużej ilości karbonizatu z trocin sosnowych, ziaren rzepaku i preparatu Bio-CONOx, co może świadczyć o wysokiej zawartości ligniny w tych materiałach, której struktura chemiczna sprzyja tworzeniu się produktów stałych. Preparat Bio-CONOx przy zastosowaniu jako dodatek paliwowy wykazał właściwości redukcyjne o czym świadczy zwiększenie udziałów masowych wytworzonego gazu w porównaniu do samych wytłoków rzepakowych poddanych suchej destylacji. Pellet poddany rozdrobnieniu wykazywał większą podatność na tworzenie karbonizatu niż całe ziarno, na co mogła mieć wpływ gęstość nasypowa paliwa. Zadane warunki procesowe były niewystarczające do pełnej pirolizy węgla kamiennego, stąd wynika duża ilość substancji stałej do której zaliczyć można nie tylko karbonizat, ale i nieprzereagowane paliwo. W celu przeprowadzenia pełnej pirolizy węgla należałoby podwyższyć temperaturę do ok. 800°C, czyli dwukrotnie wyższej niż zadana. Poniżej przedstawiono wykres (rys. 7) obrazujący udział poszczególnych frakcji w produktach pirolizy zadanych wsadów.



Rysunek 7. Procentowy udział karbonizatu, frakcji ciekłej i gazu w produktach pirolizy badanych paliw

4. Wnioski

Na podstawie przeprowadzonych badań ustalono:

- ilość poszczególnych frakcji produktów pirolizy (stałych, ciekłych, gazowych) w dużej mierze zależy od składu chemicznego wyjściowego paliwa, przy czym paliwa zawierające w swym składzie duże ilości ligniny wykazują tendencję do tworzenia karbonizatu,
- ilość otrzymanych w doświadczeniu produktów ciekłych jest mniejsza niż ilość wilgoci zawartej w paliwie wyjściowym,
- produkty gazowe i ciekłe pirolizy nie mogą być stosowane do celów energetycznych w stanie surowym ze względu na dużą zawartość substancji szkodliwych dla elementów systemów paliwowych i energetycznych,
- węgiel ze względu na swoją strukturę, porowatość i skład chemiczny wymaga odmiennych warunków dla przeprowadzenia pirolizy niż te stosowane dla paliw biomasowych.

Literatura

1. Klimiuk E., Pawłowska M., Pokój T. *Biopaliwa. Technologie dla zróżnicowanego rozwoju*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2012.
2. Lewandowski W.M. *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.
3. Yanik J., Kornmayer Ch., Salam M., Yuskel M. *Fast pyrolysis of agricultural wastes: Characterization of pyrolysis products*. Fuel Processing Technology 88 (2007) 943-947.
4. Yaman S., *Pyrolysis of biomass to produce fuels and chemical feedstocks*. Energy Conversion and Management 45 (2004) 651-671.
5. Oasmaa A., Czernik S. *Fuel oil quality of biomass pyrolysis oils-state of the art for the end-users*. Energy Fuels 1999;13:914-21.
6. Di Blasi C, Signorelli G, Di Russo C, Rea G. *Product distribution from pyrolysis of wood and agricultural residues*. IndEngChem Res 1999;38:2216-24.
7. Zanzi R, Sjostrom K, Bjornbom E. *Rapid high-temperature pyrolysis of biomass in a free-fall reactor*. Fuel 1996;75:545-50.
8. Ingemarsson A., Nilsson U., Nilsson M., Pedersen J., Olsson J. *Slow pyrolysis of spruce and pine samples studied with GC/MS and GC/FTIR/FID*. Chemosphere 1998;36:2879-89.
9. Bassilakis R., Carangelo R., Wojtowicz M. *TG-FTIR analysis of biomass pyrolysis*. Fuel 2001;80:1765-86.
10. Agblevor F., Besler S., Wiseloge A. *Production of oxygenated fuels from biomass: impact of feedstock storage*. Fuel Sci Tech Int 1996;14:589-612.
11. Raveendran K., Ganesh A., Khilar K. *Influence of mineral matter on biomass pyrolysis characteristics*. Fuel 1995;74:1812-22.
12. Sipila K., Kuoppala E., Fagernas L., Oasmaa A. *Characterization of biomass-based flash pyrolysis oil*. Biomass Bioenergy 1998;14:103-13.
13. Demirbas A. *Biomass and the other renewable and sustainable energy options for Turkey in 21st century*. Energy Sources 2001;23:177-87.
14. Rao T., Sharma A. *Pyrolysis rates of biomass materials*. Energy 1998;23:973-8.
15. Islam M., Ani F. *Techno-economics of rice husk pyrolysis, conversion with catalytic treatment to produce liquid fuel*. BiosourceTechnol 2000;73:67-75.
16. Evans R.J., Milne T.A. *Molecular characterization of the pyrolysis of biomass*. Energy & Fuels 4 (1987): 311-319.

17. Shafizadeh F. *Introduction to pyrolysis of biomass*. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 3 (1982): 283-305.
18. Ozlem O., Kockar M. *Slow, fast and flash pyrolysis of rapeseed*. Renewable Energy 28 (2003): 2417-2433.
19. Bridgwater A.V., Meier D., Radlein D. *An overview of fast pyrolysis of biomass*. Organic Geochemistry 30 (1999): 1479-1493.
20. Demirbas A. *Effects of temperature and particle size on bio-char yield from pyrolysis of agricultural residues*. J. Anal. Appl. Pyrolysis 72 (2004) 243-248.
21. McHenry M.P. *Agricultural bio-char production, renewable energy generation and farm carbon sequestration in Western Australia: Certainly, uncertainly and risk*. Agriculture, Ecosystems and Environment 129 (2009) 1-7.
22. Sharma R.K., Wooten J.B., Baliga V.L., Lin X., Chan W.G., Hajaligol M.R. *Characterization of chars from pyrolysis of lignin*. Fuel 83 (2004) 1469-1482.
23. K. Sipila, E. Kuoppala, L. Fagernas, A. Oasmaa, *Characterization of biomass-based flash pyrolysis oils*. Biomass Bioenergy 14 (1998) 103–113
24. J. Piskorz, P. Majerski, D. Radlein, D.S. Scott, *Conversion of lignins to hydrocarbon fuels*. Energy Fuels 3 (1989) 723–726.
25. Qi Z., Jie Ch., Tiejun W., Ying X. *Review of biomass pyrolysis oil properties and upgrading research*. Energy Conversion and Management 48 (2007) 87-92
26. Karayildirim T., Yanik J., Yuskel M., Bockhorn H., *Characterisation of products from pyrolysis of waste sludges*. Fuel 85 (2006) 1498-1508
27. Demirbas A., *Competitive liquid biofuels from biomass*. Applied Energy 88 (2011) 17-28.
28. Chen G., Andries J., Luo Z., Spliethoff H. *Biomass pyrolysis/gasification for product gas production: the overall investigation of parametric effects*. Energy Conversion and Management, 44 (2003): 1875-1884.
29. Rapagna S., Jand N., Foscolo P.U. *Catalytic gasification of biomass to produce hydrogen rich gas*. International Journal of Hydrogen Energy, 23 (1998): 551-557.
30. Rapagna S., Provendierc H., Petitc C., Kiennemannc A., Foscoloa P.U. *Development of catalysts suitable for hydrogen or syn-gas production from biomass gasification*. Biomass and Bioenergy, 22 (2002): 377 – 388.
31. Nanou P. *Biomass Gasification for the Production of Methane*. 2012
32. Wandrasz J.W., Wandrasz A.J. *Paliwa formowane, biopaliwa i paliwa z odpadów w procesach termicznych*. Warszawa 2006

33. Grzybek A., *Kierunki zagospodarowania biomasy na cele energetyczne*. 2003
34. Lewandowski W.M. *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007
35. Praca zbiorowa. *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik*. Kraków-Tarnobrzeg 2008.
36. Poskrobko S., Łach J., Król D. *Innowacyjna technologia spalania paliw stałych. Koncepcje konstrukcji niskoemisyjnych rusztów retortowych*. Energetyka, 763-770, listopad 2010
37. Shihadeh A., Hochgreb S. *Impact of biomass pyrolysis oil process conditions on ignition delay in compression ignition engines*. Energy Fuels 16 (2002) 522-561
38. Jarosiński J. *Techniki czystego spalania*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1996.

mgr inż. Michał Kamiński¹

Politechnika Wrocławska, Katedra Termodynamiki, Teorii Maszyn i Urządzeń Ciepłych

ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

e-mail: ¹michal.kaminski@pwr.edu.pl

Analiza pracy armatury instalacji centralnego ogrzewania za pomocą metody termowizyjnej

Słowa kluczowe: *metoda termowizyjna, termogram, instalacja centralnego ogrzewania, termografia, armatura grzewcza*

Streszczenie: Istota termowizji polega na określeniu rozkładu temperaturowego badanego obiektu celem sprawdzenia poprawności jego pracy. Metoda ta obecnie uważana za najbardziej uniwersalną i skuteczną technikę pomiarową w wielu dziedzinach gdzie rozpoznanie pola temperatury jest ważne dla bezpieczeństwa, zdrowia, życia i oszczędności.

W artykule przedstawiono podstawowe zależności, na których opiera się funkcjonowanie metody termograficznej, uwarunkowania prawne obowiązujące w Polsce obejmujące swoim zakresem wykorzystanie analizy termowizyjnej, a także zamieszczono termogramy obrazujące zastosowanie omawianej metody w analizie pracy instalacji grzewczych.

1. Wstęp

Rozpoznanie pola temperatury jest pierwszym i często podstawowym krokiem rozpoznania stanu technicznego lub własności termoizolacyjnych obiektu. Zapotrzebowanie na energię ciepłą do ogrzania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej stanowi jeden z największych składników bilansu energetycznego Polski i wynosi około 35% [1].

Dotychczasowo wykorzystywane metody obejmują głównie określenie temperatury w konkretnym punkcie obiektu poprzez zainstalowanie w nim czujnika pomiarowego, np. termoelementu lub wykonanie serii pomiarów punktowych za pomocą pirometru.

Znacznie lepszą metodą okazuje się zastosowanie termografii do pomiarów rozkładu temperatury na powierzchni obiektu objętego diagnozą. Pomiary te są pomiarami nieinwazyjnymi, bezdotykowymi i umożliwiają określenie rozkładu temperatury na całej powierzchni badanego obiektu [2]. Wyniki pomiarów można przedstawić wizualnie na cyfrowym zdjęciu termowizyjnym (termogramie), gdzie poszczególnym wartościom temperatury przyporządkowane są odpowiednie barwy. Oprogramowanie narzędziowe do przetwarzania otrzymanych termogramów umożliwia pozyskanie różnorodnych informacji i danych dotyczących temperatury powierzchni badanego obiektu [3]. Ciągły postęp w technologii wytwarzania detektorów podczerwieni spowodował, że kamery termowizyjne

są coraz dokładniejsze, charakteryzują się większą czułością i rozdzielczością, zarówno termiczną jak i przestrzenną, są lżejsze, pobierają mniej energii podczas pracy oraz ich cena spada. W wyniku czego stale rośnie zainteresowanie termowizją w różnych dziedzinach: medycynie, sztuce, nauce, technice, ratownictwie medycznym, militariach, produkcji tworzyw sztucznych czy też przemyśle hutniczym.

Niezwykle ważną kategorią stosowania kamer termowizyjnych jest budownictwo, a swoim zakresem obejmuje m.in. następujące działania diagnostyczne [5]:

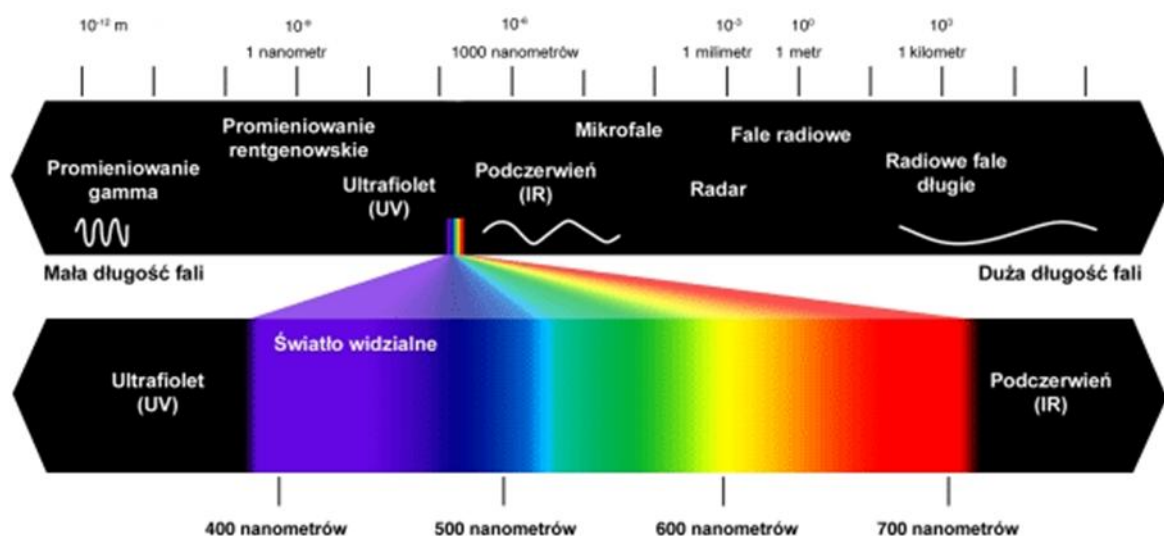
- badania termowizyjne w celu lokalizacji i identyfikacji mostków termicznych,
- lokalizację uszkodzeń i wycieków z ogrzewania podłogowego i ściennego,
- pomiary termowizyjne rurociągów przesyłowych C.O.,
- lokalizację nieszczelności rur z ciepłą wodą, wycieków,
- badania termowizyjne w celu weryfikacji wykonania prac dociepleniowych,
- wykrywanie wadliwych urządzeń mechanicznych – problem przegrzewania się,
- badania rozkładu pola temperaturowego rozdzielni, silników elektrycznych i transformatorów,
- badania przegród i ścian, określanie punktu rosy, alarmu izolacji,
- pomiary termowizyjne przed i po wykonawcze,
- badania termowizyjne nieruchomości przed zakupem,
- kontrolę taśmociągów i linii produkcyjnych,
- badania termowizyjne dla potrzeb audytu ubezpieczeniowego,
- lokalizację instalacji elektrycznej,
- badania głębszych warstw tynku i pokrywy elewacji budynków,
- ocenę strat ciepła,
- wykrywanie zagrożeń samozapłonem,
- badania izolacji termicznej kotłów, rurociągów,
- wykrywanie uszkodzeń wymienników ciepła,
- badania stopnia rozkładu temperatur maszyn i urządzeń,
- ocenę stanu izolacji termicznej budynku,
- badania instalacji grzewczych pod kątem strat ciepła,
- kontrolę jakości prac budowlanych.

Uzyskane w ten sposób dane pomiarowe strat ciepła lub awarii instalacji są przydatne przy opracowywaniu audytów energetycznych [4], przy podejmowaniu decyzji dotyczących realizacji planowanych remontów lub doraźnych napraw elementów diagnozowanej instalacji.

2. Fizyczne podstawy termowizji

Wszystkie ciała charakteryzują się stałą czy też zmienną temperaturą o wartości wyższej od zera Kelvina emitują promieniowanie ciepłe o określonej intensywności i długości fali. Jeśli temperatura ciała nie przekracza 500°C, to emitowane ciepło odpowiada zakresowi podczerwieni. Ciała stałe i ciecze dają ciągle widmo promieniowania ciepłego, natomiast gazy emitują lub absorbują promieniowanie ciepłe selektywnie, tj. tylko w określonym, wąskim zakresie fal. Pochłanianie promieniowania emitowanego z powierzchni emitora, a także przechodzącego przez warstwę powietrza (czy innego gazu), która znajduje się pomiędzy badanym obiektem, a obiektywem kamery termowizyjnej, może mieć znaczący wpływ na wynik pomiaru.

Bezkontaktowe metody pomiaru temperatury opierają się na promieniowaniu podczerwonym, będącym składową promieniowania elektromagnetycznego (rys. 2.1). Promieniowanie to zawiera się w zakresie od 0,75 do 100 μm i zostało odkryte podczas badań nad „efektem cieplnym” promieniowania słonecznego przez Williama Herschela w drugiej połowie XVII wieku [6]. Kolejne badania wykazały, że moc promieniowania jest zależna od temperatury powierzchni emitora.



Rysunek 1. Zakres fal promieniowania elektromagnetycznego

Źródło: Materiały ze strony <http://www.lenalighting.pl>, pobrane dnia 15.04.2015 r.

Rozwój techniki spowodował pojawienie się detektorów promieniowania elektromagnetycznego pracujących w określonych zakresach. Umożliwiło to zatem opracowanie bezinwazyjnych metod pomiaru temperatury za pomocą pirometrów i kamer termowizyjnych.

Fundamentem bezkontaktowych pomiarów temperatury jest prawo Stefana-Boltzmana określające moc promieniowania emitowanego przez jednostkę powierzchni ciała doskonale czarnego, wyrażone równaniem 2.1:

$$E = \varepsilon \cdot \sigma_0 \cdot T^4 \quad (2.1)$$

gdzie:

ε – emisyjność powierzchni ($0 < \varepsilon < 1$),

σ_0 – stała promieniowania ciała czarnego,

T – temperatura ciała doskonale czarnego w skali bezwzględnej.

Ciała emitujące promieniowanie cieplne nie spełniają warunku ciała „doskonale czarnego”, posiadającego maksymalną zdolność emisji ($\varepsilon=1$). Z punktu widzenia użytkowania kamer termowizyjnych parametr ten jest bardzo istotny ze względu na poprawność i wiarygodność danych przedstawionych na obrazie termogramu (im wyższa emisyjność tym dokładniejszy pomiar).

Zdolność emisyjna ciała $e(\lambda, T)$ (równanie 2.2) definiowana jest jako energia emitowana przez jednostkę powierzchni ciała o temperaturze T w jednostce czasu, w jednostkowym przedziale długości fali [7]:

$$e(\lambda, T) = \frac{dW_{prom}}{d\lambda} \quad (2.2)$$

gdzie:

dW_{prom} – energia promieniowania elektromagnetycznego wysłanego w ciągu jednostki czasu przez jednostkę powierzchni ciała w przedziale długości fali od λ do $\lambda + d\lambda$,

λ – długość fali.

Zdolność absorpcyjna ciała $a(\lambda, T)$ (równanie 2.3) określa, jaka część energii promieniowania elektromagnetycznego dW o długości fali w przedziale od λ do $\lambda+d\lambda$, padającego w jednostce czasu na jednostkę powierzchni, zostaje pochłonięta [7]

$$a(\lambda, T) = \frac{dW_{poch}}{dW} \quad (2.3)$$

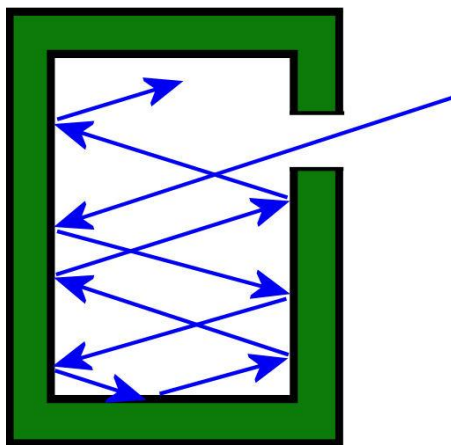
gdzie:

dW_{poch} – energia promieniowania elektromagnetycznego, w przedziale długości fali od λ do $\lambda+d\lambda$, pochłoniętego w jednostce czasu przez jednostkę powierzchni, na którą pada promieniowanie o mocy dW .

Związek pomiędzy charakterystyką materiału z punktu widzenia jego zdolności do emisji promieniowania, a z kolei transportu, pochłaniania, bądź odbijania energii promieniowania cieplnego opracował Gustav Kirchhoff. Równanie 2.4 zostało mianowane prawem Kirchoffa.

$$g(\lambda, T) = \frac{e(\lambda, T)}{a(\lambda, T)} \quad (2.4)$$

Prawo to definiuje, że stosunek zdolności emisyjnej do zdolności absorpcyjnej nie zależy od rodzaju powierzchni emitującej i jest uniwersalną funkcją długości fali i temperatury ciała [7], ponieważ gdyby istniało ciało, którego zdolność absorpcyjna $a(\lambda, T)$ równałaby się jedności, to zdolność emisyjna powierzchni tego ciała odpowiadałaby uniwersalnej funkcji $g(\lambda, T)$. Tak zachowujące się ciało nazwano ciałem doskonale czarnym. Jednakże w przyrodzie nie występuje idealne odwzorowanie ciała doskonale czarnego, natomiast można opracować jego model o zbliżonych właściwościach, tj. im stosunek powierzchni wnęki do powierzchni otworu jest większy to ten tym lepiej spełnia własności ciała doskonale czarnego. Przykładem takiego modelu może być prostopadłościenna bryła posiadająca wewnątrz wnękę, a na jednej ze ścianek zewnętrznych niewielki otwór (rys. 2.2).



Rysunek 2. Model ciała doskonale czarnego

Na rysunku 2.3. zaprezentowano rozkład zdolności emisyjnej modelu ciała doskonale czarnego o różnych wartościach temperatury. Charakterystyka przedstawia informację, że każde okno temperaturowe cechuje pewna wartość maksymalna temperatury, która w wyniku wzrostu temperatury ciała doskonale czarnego przemieszcza się w kierunku fal o mniejszej długości [8].

Przesuniecie to opisał fizyk Wilhelm Wien. Spełnia ono zależność 2.5 [7, 8]:

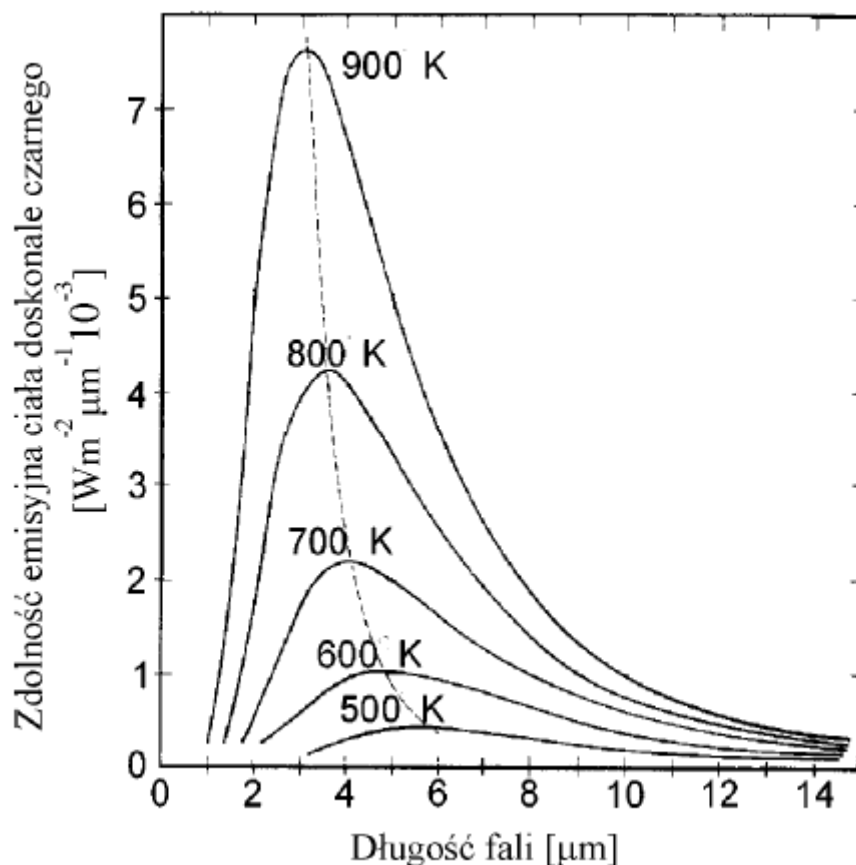
$$b = T \cdot \lambda_m \quad (2.5)$$

gdzie:

λ_m – długość fali, dla której zdolność emisyjna ciała doskonale czarnego jest maksymalna,

b – stała Wiena,

T – temperatura ciała doskonale czarnego w skali bezwzględnej.



Rysunek 3. Widmo promieniowania ciała doskonale czarnego dla kilku okien temperaturowych

Źródło: [8,9]

Dla wartości temperatury, z którymi mamy do czynienia w życiu codziennym, maksimum zależności $g(\lambda)$ zawiera się w zakresie promieniowania podczerwonego [8].

Obliczając pole powierzchni pod krzywymi jak na rys. 2.3, Joseph Stefan wykazał, że moc promieniowania elektromagnetycznego, emitowanego przez powierzchnie ciała doskonale czarnego w całym zakresie długości fali, jest jednoznaczna funkcja temperatury (równanie 2.1). Do takiego samego wniosku doszedł, na drodze rozważań teoretycznych Ludwig Boltzmann. Zależność ta, została więc nazwana prawem Stefana–Boltzmann.

Mierząc powierzchniowy rozkład mocy promieniowania podczerwonego, emitowanego przez ciało doskonale czarne, można wyznaczyć rozkład temperatury na jego powierzchni [8].

3. Uwarunkowania prawne obejmujące termografię

W Polsce za podstawę merytoryczną z zakresu wykonywania analiz termograficznych w dziedzinie budownictwa, uważa się szereg norm oraz rozporządzeń Ministra Infrastruktury, traktujących w sposób szczegółowy o warunkach prowadzenia pomiaru.

Do aktualnie obowiązujących norm i rozporządzeń z zakresu budownictwa należą:

- Norma PN-EN 13187 „Właściwości cieplne budynków – Jakościowa detekcja wad cieplnych w obudowie budynku – Metoda podczerwieni”.
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 „Prawo budowlane”, Dz.U. 1994 Nr 89 poz. 414 z późn. zmianami.
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690), z późn. zmianami.
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 11 listopada 2008 w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz. U. Nr 201 poz. 1240).
- Norma PN-EN 12831:2006 – „Instalacje grzewcze w budynkach. Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego”.
- Norma PN-EN ISO 6946:2008 – „Komponenty budowlane i elementy budynku. Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła. Metoda obliczania”.

Wśród wyżej wymienionych dokumentów brakuje jednoznacznego opracowania obejmującego część budownictwa jakim są instalacje grzewcze. Powyższe dokumenty obejmują głównie badanie termiczne izolacji budynków, czy też stolarki okiennej, jednak nie są bez znaczenia w kwestii ogrzewnictwa. Na ich podstawie, a także bogatej praktyce metrologicznej możliwe jest precyzyjne przeprowadzenie analizy poprawności funkcjonowania instalacji grzewczej.

4. Analiza termograficzna instalacji grzewczej

Pomiar termowizyjny dostarcza informacji o rozkładzie temperatury na powierzchni obserwowanego obiektu. Dokładne określenie wartości współczynnika emisyjności jest wymogiem uzyskania pomiaru temperatury o dokładności gwarantowanej przez producenta kamery. Ten typ pomiarów zalicza się do tzw. termografii ilościowej, ponieważ jego celem jest otrzymanie informacji o wystarczająco dokładnych wartościach temperatury [10].

Najczęściej w typowej diagnostyce instalacji wystarczająca jest informacja o przybliżonym rozkładzie temperatury lub informacja, gdzie występują nadmierne i nieuzasadnione spiętrzenia termiczne, albo tylko informacja o występujących różnicach temperatury na powierzchni badanego obiektu. Tego typu badanie zalicza się do tzw. termografii jakościowej. W tym przypadku nie jest istotna wartość temperatury, a jedynie informacja o jakościowym jej rozkładzie [10].

Analizując termogramy uzyskane w wyniku prowadzenia prac metrologicznych badanego obiektu można wyciągnąć wiele interesujących i użytecznych informacji, dotyczącej rodzaju procesu zachodzącego w instalacji objętej diagnostyką.

4.1. Wycieki z instalacji wodnych

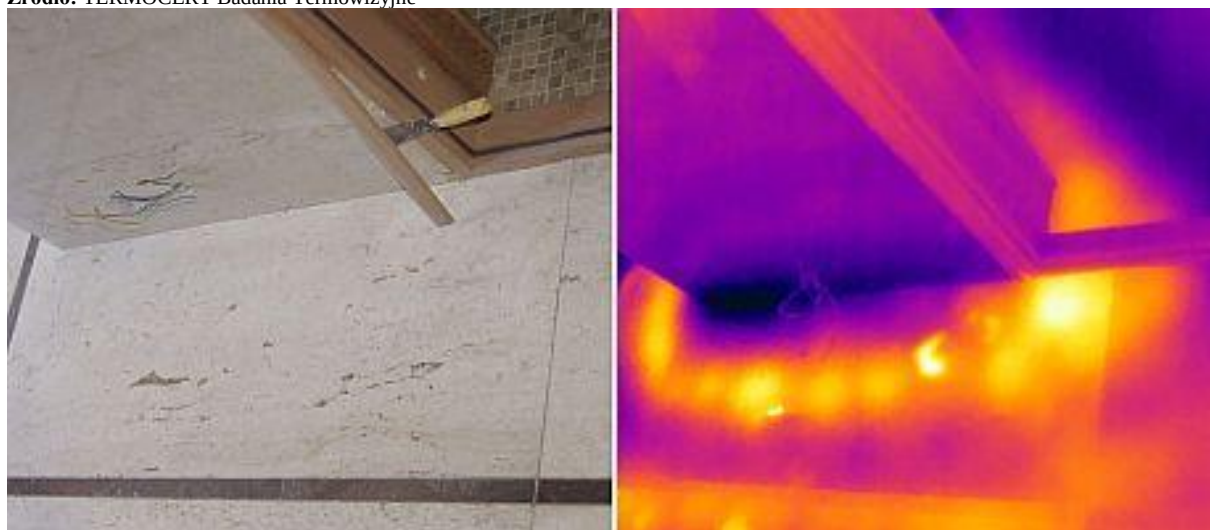
Jedne z najczęściej wykonywanych pomiarów podczas instalacji centralnego ogrzewania dotyczą prób zlokalizowania wycieków z instalacji wodnych. Badania tego typu wykonuje się najczęściej, gdy zachodzi podejrzenie wycieku występującego:

- wewnątrz ściany, np. pod glazurą (fot.4.1),
- w instalacji ogrzewania ściennego czy też podłogowego (fot. 4.2–4.5),
- na powierzchni nie zasłoniętej elementami wystroju mieszkania, których nie można usunąć na czas pomiaru (fot.4.6),
- na łączeniu fragmentów armatury w miejscu, które ciężko ustalić (fot.4.7)



Fot. 4.1. Wyciek wody, zlokalizowany pod glazurą (z lewej: stan zastany, z prawej: termogram)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



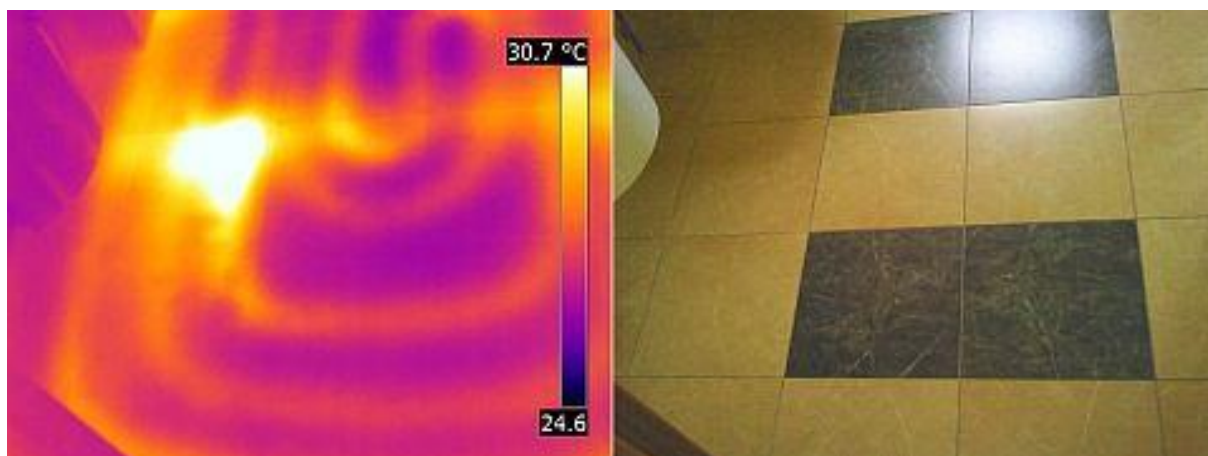
Fot. 4.2. Wyciek wody z instalacji ogrzewania podłogowego, zlokalizowany pod posadzką (z lewej: stan zastany, z prawej: termogram)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



Fot. 4.3. Wyciek wody z instalacji ogrzewania podłogowego, zlokalizowany pod posadzką (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



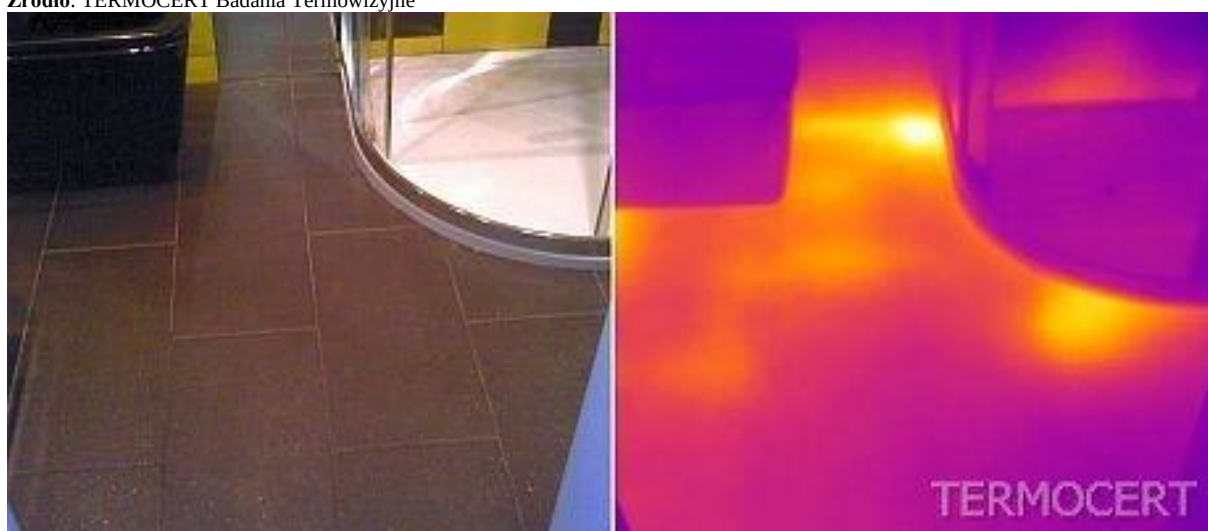
Fot. 4.4. Wyciek wody z instalacji ogrzewania podłogowego, zlokalizowany pod posadzką (z lewej: termogram, z prawej stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



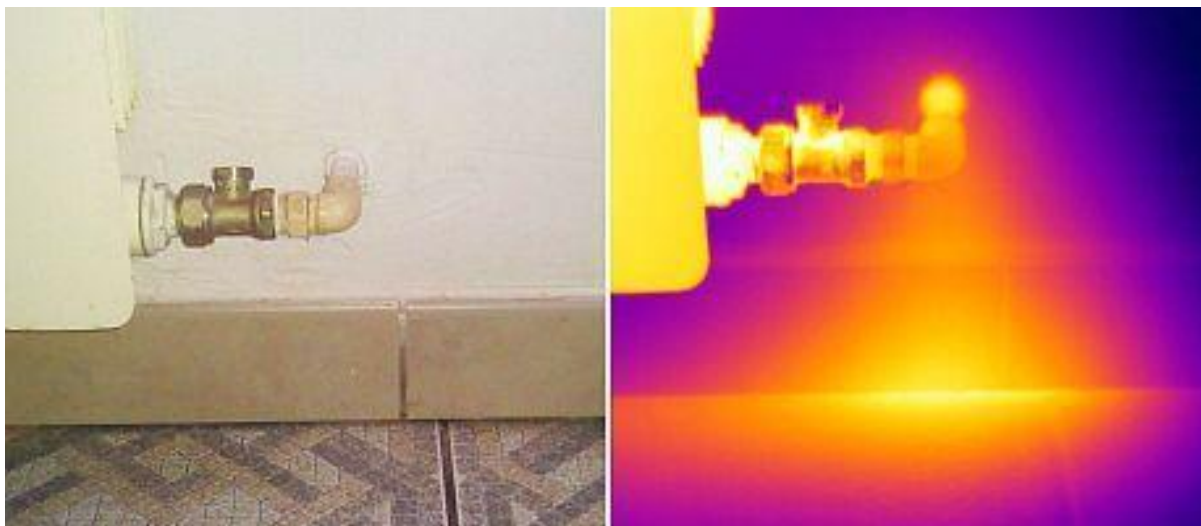
Fot. 4.5. Wyciek wody, zlokalizowany pod parkietem (z lewej: termogram, z prawej stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



Fot. 4.6. Wyciek wody z instalacji sanitarnej, zlokalizowany pod kabiną prysznicową (z lewej: stan zastany, z prawej: termogram)

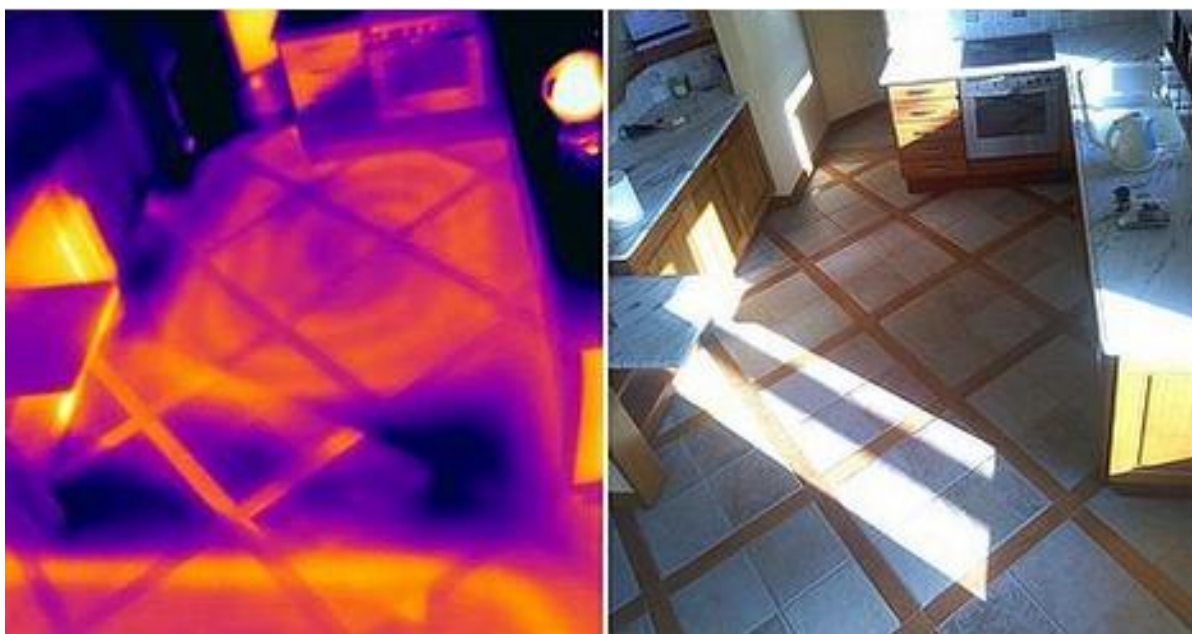
Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



Fot. 4.7. Wyciek wody doprowadzanej do grzejnika, zlokalizowany na łączeniu elementów armatury hydraulicznej (z lewej: stan zastany, z prawej: termogram)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

Oprócz wielkości wycieku, wysokiej czułości kamery termowizyjnej i dużego doświadczenia operatora, czynnikami decydującymi o skuteczności badania termowizyjnego jest grubość otuliny termicznej i warstwy styropianu ułożonej nad instalacją, dostępność optyczna miejsca wycieku, temperatura i ciśnienie czynnika oraz brak innych źródeł ciepła mogących zaburzyć obraz obserwowanej ściany, posadzki lub stropu (fot. 4.8).



Fot. 4.8. Wpływ czynników zewnętrznych na prawidłowe zlokalizowanie ułożenia instalacji ogrzewania podłogowego (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

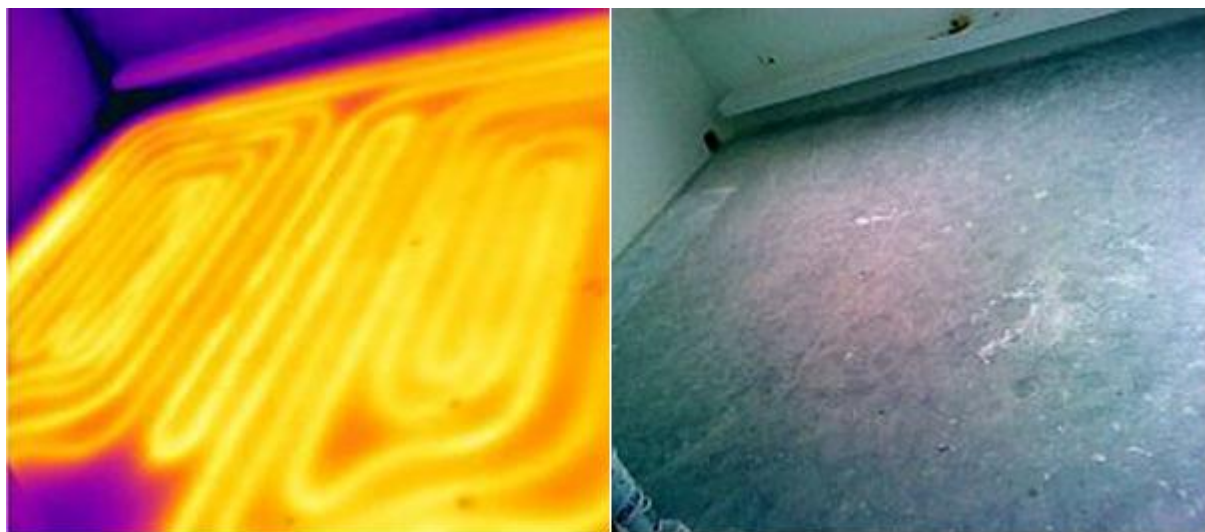
Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

Na ogół metodą termograficzną można, w sprzyjających warunkach, zlokalizować wyciek wody o wielkości ok. 1-2 litrów na godzinę. W przypadku wycieku z ogrzewania podłogowego, występującego w tej części podłogi, która jest "dostępna optycznie" dla kamery termowizyjnej może to być nawet wyciek mniejszy ok. 0,5-1,0 litra na godzinę [11].

Natomiast zlokalizowanie minimalnych wycieków, które często ujawniają się dopiero po kilku miesiącach w postaci zawilgoconych ścian, może okazać się niemożliwe, zwłaszcza jeśli jest to instalacja ułożona w otulinie termicznej i biegnie w podłodze pod dodatkową warstwą styropianu o grubości 5-8 cm. W takich wypadkach bardzo istotne staje się duże doświadczenie osoby wykonującej badanie, ale wynik poszukiwań może być nieprzewidywalny i zależeć głównie od szczęścia [11].

Dlatego, aby skorzystać z możliwości jakie daje termowizja, należy najpierw określić, w której instalacji doszło do wycieku, a także jak duży jest wyciek. Czasem można to zrobić we własnym zakresie obserwując wodomierz ciepłej lub zimnej wody, albo manometr na kotle c.o.. Jeżeli nie będzie to możliwe, należy zlecić hydraulikowi przeprowadzenie tzw. wodnej próby ciśnieniowej za pomocą pompki z manometrem [11].

4.2. Ustalenie położenia ogrzewania podłogowego i ściennego



Fot. 4.9. Lokalizacja położenia instalacji ogrzewania podłogowego (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

Szerokie spektrum zastosowań metody termograficznej obejmuje także prace dotyczące określenia przebiegu ogrzewania umieszczonego w przegrodach budowlanych (fot. 4.9, fot.4.10, fot. 4.11).



Fot. 4.10. Sprawdzenie szczelności instalacji ogrzewania podłogowego po zamocowaniu metalowych kątowników (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne



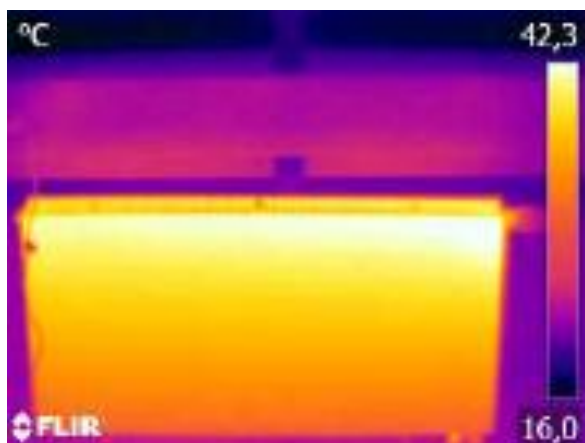
Fot. 4.11. Lokalizacja położenia instalacji ogrzewania ściennego (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

4.3. Armatura grzewcza

Kamery termowizyjne znajdują zastosowanie także tam, gdzie produkcja ciepła i jego odbiór jest celem pracy instalacji. Analiza termowizyjna pozwala określić m.in. stan pracy urządzeń grzewczych.

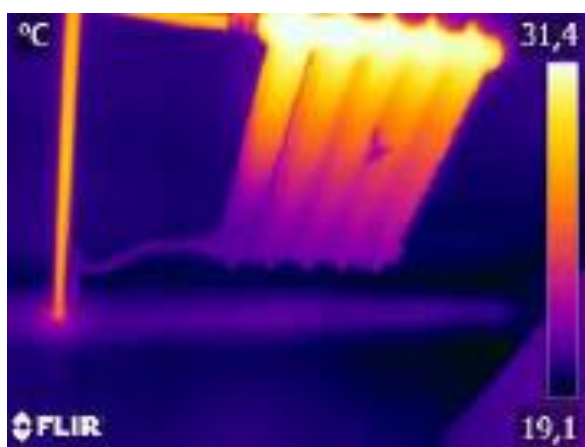
Na fot. 4.12 (z lewej strony) przedstawiono termogram prawidłowo działającego grzejnika aluminiowego. Zauważyć można, prawie jednolitą barwę płaszczyzny czołowej, co świadczyć może o równomiernym rozkładzie temperatury na jego powierzchni, a więc poprawnej konfiguracji przepływów w grzejniku.



Fot. 4.12. Analiza pracy grzejnika aluminiowego (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

Na fot. 4.13 (z lewej strony) przedstawiono termogram pracującego grzejnika żeliwnego. Wynika z niego, że zainstalowany element instalacji grzewczej pracuje z niską efektywnością. Nieprawidłowość ta wynika z braku równomiernego rozkładu temperatury. W dolnej części grzejnik jest znacznie chłodniejszy niż w jego górnej części, oznacza to spadek mocy grzewczej o około 50%. Oznacza to, iż aby uzyskać wymaganą temperaturę w pomieszczeniu należy podnieść temperaturę czynnika grzewczego. Przyczyną takiego stanu może być brak prawidłowej regulacji przepływów hydraulicznych w układzie grzewczym. W przypadku instalacji z wymuszonym obiegiem wody działanie takie związane będzie bezpośrednio ze wzrostem kosztów zasilania urządzeń wymuszających przepływ.



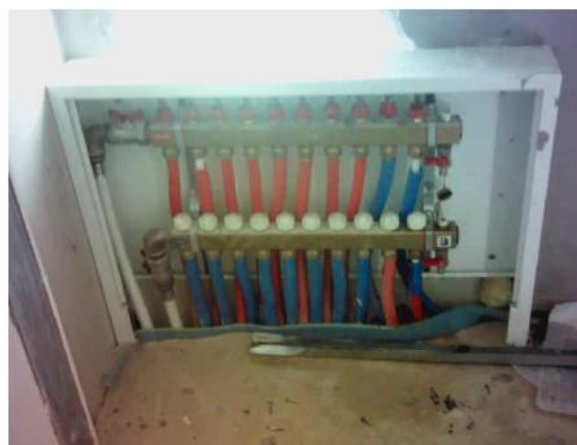
Fot. 4.13. Analiza pracy grzejnika żeliwnego (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

Nowoczesne instalacje grzewcze wykorzystują grzejniki różnego typu – płytowe, członowe, konwektorowe czy płaszczyznowe (podłogowe, ściennie i sufitowe). W budynkach wielorodzinnych znajdują się pomieszczenia o różnych wymaganiach, czy też zastosowanych technikach grzewczych, w których niekiedy dodatkowo wydziela się poszczególne strefy.

Sprawne działanie takich systemów ogrzewania zależy m.in. od prawidłowego dostarczania ciepła do poszczególnych obiegów grzewczych. Rozdzielacze umożliwiają połączenie w jeden system zróżnicowanych obwodów i stref instalacyjnych oraz różnych rodzajów grzejników, dlatego też bardzo ważnym jest zapewnienie odpowiedniego reżimu pracy urządzeniom tego typu. Badanie termowizyjne swoim zakresem obejmuje sprawdzenie stanu izolacji segmentów wody ciepłej i zimnej, sprawdzenie szczelności zaworów, czy też układu odpowietrzającego.

Przykładową analizę termograficzną dla rozdzielacza centralnego ogrzewania przedstawiono na fot. 4.14. Na załączonym termogramie zaobserwować można nieprawidłowości związane ze stanem izolacji segmentu nr 1 oraz nr 7 dla ciepłej wody oraz brak odpowiedniej osłony izolującej rurociąg doprowadzający ciepłą wodę do rozdzielacza.



Fot. 4.14. Analiza pracy rozdzielacza ogrzewania (z lewej: termogram, z prawej: stan zastany)

Źródło: TERMOCERT Badania Termowizyjne

5. Podsumowanie

Termowizyjna technika pomiaru temperatury daje duże możliwości w zakresie oceny strat ciepła z różnych obiektów, oceny prawidłowości działania instalacji i urządzeń oraz lokalizacji defektów i uszkodzeń obiektów poddanych diagnozie. Pozwalając zaplanować doraźne lub generalne naprawy z pewnym wyprzedzeniem czasowym. Omawiana metoda pomiarowa ze względu na bezinwazyjny tryb pracy nie generuje dodatkowych kosztów związanych z przygotowaniem obiektów do wykonania czynności pomiarowych.

Przedstawiona metoda pomiarowa znajduje zastosowanie wszędzie tam, gdzie w oparciu o znajomość rozkładu temperatury na powierzchni badanego obiektu możemy wnioskować o przebiegu procesów w danym obiekcie.

Zróźnicowanie podparte przykładami wykorzystania wyników badań termowizyjnych zaprezentowanych w artykule wykazuje, iż za wskazane uważa się stosowanie tej metody do analizy pracy instalacji grzewczych.

Literatura

1. Adamczewski W.: *Termowizyjne badanie okien*. Termo-pomiar, 2009.
2. PN-EN 13187-2001: *Właściwości cieplne budynków – Jakościowa detekcja wad cieplnych w obudowie budynku – Metoda podczerwieni*, Warszawa 2001.
3. Kruczek T.: *Możliwości zastosowań pomiarów termowizyjnych do oceny izolacyjności cieplnej budynków, interpretacja wyników pomiarów termowizyjnych. Materiały dydaktyczne*, Gliwice, 2008
4. Górzyński J.: *Audytowanie energetyczne*. Narodowa Agencja Poszanowania Energii, Warszawa, 2000.
5. *Praca zbiorowa pod red. H. Madura "Pomiary termowizyjne w praktyce"*, PAK, Warszawa, 2004.
6. Oliferuk W.: *Termografia aktywna w badaniach materiałów*. XII Seminarium Nieniszczące Badania Materiałów, Zakopane, 2006.
7. Jaworski B.M., Dietla A.A.: *Kurs fizyki tom 3; Procesy falowe, optyka, fizyka atomowa i jądrowa*. PWN, 1979.
8. Wysocka-Fotek O.: *Szacowanie wielkości i położenia defektów podpowierzchniowych za pomocą impulsowej termografii podczerwieni*. Praca doktorska, Warszawa, 2011.
9. Oliferuk W.: *Termografia podczerwieni w nieniszczących badaniach materiałów i urządzeń*. Biuro Gamma, 2008.
10. Kruczek T.: *Kamery termowizyjne - zasada działania i zastosowania w diagnostyce instalacji*. Instalator Polski, nr 4, 2013.
11. <http://www.termocert.com.pl/>

W artykule wykorzystano materiały w postaci termogramów oraz zdjęć rzeczywistych obiektów otrzymanych od firmy TERMOCERT Badania Termowizyjne. Autor składa serdeczne podziękowania i uznania na ręce Przedsiębiorstwa za nawiązaną współpracę oraz przeprowadzone konsultacje merytoryczne.

inż. Kamil Kozłowski¹, mgr inż. Marta Cieślik², mgr inż. Andrzej Lewicki, inż. Jakub Frankowski,
inż. Anna Olszewska, mgr inż. Pablo Cesar Rodriguez Carmona
Instytut Inżynierii Biosystemów, Katedra Biotechnologii i Mikrobiologii Żywności
Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, ul. Wojska Polskiego 28, 60-637 Poznań
Wydział Elektryczny, Politechnika Poznańska, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań
e-mail: ¹kamil.koz11@gmail.com, ²mcieslik@up.poznan.pl

Analiza przydatności słomy szarłatu wyniosłego jako substratu dla biogazowni

Słowa kluczowe: *szarłat wyniosły, biogaz, fermentacja metanowa*

Streszczenie: Amarantus – znany w Polsce również jako szarłat wyniosły – uważany jest za zboże XXI wieku. Wynika to przede wszystkim z walorów odżywczych nasion bogatych w białko oraz stosunkowo łatwej uprawy. Zaletą szarłatu jest także możliwość jego wykorzystania jako substratu do produkcji energii. W Pracowni Ekotechnologii działającej przy Instytucie Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu przeprowadzono analizę wydajności biogazowej słomy szarłatu wyniosłego w warunkach mezo- i termofilowych. Oszacowano również możliwy do uzyskania przychód wynikający ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła powstających ze spalania uzyskanego biogazu w silniku kogeneracyjnym. Badania wykonano zgodnie z obowiązującą niemiecką normą DIN 38 414/S8. Produkcja biogazu z 1 Mg świeżej masy substratu w warunkach mezo- i termofilowych wyniosła odpowiednio 75 m³ (53% CH₄) oraz 57,4 m³ (54% CH₄), natomiast przychód ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła – ok. 99 PLN oraz 78 PLN.

1. Wstęp

W drugiej połowie XX w. w wielu krajach europejskich, w tym także w Polsce, rozpoczęto intensywne poszukiwania nowych gatunków roślin, które byłyby potencjalnym źródłem pokarmu dla ludzi i zwierząt oraz mogłyby zostać wykorzystane na cele energetyczne przy jednoczesnym niewielkim nakładzie finansowym wynikającym z uprawy [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7]. Nazywane są one roślinami „energetycznymi” lub „alternatywnymi”. Większość z nich charakteryzuje się oszczędną gospodarką wodną (fotosynteza typu C₄), co jest niezwykle istotne w warunkach niedoboru wody [8].

Do w/w gatunków zalicza się m.in. *Amaranthus cruentus*, w Polsce nazywany szarłatem wyniosłym. Należy on do najstarszych roślin uprawnych na świecie [8]. Pochodzi z Ameryki Południowej i Środkowej, gdzie znajdował zastosowanie już ponad 4000 lat p.n.e., natomiast do Europy dotarł na przełomie XVI i XVII w. [1, 3, 5]. Szarłat wyniosły to roślina pseudozbożowa. Do głównych wad aktualnie uprawianych odmian należą między innymi: duże wymagania termiczne, mała plenność, trudności w mechanizacji zbioru oraz

konieczność dosuszania nasion. Ponadto rośliny te charakteryzują się długim okresem wegetacji, a także małą odpornością na okresowe niedobory wody [9]. Szarłat charakteryzuje się wysoką zawartością białka, nienasyconych kwasów tłuszczowych w nasionach oraz innych składników odżywczych, przewyższając pod tym względem najlepsze zboża (m.in. pszenicę).

Pierwsze badania dotyczące uprawy szarłatu w Polsce przeprowadzone zostały przez profesora Emila Nalborczyka [10]. Wykazał on, że uwarunkowania klimatyczne i glebowe kraju są wystarczające do uprawy w/w rośliny [1, 2, 3, 6, 11]. Obecnie ziarna szarłatu znajdują szerokie zastosowanie w przemyśle spożywczym [8], natomiast zielonka lub susz wykorzystywane są jako pasza dla zwierząt [12]. Prowadzone są także badania nad wykorzystaniem tej rośliny do produkcji biogazu [13, 14, 15].

Wydajność biogazowa i szybkość rozkładu materii organicznej w fermentacji metanowej zależy od wielu czynników, w tym m.in. temperatury prowadzenia procesu. Kwestią sporną pozostaje nadal, która z technologii (mezo- czy termofilowa) jest bardziej efektywna [16, 17, 18]. Celem badań było więc określenie wydajności biogazowej szarłatu wyniosłego (*Amaranthus cruentus*) w warunkach mezo- i termofilowych. Oszacowano również możliwy do uzyskania przychód wynikający ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła powstających ze spalania uzyskanego biogazu w silniku kogeneracyjnym.

2. Materiały i metody

Materiał badawczy pochodził z prywatnej uprawy z okolic Turku w województwie wielkopolskim. Przed rozpoczęciem doświadczenia całą roślinę pozbawiono ziaren i dokładnie rozdrobniono w celu pobrania reprezentatywnych próbek.

Mezofilową zaszczepkę fermentacyjną uzyskano poprzez odseparowanie frakcji ciekłej pulpy pofermentacyjnej z funkcjonującej biogazowni rolniczej.

Zaszczepkę termofilową stanowiła frakcja ciekła pulpy pofermentacyjnej z reaktora pracującego w temp. 55°C, który znajduje się na wyposażeniu Pracowni Ekotechnologii Instytutu Inżynierii Biosystemów UP w Poznaniu.

W celu dobrania odpowiednich proporcji pomiędzy badanym substratem, a zaszczepką przebadano następujące parametry: suchą masę (PN-75 C-04616/01), suchą masę organiczną (PN-Z-15011-3), pH (PN-90 C-04540/01) oraz konduktywność (PN-EN 27888:1999). Parametry te były także niezbędne do dokonania kalkulacji wydajności biogazowej substratów na jednostki m^3/Mg św.m., m^3/Mg s.m. oraz m^3/Mg s.m.o.

Analizę wydajności biogazowej substratu przeprowadzono w Pracowni

Ekotechnologii Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu na podstawie procedur wewnętrznych opierających się na powszechnie uznanej na całym świecie niemieckiej normie DIN 38 414/S8 oraz znormalizowanym poradniku biogazowym Stowarzyszenia Inżynierów Niemieckich w Dreźnie – VDI 4630. Badania prowadzono w reaktorach o pojemności 2 dm³ umieszczonych w łaźni wodnej o temperaturze 39°C ±1 (fermentacja mezofilowa) oraz 55°C ±1 (fermentacja termofilowa) – będących częścią 21-reaktorowych stanowisk badawczych skonstruowanych w Pracowni Ekotechnologii (rys. 1). Analizę jakościową i ilościową wyprodukowanych gazów (CH₄, CO₂, NH₄, O₂, H₂S) przeprowadzano codziennie za pomocą analizatora gazowego GA5000 firmy Geotech.

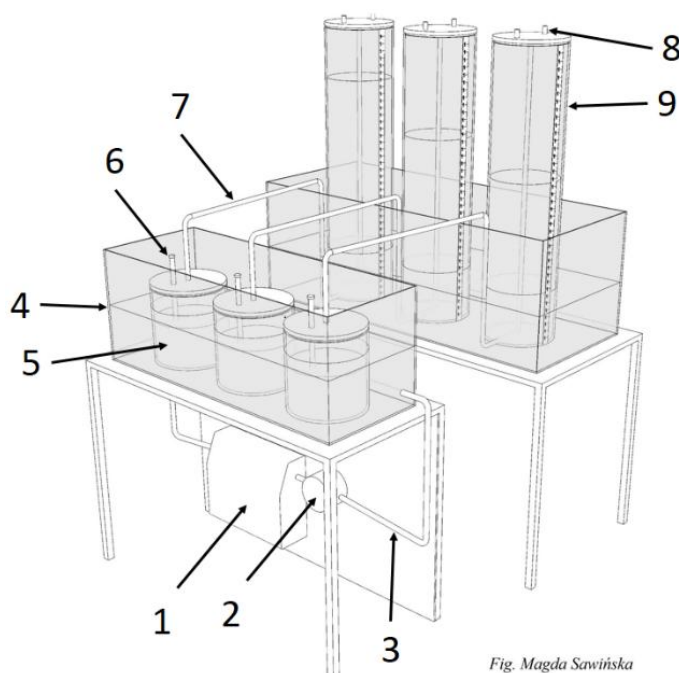


Fig. Magda Sawińska

Rysunek 1. Stanowisko fermentacyjne: 1 – ogrzewacz wody z regulatorem temperatury, 2 – pompa wodna, 3 – przewody cieczy ogrzewającej, 4 – płaszcz wodny, 5 – biofermentor o pojemności 2 dm³, 6 – zawór do pobierania prób wsadu, 7 – przewód odprowadzający biogaz, 8 – zawór do pobierania prób gazu, 9 – wyskalowany zbiornik na biogaz

Źródło: Opracowanie własne

Do obliczeń przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła z 1 Mg świeżej masy substratu przyjęto dane przedstawione w tabeli 1 i użyto poniższych wzorów zaczerpniętych

z monografii pt. „Kierunki rozwoju ekoenergetyki w polskim rolnictwie” [19]:

Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji:

$$E_E = V_{CH_4} [m^3 / Mg \text{ św. m.}] \cdot 0,00917^* \cdot 0,4^{**} \quad (1)$$

Ilość ciepła wyprodukowanego w kogeneracji:

$$E_T = V_{CH_4} [m^3/Mg \text{ św.m.}] \cdot 0,00917 \cdot 0,45^{***} \quad (2)$$

$$E_{T_{GJ}} = \frac{E_T [MWh/rok]}{0,274^{****}} \quad (3)$$

gdzie:

E_E – ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji [MWh/Mg św.m.],

E_T – ilość ciepła wyprodukowanego w kogeneracji [MWh/Mg św.m.],

$E_{T_{GJ}}$ – ilość ciepła wyprodukowanego w kogeneracji wyrażona w GJ,

V_{CH_4} – objętość metanu [m^3/Mg św.m.],

* $1 m^3 CH_4 = 9,17 \text{ kWh} = 0,00917 \text{ MWh}$,

** Sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego przyjęto na poziomie 40%,

*** Sprawność cieplną agregatu kogeneracyjnego przyjęto na poziomie 45%,

**** $1 \text{ GJ} = 0,274 \text{ MWh}$,

Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła wyprodukowanego w kogeneracji:

$$P_{E_{el}} = E_E \cdot \text{Cena energii elektrycznej} \quad (4)$$

$$P_{Z_c} = E_E \cdot \text{Cena Zielonego Certyfikatu} \quad (5)$$

$$P_{\dot{Z}_c} = E_E \cdot \text{Cena Żółtego Certyfikatu} \quad (6)$$

$$P_T = E_T \cdot \text{Cena GJ ciepła} \quad (7)$$

$$\text{Przychód} = P_{E_{el}} + P_{Z_c} + P_{\dot{Z}_c} + P_T \quad (8)$$

gdzie:

$P_{E_{el}}$ – przychód roczny za sprzedaż energii elektrycznej [PLN/Mg św.m.],

P_{Z_c} – przychód roczny za sprzedaż zielonych certyfikatów [PLN/Mg św.m.],

$P_{\dot{Z}_c}$ – przychód roczny za sprzedaż żółtych certyfikatów [PLN/Mg św.m.],

P_T – przychód roczny za sprzedaż ciepła [PLN/Mg św.m.].

Tabela 3. Ceny świadectw pochodzenia oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła

	Cena	Jednostka
Zielony Certyfikat	200	zł/MWh
Żółty Certyfikat	104	zł/MWh
Energia elektryczna	181	zł/MWh
GJ ciepła	50	zł/GJ

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Towarowej Giełdy Energii i URE (średnioważone ceny ze wszystkich transakcji w 2014 roku)

3. Wyniki i dyskusja

Wyniki analiz podstawowych parametrów fizykochemicznych substratu i zaszczepek przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 4. Parametry fizykochemiczne substratu i zaszczepek

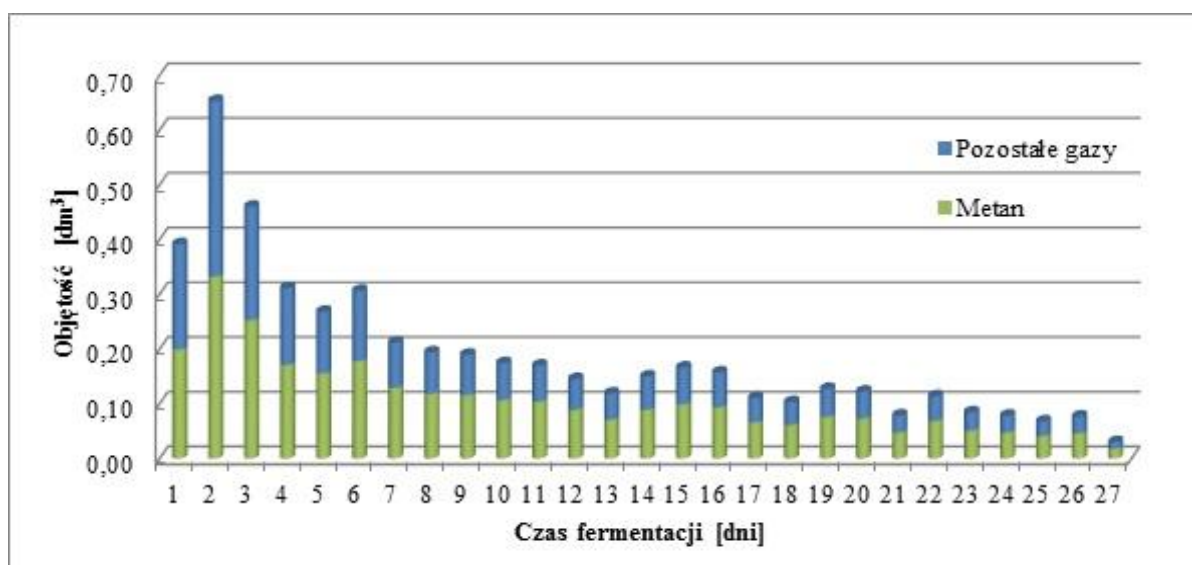
	pH	Konduktywność [mS]	Sucha masa [%]	Sucha masa organiczna [% s.m.]
Szarłat wyniosły	8,02	12,60	25,00	85,4
Zaszczepka mezofilowa	7,90	9,85	2,50	71,2
Zaszczepka termofilowa	8,13	12,41	2,65	67,7

Źródło: Opracowanie własne

Stosunkowo niska procentowa zawartość suchej masy słomy szarłatu wyniosłego wynikała z niekorzystnych warunków atmosferycznych panujących w okresie poprzedzającym pobór materiału do badań (duże opady deszczu).

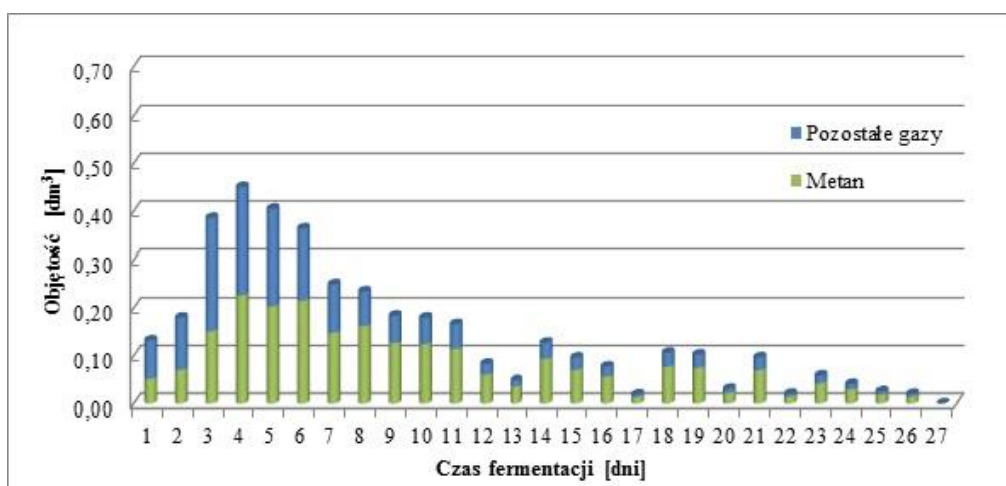
Obie zaszczepki (mezofilowa i termofilowa), zgodnie z normą, charakteryzował bardzo zbliżony udział materii organicznej w świeżej masie – odpowiednio 1,78% oraz 1,79%, co pozwoliło na późniejsze porównywanie między sobą otrzymanych wyników wydajności biogazowej.

Na rysunkach 2 i 3 przedstawiono zmianę dynamiki dobowej produkcji biogazu i metanu dla technologii mezo- i termofilowej.



Rysunek 2. Zmiana dynamiki dobowej produkcji biogazu i metanu z reaktora w fermentacji mezofilowej

Źródło: Opracowanie własne



Rysunek 3. Zmiana dynamika dobowej produkcji biogazu i metanu z reaktora w fermentacji termofilowej

Źródło: Opracowanie własne

Odnotowane różnice w dynamice fermentacji w temp. 39°C i 55°C są efektem niejednakowego tempa namnażania się mikroorganizmów biorących udział w poszczególnych etapach procesu [18, 20]. Guo i Boušková wykazali także, iż na uruchomienie odmiennych szlaków metabolicznych, a w konsekwencji dynamikę i końcowy uzysk oraz skład biogazu, mogą wpływać również czynniki abiotyczne [21, 22]. Średni czas retencji substratu w reaktorze dla obu badanych technologii wyniósł ok. 27 dni. Jest to wynik zaskakujący, gdyż literatura wskazuje raczej na wpływ podwyższenia temperatury procesu na wzrost szybkości rozkładu biomasy [16, 18].

W wyniku fermentacji mezofilowej szarłatu wyniosłego, w przeliczeniu na 1 Mg świeżej masy, uzyskano 75 m³ biogazu o średniej zawartości metanu ok. 53%, natomiast w wyniku fermentacji termofilowej niewiele ponad 58 m³ o zawartości metanu ok. 54% (tabela 3). Wydajność biogazowa szarłatu wyniosłego w temp. 39°C była więc o blisko 50% wyższa niż w temp. 55°C. Negatywny wpływ podwyższonej temperatury prowadzenia procesu na wydajność biogazową wykazali także Golkowska i Greger [17].

Tabela 5. Wydajność biogazowa szarłatu wyniosłego w fermentacji mezo- i termofilowej

Próba	Zawartość metanu [%]	Świeża masa		Sucha masa		Sucha masa organiczna	
		Metan skumulowany [m ³ /Mg ś.m.]	Biogaz skumulowany [m ³ /Mg ś.m.]	Metan skumulowany [m ³ /Mg s.m.]	Biogaz skumulowany [m ³ /Mg s.m.]	Metan skumulowany [m ³ /Mg s.m.o.]	Biogaz skumulowany [m ³ /Mg s.m.o.]
Fermentacja mezofilowa	53,08	39,85	75,07	158,70	299,01	185,82	350,09
Fermentacja termofilowa	53,59	31,29	58,38	124,62	232,50	145,90	272,23

Źródło: opracowanie własne

Potencjał biogazowy badanej słomy z Mg suchej masy organicznej w fermentacji mezofilowej jest ponad połowę mniejszy niż w przypadku zielonki z szarłatu, którą według danych Seppälä i innych charakteryzuje wydajność metanowa na poziomie 290 m³ (słoma – 158,7 m³) [15]. Wynika to z mniejszego stopnia zliżnowacenia rośliny badanej przez w/w autorów i wyższej zawartości łatwo dostępnej materii organicznej niż w przypadku słomy z szarłatu.

3.1. Analiza ekonomiczna i obliczenia

Uzyskane wyniki wskazują jednoznacznie na niezasadność wdrażania technologii termofilowej w przypadku badanego substratu. Jednak dla celów porównawczych przeprowadzono analizę ekonomiczną obu wariantów temperaturowych.

W tabeli 4 przedstawiono wyniki uproszczonych obliczeń energetyczno-ekonomicznych. Nie uwzględniono kosztów instalacji, ogrzewania zbiorników, transportu i zakupu substratu.

Tabela 6. Możliwy do uzyskania przychód ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła wyprodukowanego z 1 Mg świeżej słomy szarłatu wyniosłego

	Fermentacja mezofilowa	Fermentacja termofilowa
Energia elektryczna i ciepło wytworzone w kogeneracji		
Energia elektryczna [MWh]	0,146	0,114
Ciepło [MWh]	0,164	0,129
Ciepło [GJ]	0,600	0,471
Przychód		
Energia elektryczna [PLN]	26,46	20,77
Zielony certyfikat [PLN]	29,23	22,95
Żółty certyfikat [PLN]	15,20	11,94
Ciepło [PLN]	30,01	23,56
SUMA	100,90	79,23

Źródło: opracowanie własne

Szacowany przychód uzyskany ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w fermentacji mezofilowej słomy z szarłatu jest o 27% wyższy niż w przypadku fermentacji w technologii termofilowej. Po uwzględnieniu zwiększonego zapotrzebowania na ciepło w instalacji pracującej w temp. 55°, rzeczywista różnica byłaby jeszcze większa.

Przy tak niskim szacowanym przychodzie, stosowanie słomy z szarłatu może być opłacalne tylko w kofermentacji z bardziej energetyczną biomasą oraz gdy jego pozyskanie wiązałoby się z niewielkimi kosztami, bądź byłby dostępny za darmo. Sytuacja taka może mieć miejsce w przypadku, gdyby nasiona tej rośliny wykorzystywane byłyby np. na cele

spożywcze [8] lub do produkcji biodiesla [13], natomiast wygenerowany odpad w postaci słomy – jako biomasa do biogazowni.

4. Wnioski

1. Szarłat wyniosły ze względu na niską wydajność biogazową może stanowić opłacalne źródło biomasy dla biogazowni wyłącznie wtedy, gdy koszty jego pozyskania będą bardzo niskie lub zerowe.
2. Wdrażanie technologii termofilowej fermentacji słomy z szarłatu jest niezasadne, gdyż podwyższenie temperatury procesu (55°C) skutkuje zmniejszeniem produkcji biogazu i metanu.
3. Wyjaśnienie różnic w dynamice fermentacji i wydajności biogazowej szarłatu wyniosłego w warunkach mezo- i termofilowych wymaga przeprowadzenia dalszych badań.

Literatura

1. Nalborczyk E.: *Biologia amarantusa oraz perspektywy jego uprawy i wykorzystanie w Polsce*. [w:] Nowe rośliny uprawne – *Amaranthus*. Wydaw. SGGW, Warszawa, 8–28, 1995.
2. Nalborczyk E.: *Nowe rośliny uprawne i perspektywy ich wykorzystania*. [w:] Nowe rośliny uprawne na cele spożywcze, przemysłowe i jako odtwarzalne źródła energii. Wydaw. SGGW, Warszawa, 5–30, 1996.
3. Nalborczyk E., Wróblewska E., Marcinkowska B.: *Amaranthus – nowa roślina uprawna*. Wydaw. SGGW, Warszawa, 5–20, 1994.
4. Prokopowicz D.: *Właściwości zdrowotne szarłatu (Amaranthus cruentus)*. Med. Wet. 57 (8), 559–561, 2001.
5. Putnam D.H.: *Grain amaranth – and alternative speciality crop for North America*. Univ. Minnesota, St. Paul, 108, 1991.
6. Ścigalska B., Klima K.: *Możliwości uprawy szarłatu (Amaranthus ssp.) na nasiona w warunkach makroregionu południowo-wschodniego*. Biul. Reg. ZDR AR Kraków 208, 35–38, 1997.
7. Weber L.E., Applegate W.W., Baltensperger D.D., Ivin M.D., Lehmann I.W., Putnam D.H.: *Amaranth grain production guide. Rodale Res. Centre and American Amaranth Inst. (Amaranthus cruentus)*. Med. Wet. 57 (8), 559–561, 1990.
8. Skwaryło-Bednarz B.: *Ocena właściwości biologicznych gleby pod uprawą szarłatu (Amaranthus cruentus L.)*. Acta Agrophysica, 12(2), 527-534, 2008.

9. Deryło S., Chudzik Ł.: *Wpływ przedsiewnej uprawy roli i pielęgnacji na zachwaszczenie łąnu szarłatu uprawnego (Amaranthus hypochondriacus L. Thell.)*. Annales Universitatis Mariae Curie-Skłodowska, Lublin, 67(4), 2012.
10. Kaźmierczak A., Bolesławska I., Przysławski J.: *Szarłat – jego wykorzystanie w profilaktyce i leczeniu wybranych chorób cywilizacyjnych*. Nowiny Lekarskie 80, 3, 192–198, 2011.
11. Starczewski J., Maksymiak R.: *Wpływ wybranych czynników agrotechnicznych na plonowanie szarłatu uprawnego (Amaranthus ssp.)*. Zesz. Probl. AP Siedlce, Rolnictwo 60, 65–74, 2011.
12. Nałęcz-Tarwacka T.: *Zastosowanie amaranthusa w żywieniu zwierząt*. Pol. Zwierz. Gosp., 6, 8-9, 1995.
13. Demirbas A.: *Progress and recent trends in biodiesel fuels*. Energy Conversion and Management 50, 14-34, 2009.
14. Nalborczyk E.: *Rolnicza energetyka*. Academia - Panorama, Energia odnawialna. 3 (7), 16-19, 2005.
15. Seppälä M., Laine A., Rintala J.: *Screening of novel plants for biogas production in northern conditions*. Bioresource Technology 139, 355-362, 2013.
16. Fernández-Rodríguez J., Pérez M., Romero L.I.: *Comparison of mesophilic and thermophilic dry anaerobic digestion of OFMSW: Kinetic analysis*. Chemical Engineering Journal, 232, 59–64, 2013.
17. Golkowska K., Greger M.: *Anaerobic digestion of maize and cellulose under thermophilic and mesophilic conditions – A comparative study*. Biomass and bioenergy, 56, 545-554, 2013.
18. Shi J., Wang Z., Stiverson J. A., Yu Z., Li Y.: *Reactor performance and microbial community dynamics during solid-state anaerobic digestion of corn stover at mesophilic and thermophilic conditions*. Bioresource Technology, 136, 574–581, 2013.
19. Adamczyk F., Dach J., Janczak D., Lenarczyk J., Rzeźnik I., Rzeźnik W., Szulc R., Zbytek Z.: *Procedury obliczeń efektywności energetycznej i ekonomicznej substratów*. [w:] Kierunki rozwoju ekoenergetyki w polskim rolnictwie, Monografia, WiR, ISBN 978-83-64377-06-8, str. 75-79, 2015.
20. Kim M., Ahn Y. H., Speece R. E.: *Comparative process stability and efficiency of anaerobic digestion; mesophilic vs. thermophilic*. Water Research, 36, 4369–4385, 2002.

21. Boušková A., Dohányos M., Schmidt J. E., Angelidaki I.: *Strategies for changing temperature from mesophilic to thermophilic conditions in anaerobic CSTR reactors treating sewage sludge*. Water Research 39, 1481–1488, 2005.
22. Guo X., Wang C., Sun F., Zhu W., Wu W.: *A comparison of microbial characteristics between the thermophilic and mesophilic anaerobic digesters exposed to elevated food waste loadings*. Bioresource Technology 152, 420–428, 2014.

mgr inż. Marta Górecka-Srokosz¹, dr inż. Rafał Rajczyk²

Politechnika Częstochowska, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych

ul. Dąbrowskiego 69, 42-201 Częstochowa

e-mail: ¹mgorecka@fluid.is.pcz.pl, ²rafalr@is.pcz.czyst.pl

Badania procesu spalania paliwa SRF na stanowisku laboratoryjnym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną

Słowa kluczowe: *paliwo alternatywne, SRF, spalanie, odzysk energii z odpadów*

Streszczenie: Planowane do wprowadzenia zmiany w przepisach, jakie mają obowiązywać od początku 2016 roku, które dotyczyć będą zakazu składowania odpadów charakteryzujących się wartością opałową powyżej 6MJ/kg suchej masy, stworzą konieczność ich zagospodarowania w sposób zgodny z restrykcyjnymi przepisami. Zakaz ten będzie najbardziej dotkliwy dla 19-stej i 20-stej grupy odpadów, którą stanowią odpady komunalne oraz osady ściekowe.

Aktualnie największymi odbiorcami paliw wtórnych produkowanych z odpadów są cementownie z uwagi na możliwość spełnienia wszystkich uwarunkowań formalno-prawnych oraz procesowych, w tym dotrzymania dopuszczalnych poziomów emisji. Potencjał produkcji SRF w około 100 zakładach zlokalizowanych w Polsce oszacowany jest na 4,5÷6,0 mln Mg/rok, przy czym przemysł cementowy może zaoferować odbiór jedynie dla 1,2÷1,5 mln Mg/rok.

Wykorzystanie paliwa SRF w energetyce zawodowej zostało skutecznie utrudnione, z uwagi na traktowanie instalacji, w której współspalane są tego typu paliwa, jako spalarni/współspalarni odpadów. Konieczne jest także odpowiednie (inne niż w przypadku standardowego wykorzystania paliw kopalnych) zagospodarowanie ubocznych produktów spalania (UPS), a także objęcie stanowiska kierowniczego jednostki przez osobę posiadającą odpowiednie kwalifikacje potwierdzone świadectwem. Bardzo restrykcyjne poziomy emisji trudne do osiągnięcia zostały wprowadzone dla instalacji współspalania odpadów, co dodatkowo utrudnia prowadzenie procesu.

W pracy przedstawiono wyniki badań procesu współspalania paliwa SRF z węglem brunatnym, na stanowisku pilotowym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną. Przedstawiono wyniki analizy paliw, sposób przygotowania i podawania paliwa oraz emisję gazowych substancji zanieczyszczających. Zawartości zanieczyszczeń gazowych porównano następnie z obowiązującymi standardami.

1. Wstęp

W skutek ograniczeń wprowadzonych przez Ustawodawcę, wykorzystanie paliw wytwarzanych z odpadów do produkcji energii elektrycznej i ciepła w Polsce jest dotychczas bardzo małe. Głównymi barierami są wymagania formalno-prawne i techniczne, które stawiane są przed producentem energii, zamierzającym prowadzić proces energetycznego odzysku odpadów [1]. Proces współspalania paliw alternatywnych produkowanych

z odpadów (innych niż niebezpieczne) z węglem kamiennym lub brunatnym traktowany jest jak termiczne przekształcanie odpadów, natomiast instalacja, w której ten proces zachodzi w myśl Ustawy [3] jest współspalarnią odpadów.

Paliwa produkowane z odpadów oprócz spalarni mogą być wykorzystywane zarówno w piecach cementowych jak i energetycznych. W zależności od prowadzonego procesu paliwa mogą różnić się jakością. Dzięki przetworzeniu odpadów możliwe jest uzyskanie paliwa o sprecyzowanych właściwościach, z uwzględnieniem procesu, dla którego będzie przeznaczone. Takie działania pozwalają na uniknięcie problemów technicznych oraz eksploatacyjnych [4,5].

Do produkcji paliw alternatywnych posłużyć mogą odpady komunalne, przemysłowe oraz inne, pod warunkiem, że nie zostały one sklasyfikowane jako niebezpieczne [4,5].

2.1. Doświadczenia praktyczne wykorzystania paliw alternatywnych

Paliwa SRF (ang. Solid Recovered Fuels) należą do grupy paliw wytwarzanych z odpadów. Polski Komitet Normalizacyjny dla tej grupy materiałów przyjął nazwę „stałe paliwa wtórne”, zgodnie z którą jest to paliwo stałe, wytwarzane z odpadów innych niż niebezpieczne w procesie przetwarzania i homogenizacji, w celu wykorzystania do odzysku energii spalarni lub współspalarni odpadów [6,7]. Paliwa te powinny spełniać wymagania techniczne klasyfikacji i specyfikacji określone w normie [7]. SRF w swoim składzie nie powinno zawierać paliw kopalnych, a także odpadów sklasyfikowanych jako niebezpieczne. Zgodnie ze Specyfikacją Techniczną CEN/TS 15359 [2] paliwo produkowane z odpadów powinno być stosowane jedynie w instalacjach spełniających standardy emisyjne, jakie wynikają z Dyrektywy 2000/76/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 4 grudnia 2000r. w sprawie spalania odpadów [2]. Dyrektywa ta obowiązywała do początku 2014 roku regulując wymagania procesowe i ekologiczne prowadzenia procesu spalania bądź współspalania odpadów. Jednocześnie stanowiła ona podstawę dla uregulowań prawnych Państw Członkowskich UE w zakresie energetycznego wykorzystania odpadów.

Paliwo SRF w polskim systemie prawnym określane jest mianem „paliwa alternatywnego”, które zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz.U.2001.112.1206), zostało sklasyfikowane jako odpady palne o kodzie 19 12 10 [8]. Zatem, wykorzystanie SRF jako paliwa do celów energetycznych, z uwagi na kwalifikację, traktowane jest jako proces termicznego przekształcania opadów, a instalacja w której proces ten ma miejsce, zgodnie z definicją [3] staje się spalarnią lub współspalarnią odpadów. Jednostka taka, traktowana nawet jako

współspalarnia musi spełnić szereg wymagań formalno-prawnych, aby prowadzenie procesu było zgodne z literą prawa. Istotna zmiana w zakresie prowadzenia procesu współspalania odpadów dotyczy ubocznych produktów spalania, które to zmieniają kod odpadów z grupy 10-tej na 19-stą, wpływając na ich późniejsze zagospodarowanie.

Zarządzający spalarnią lub współspalarnią odpadów zobowiązany jest do zatrudnienia osoby posiadającej świadectwo potwierdzające kwalifikacje w zakresie gospodarowania odpadami, która to będzie pełniła funkcję kierownika instalacji.

Zgodnie z zapisami Rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych z instalacji [9], podczas współspalania odpadów innych niż niebezpieczne, zatem paliwa typu SRF, standardy te są rygorystyczne i dla kotłów o mocy pomiędzy 100 a 300MW dla SO_2 i NO_x wynoszą poniżej 200 mg/m^3_u . Dla kotłów energetycznych, w których prowadzone jest współspalanie paliw alternatywnych, zachowane powinny być dopuszczalne stężenia metali ciężkich, dioksyn oraz standardy C_{proc} – dopuszczalne wielkości emisji dla odpowiednich zanieczyszczeń w gazach spalinowych, takich substancji jak: pył, tlenki azotu w przeliczeniu na NO_2 , dwutlenku siarki, przy czym monitoring odbywać powinien się w sposób ciągły. Standardy emisyjne dla pozostałych substancji C_{proc} , jak całkowity węgiel organiczny, chlorowodór, fluorowodór oraz tlenek węgla, powinny zostać wyznaczone w oparciu o rzeczywiste wartości stężeń substancji w gazach odlotowych w czasie, kiedy prowadzony jest proces obejmujący spalanie paliw z wyłączeniem paliw odpadowych. Następnie należy określić wzajemne relacje pomiędzy strumieniem splin ze spalania paliw i odpadów przy zastosowaniu reguły mieszania [9].

Każda instalacja do współspalania odpadów zobowiązana jest do dotrzymania wymagań procesowych, do których zaliczmy: temperaturę, czas przebywania spalin w komorze, zawartość węgla organicznego w popiele oraz prowadzenie monitoringu.

Zgodnie z rozporządzeniem [10] proces termicznego przekształcania odpadów powinien być prowadzony w taki sposób, aby temperatura gazów powstających w wyniku spalania, zmierzona blisko ściany wewnętrznej lub innym reprezentatywnym miejscu (w zależności od specyfikacji technicznej instalacji lub urządzenia), po ostatnim doprowadzeniu powietrza, nawet w najbardziej niekorzystnych warunkach, została podniesiona w kontrolowany i jednorodny sposób oraz była utrzymywana przez co najmniej 2 sekundy na poziomie nie niższym niż:

- a) 1100°C – w przypadku odpadów zawierających powyżej 1% związków chlorowcoorganicznych, w przeliczeniu na chlor,
- b) 850°C – w przypadku odpadów zawierających do 1% związków chlorowcoorganicznych,

w przeliczeniu na chlor.

Instalacja współpalająca paliwa SRF powinna mieć możliwość natychmiastowego przerwania podawania paliwa odpadowego w przypadku niedotrzymania temperatury określonej w rozporządzeniu [10] do czasu jej ustabilizowania.

2. Badania procesu współpalania paliwa SRF na stanowisku laboratoryjnym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną

2.1. Stanowisko badawcze

Badania współpalania paliwa alternatywnego SRF przeprowadzone zostały na stanowisku laboratoryjnym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną o mocy $0,1\text{MW}_{\text{th}}$. Instalacja składa się z komory paleniskowej o wysokości 6,00m i średnicy wewnętrznej 0,10m, połączonej z gorącym cyklonem o średnicy wewnętrznej 0,25m. Odseparowane w cyklonie ziarna materiału warstwy fluidalnej zawracane są do komory paleniskowej układem nawrotu, który składa się z rury opadowej (średnica wewnętrzna 0,05m) i niemechanicznego syfonu. Na całej swojej wysokości instalacja wyposażona jest w piece elektryczne, które wykorzystywane są do nagrzania stanowiska do (lub powyżej) temperatury zapłonu stosowanego do badań paliwa. Piece wykorzystywane mogą być także do podtrzymywania procesu spalania, jeśli wykorzystywane jest paliwo o bardzo niskiej wartości opałowej.

Powietrze pierwotne do stanowiska wprowadzane jest w dolnej części komory paleniskowej po wstępnym podgrzaniu do temperatury około 500°C i przechodzi przez podwójny ruszt ceramiczny. Na wysokości około 1,2 m nad poziomem rusztu doprowadzane jest natomiast powietrze wtórne.

Paliwo podawane jest w sposób ciągły do przewodu recyrkulującego materiał warstwy za syfonem, do komory paleniskowej. Punkt zadawania materiału warstwy fluidalnej znajduje się ponad rusztem.

Na ciągu spalinowym zainstalowany jest filtr tkaninowy, jako drugi stopień odpylenia gazu, który w razie potrzeby może zostać ominięty by-pasem. Spaliny, które opuszczają filtr tkaninowy (lub też przepływają by-pasem) wyprowadzane są do atmosfery przez komin, przy wykorzystaniu wentylatora wyciągowego. Stanowisko wyposażone zostało w zaawansowany system sterowania oraz akwizycji parametrów ruchowych (głównie temperatury i ciśnienia), jak również w szereg portów umożliwiających pobór próbek materiałów sypkich, takich jak: popiół denny, popiół lotny oraz materiał warstwy. Na wylocie spalin do komina zainstalowana jest sonda do poboru gazów spalinowych, które podczas badań w sposób ciągły

są zasysane i analizowane za pomocą analizatora gazów Gaset DX4000. Wszystkie parametry ruchowe stanowiska są wizualizowane w nastawni.

Budowa instalacji oraz możliwość odniesienia wyników badań i wyciągniętych wniosków do pracy kotłów rzeczywistych była jednym z głównych powodów, dla których zdecydowano o przeprowadzeniu testów na stanowisku laboratoryjnym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną. Dodatkowo podczas pracy jednostki z CWF możliwe jest osiągnięcie wymaganej przepisami temperatury 850°C [9].

2.2. Część badawcza

Do badań współspalania paliwa SRF jako paliwo podstawowe wykorzystany został węgiel brunatny. W pierwszej kolejności wykonano analizy techniczne i elementarne paliw przeznaczonych do badań (tabela 1).

Tabela 1. Charakterystyka paliw

Parametr	Jedn.	Węgiel brunatny	SRF
Wartość opałowa	MJ/kg	14,8	12,94
Wilgotność	%	17,5	25,2
Popiół	%	32,41	9,8
Chlor	%	n.o.	0,39
Części lotne	%	26,52	53,5
ANALIZA ELEMENTARNA			
C	%	35,24	34,2
H	%	2,86	4,6
O	%	9,83	23,3
N	%	0,29	1,5
S	%	1,87	0,21

Źródło: Opracowanie własne

Zawartość wilgoci w węglu brunatnym była dość niska (17,5%_{mas.}), co wynikało ze sposobu składowania (worki parciane), na terenie laboratorium. Dodatkowo, węgiel cechował się podwyższoną zawartością siarki w porównaniu z jej średnią wartością (do 0,85%) podawaną przez kopalnię, z której został pobrany. Utrata wilgotności w czasie składowania poskutkowała wzrostem zawartości siarki w paliwie z poziomu 1,2%_{mas.} do 1,87%_{mas.} (tabela 1). Również wartość opałowa była nieco wyższa niż zazwyczaj (10-12 MJ/kg), co jednak było korzystne podczas prowadzonych badań, ponieważ umożliwiało osiągnięcie odpowiednich temperatur (850°C) w kolumnie fluidyzacyjnej i w kontekście spełnienia wymagań określonych w rozporządzeniu [9]. W zależności od pokładu, z którego pobierany jest węgiel rozbieżność ta może wynosić 1÷4MJ/kg. Opisane różnice należało wziąć pod uwagę podczas interpretacji wyników badań, szczególnie zawartości ditlenku siarki

w gazach spalinowych.

Porównanie analiz węgla brunatnego i paliwa alternatywnego SRF wyprodukowanego z odpadów, który wykorzystano podczas badań, pozwala stwierdzić, że paliwo wtórne charakteryzuje się wyższą wartością opałową. Analiza wskazuje także na wyższą zawartość chloru oraz pierwiastków H, O, N, a także porównywalną zawartość pierwiastkowego węgla. Istotną cechą paliwa alternatywnego jest znacznie niższa zawartość siarki w porównaniu z węglem brunatnym. Jednak z uwagi na surowce wykorzystywane do produkcji SRF, paliwo to może charakteryzować się parametrami zmiennymi w czasie (sezonowość).

Przed przystąpieniem do badań konieczne było odpowiednie przygotowanie paliw, aby możliwe było ich podawanie do komory paleniskowej stanowiska badawczego. Węgiel brunatny został rozdrobniony przy pomocy kruszarki, natomiast SRF rozdrobniono na frakcję odpowiedniej wielkości wykorzystując młyn tnący.

Paliwo typu SRF wykorzystane do badań charakteryzuje się wilgotnością na poziomie 17%, co przy długotrwałym składowaniu może powodować powstawanie brył (rys. 1). Przed podaniem paliwa do leja młyna tnącego konieczne jest wcześniejsze rozerwanie brył i rozluźnienie ich struktury.



Rysunek 1. Bryły paliwa powstałe podczas składowania

Źródło: Zbiory własne

Przygotowanie paliwa do badań wymagało jego rozdrobnienia, podczas którego zaobserwowano zawieszanie paliwa w leju młyna tnącego, a także późniejsze zaklejanie paliwa tuż przed nożami tnącymi (rys. 2, 3).



Rysunek 2. Miejsce zawieszania paliwa w leju

Źródło: Zbiory własne



Rysunek 3. Paliwo zaklejone tuż przed nożami tnącymi

Źródło: Zbiory własne

Dodatkowo, konieczne było bieżące kontrolowanie paliwa podawanego do młyna, ze względu na napotykanie frakcje plastiku, szkła i metali nieżelaznych (rys. 4), często o rozmiarach większych niż pozostałe frakcje odpadów wchodzące w skład paliwa. Tego typu odpady są niepożądane z uwagi na możliwość uszkodzenia ostrzy tnących młyna.



Rysunek 4. Frakcje odpadów wyselekcjonowane z paliwa SRF

Źródło: Zbiory własne

Rozdrobnione paliwo SRF charakteryzowało się dużą objętością w stosunku do wagi oraz sypkością (rys. 5). Nie zaobserwowano oznak zbrylenia paliwa podczas kilkudniowego przechowywania.



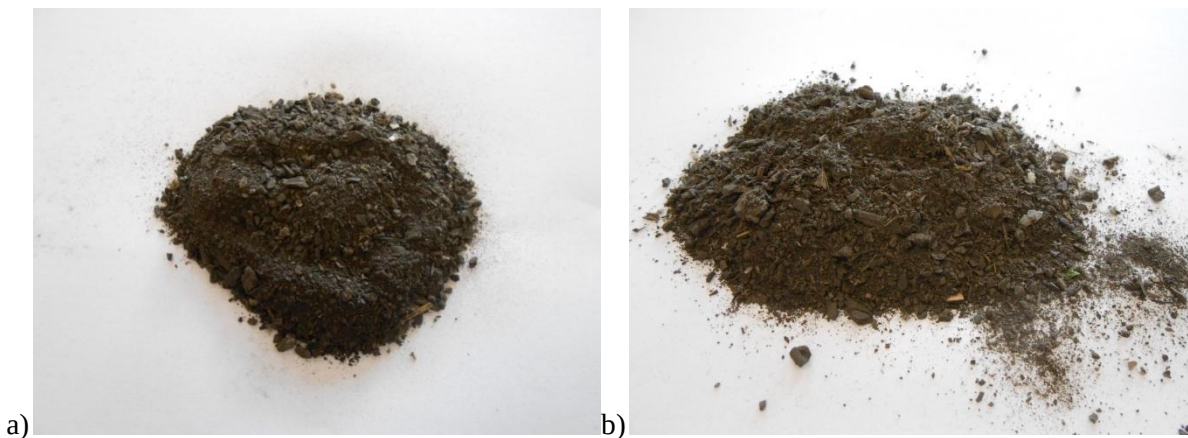
Rysunek 5. Rozdrobniony SRF

Źródło: Zbiory własne

Kolejny etap realizacji badań obejmował sporządzenie mieszanin paliw, które zdecydowano się wykonać w następujących proporcjach:

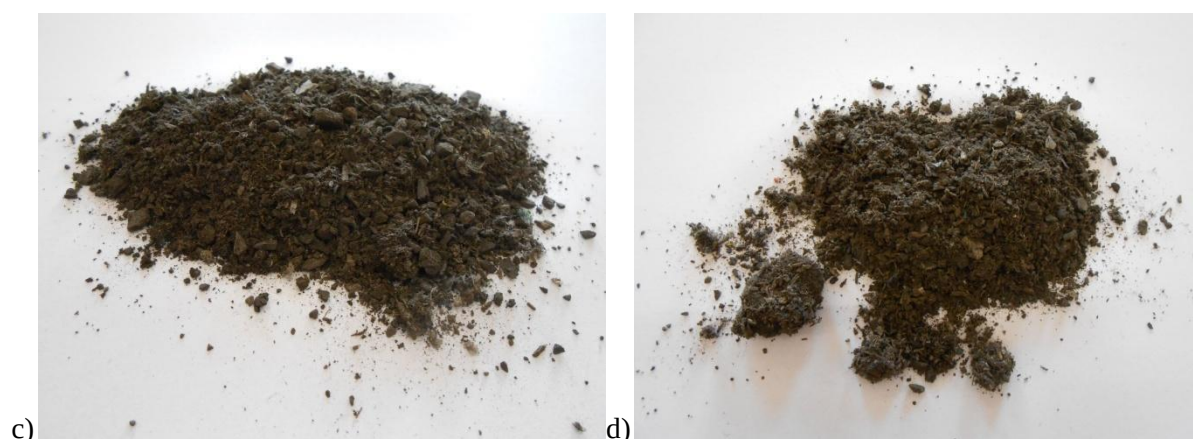
- węgiel brunatny – 100% – test porównawczy, tzw. tło,
- węgiel brunatny 99%_{mas.}, SRF 1%_{mas.},
- węgiel brunatny 95%_{mas.}, SRF 5%_{mas.},
- węgiel brunatny 90%_{mas.}, SRF 10%_{mas.},
- węgiel brunatny 80%_{mas.}, SRF 20%_{mas.}.

Mieszaniny paliwa przygotowywano na bieżąco, w dniu prowadzonych badań. Przy zawartości SBS1 1% w mieszaninie, zauważalne są jedynie pojedyncze cząstki dodatkowego paliwa. Wraz ze wzrostem udziału SRF w przygotowywanej mieszaninie paliwowej oprócz zmian wizualnych (rys. 6), zaobserwowano także wzrost objętości przy niezmiennej wadze całej masy przygotowywanego paliwa. Zatem, udział objętościowy SRF w stosunku do węgla brunatnego był znacznie większy niż stosunek masowy.



a)

b)

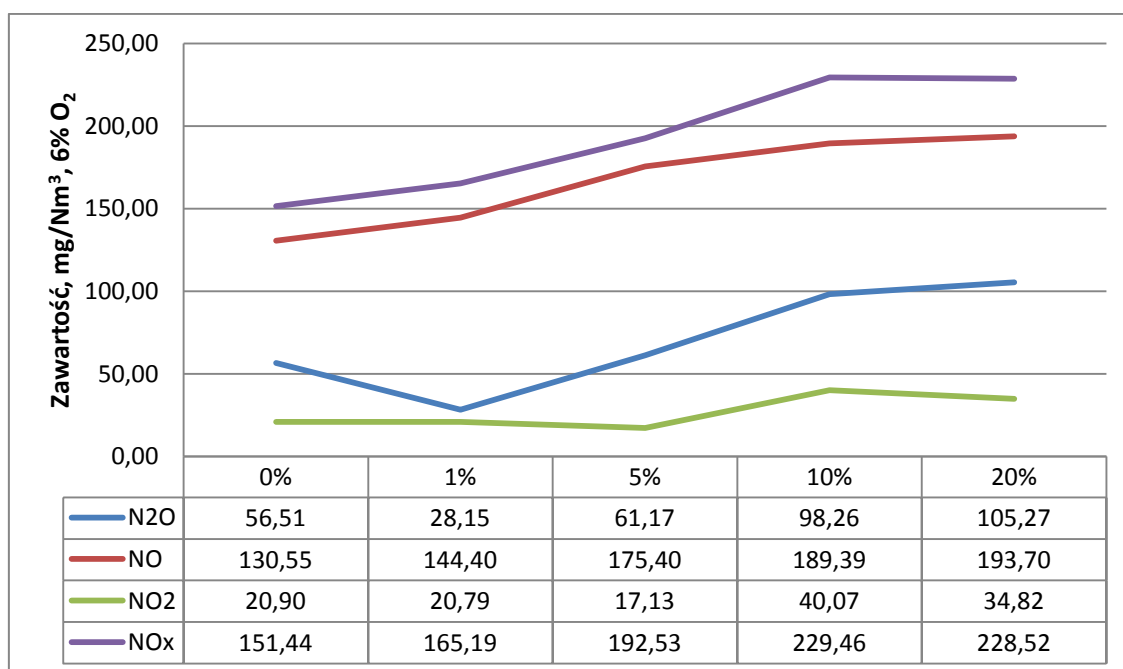


Rysunek 6. Mieszanki paliw o zawartości: a) 1%_{mas.} SRF b) 5%_{mas.} SRF c) 10%_{mas.} SRF d) 20%_{mas.} SRF
Źródło: Zbiory własne

Grudki widoczne na rysunku 6d) powstały po około 14 dniowym okresie przechowywania próbki paliwa w szczelnie zamkniętym pojemniku.

3. Wyniki badań i dyskusja

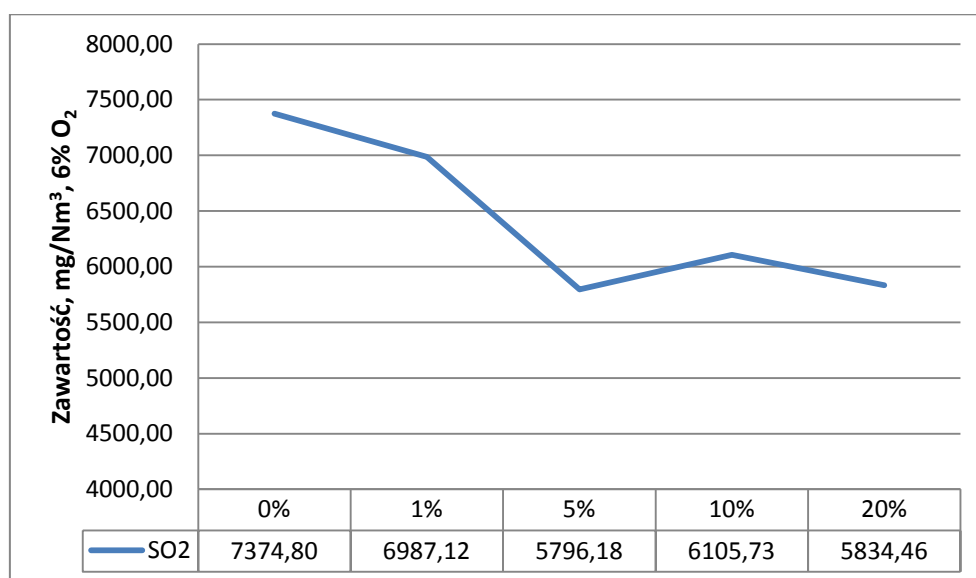
Podczas przeprowadzanych testów współspalania węgla brunatnego z paliwem alternatywnym SRF prowadzono analizę składu gazów odlotowych. Wraz ze zwiększaniem udziału SRF w mieszaninie paliwowej zaobserwowano wzrost zawartości tlenków azotu: N_2O , NO i NO_2 oraz jako NO_x ($NO + NO_2$) (rys. 7).



Rysunek 7. Poziomy emisji tlenków azotu

Źródło: Opracowanie własne

Odwrotna tendencja jest widoczna w przypadku zawartości ditlenku siarki SO_2 w gazach odlotowych. Na początku należy wyjaśnić, że do badań wykorzystano węgiel cechujący się wysokim stopniem zasiarczenia (tabela 1). Ponadto, przed przeprowadzonymi badaniami był on składowany, przez co część wilgoci została utracona. Podczas badań nie stosowano żadnych dodatków odsiarczających, co wraz z relatywnie niską zawartością wilgoci przyniosło rezultat w postaci stosunkowo wysokich zawartości SO_2 w gazach spalinowych. Malejącą zawartość ditlenku siarki można tłumaczyć wynikami analizy elementarnej paliw, która wykazała zawartość pierwiastka siarki w węglu brunatnym na poziomie $1,87\%_{\text{mas.}}$, natomiast w SRF $0,21\%_{\text{mas.}}$. Kolejne testy charakteryzowały się większym udziałem SRF w mieszance paliwowej, zatem ilość siarki dostarczanej wraz ze strumieniem paliwa malała z każdą serią (rys. 8).



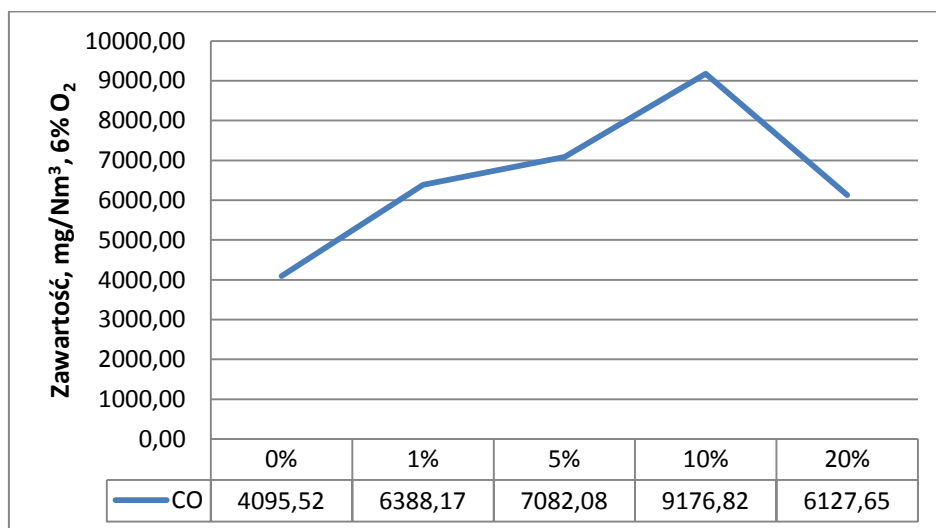
Rysunek 8. Poziomy emisji ditlenku siarki

Źródło: Opracowanie własne

Analizując zawartość tlenku węgla (rys. 9) należy zaznaczyć, że cechą charakterystyczną stanowisk badawczych z cyrkulacyjną warstwą fluidalną są wysokie poziomy tego gazu w spalinach. Powodem jest przede wszystkim krótszy, niż w warunkach spalania w jednostce w skali rzeczywistej, czas przebywania cząstek paliwa w strefie spalania, co związane jest z różnicą wysokości obu układów, jak również znaczącą wielkością strefy przyściennej w stosunku do objętości całego reaktora.

Analiza zawartości CO nie pozwala wskazać wyraźnych trendów (rys. 9), jednakże porównanie zawartości tego gazu w mieszaninach paliwowych z testem, w którym spalano

wyłączne węgiel brunatny, wskazuje na niższą zawartość tlenku węgla w teście bazowym (100% węgiel brunatny).



Rysunek 9. Poziomy emisji tlenku węgla

Źródło: Opracowanie własne

Najwięcej istotnych informacji wnosi analiza zawartości chlorowodoru i fluorowodoru w gazach spalinowych. Z punktu widzenia norm emisyjnych dla współspalarni odpadów już spalanie samego węgla powoduje emisje powyżej ustalonych norm (tabela 2) [11].

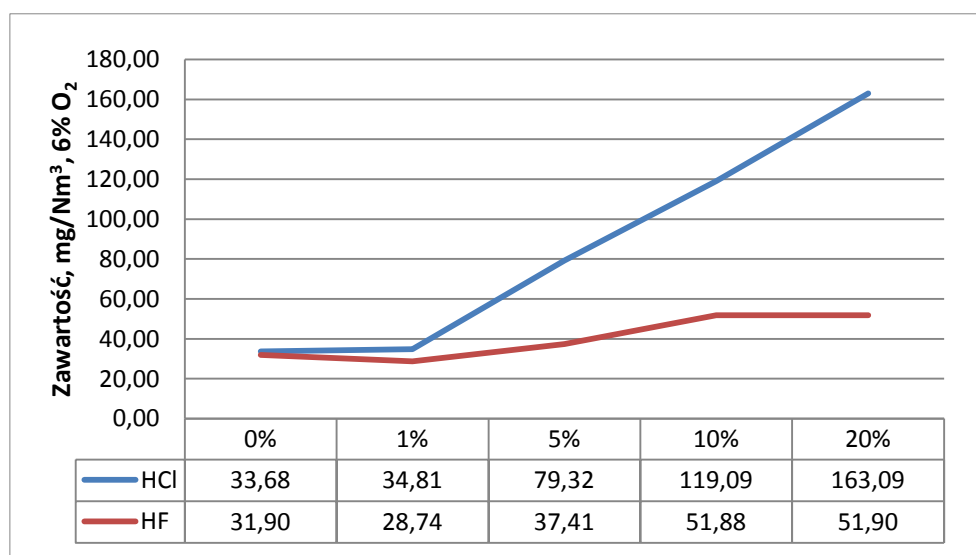
Kontrolę emisji HCl i HF nie są jednak wymagane, jeśli energia wytwarzana jest w sposób konwencjonalny i spalane jest wyłącznie paliwo kopalne. Obowiązek monitorowania emisji tych związków pojawia się jednak w przypadku współspalania odpadów, także w postaci paliwa alternatywnego SRF.

Tabela 2. Standardy emisyjne dla spalania SRF w spalarni

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne, $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{u}} 11\% \text{O}_2$ w spalinach		
		Średnie dobowe	Średnie trzydziestominutowe	
			A(100%)	B(97%)
1	Pył ogółem	10	30	10
2	Substancje organiczne w formie gazu i pary, wyrażone jako węgiel organiczny ogółem	10	20	10
3	HCl	10	60	10
4	HF	1	4	2
5	SO ₂	50	200	50
6	CO	50	100	150

7	Tlenek azotu (NO) i ditlenek azotu (NO ₂) wyrażone jako ditlenek azotu dla istniejących spalarni o zdolności przerobowej ponad 6 ton na godzinę lub nowych spalarni	200	400	200
8	Metale ciężkie i ich związki	Średnie z próby o czasie trwania od 30 minut do 8 godzin		
	Cd + Tl	0,05		
	Hg	0,05		
	Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V	0,5		
9	Dioksyny i furany, ng/m ³ _u	Średnie z próby o czasie trwania od 6 do 8 godzin 0,1		

Źródło: Dyrektywa 2000/76/WE Parlamentu Europejskiego [11]



Rysunek 10. Poziomy emisji fluorowodoru i chlorowodoru

Źródło: Opracowanie własne

Przekroczenie dopuszczalnych dla współspalania odpadów poziomów emisji HCl i HF w praktyce wyklucza możliwość wykorzystania dodatkowych paliw zawierających związki fluoru i chloru. Analizując dane (rys. 9) trzeba podkreślić, że wraz ze wzrostem zawartości paliwa SRF w mieszaninie paliwowej zawartość HCl wzrastała, z poziomu 34 mg/Nm³ dla spalania samego węgla do poziomu 163 mg/Nm³ dla 20% udziału SRF-u. Natomiast zawartość fluorowodoru wzrosła z początkowego poziomu ok. 30 mg/Nm³ do 52 mg/Nm³ dla 10 i 20% udziału paliwa SRF.

Podczas procesu termicznego przekształcania odpadów (także w postaci paliwa alternatywnego) powstają uboczne produkty spalania. Kwalifikacja powstałych UPS-ów uzależniona jest od rodzaju spalanych odpadów. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra

Środowiska [7] w sprawie katalogu odpadów popioły i żużle jako odpady z instalacji i urządzeń służących zagospodarowaniu odpadów klasyfikowane są w grupie 19-stej.

Tabela 3. Katalog odpadów ze wskazaniem odpadów niebezpiecznych, grupa 19

Kod	Grupy, podgrupy i rodzaje odpadów
19	Odpady z instalacji i urządzeń służących zagospodarowaniu odpadów, z oczyszczalni ścieków oraz z uzdatniania wody pitnej i wody do celów przemysłowych
19 01	Odpady ze spalarni odpadów, w tym z instalacji do pirolizy odpadów
19 01 02	Złom żelazny usunięty z popiołów paleniskowych
19 01 05*	Osady filtracyjne (np. placek filtracyjny) z oczyszczania gazów odlotowych
19 01 06*	Szlamy i inne odpady uwodnione z oczyszczania gazów odlotowych
19 01 07*	Odpady stałe z oczyszczania gazów odlotowych
19 01 10*	Zużyty węgiel aktywny z oczyszczania gazów odlotowych
19 01 11*	Żużle i popioły paleniskowe zawierające substancje niebezpieczne
19 01 12	Żużle i popioły paleniskowe inne niż wymienione w 19 01 11
19 01 13*	Popioły lotne zawierające substancje niebezpieczne
19 01 14	Popioły lotne inne niż wymienione w 19 01 13
19 01 15*	Pyły z kotłów zawierające substancje niebezpieczne
19 01 16	Pyły z kotłów inne niż wymienione w 19 01 15
19 01 17*	Odpady z pirolizy odpadów zawierające substancje niebezpieczne
19 01 18	Odpady z pirolizy odpadów inne niż wymienione w 19 01 17
19 01 19	Piaski ze złóż fluidalnych
19 01 99	Inne niewymienione odpady

* - odpady niebezpieczne

Źródło: Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 grudnia 2014r. w sprawie katalogu odpadów[8].

Odpady powstałe po procesie termicznego przekształcania należy poddać odzyskowi, a w przypadku braku takiej możliwości skierować do unieszkodliwienia, zwracając szczególną uwagę na metale ciężkie. Pozostałości takie mogą być wykorzystywane do sporządzania mieszanek betonowych, pod warunkiem, że nie posłużą one do budowy budynków przeznaczonych do stałego przebywania ludzi i zwierząt, a także do produkcji lub magazynowania żywności. W przypadku, gdy odpadów nie da się odzyskać należy je składować. Sposoby postępowania z popiołem i żużlem pochodzącym z procesu współspalania odpadów, które kierowane są do składowania regulują odpowiednie przepisy [12].

Przeprowadzone badania potwierdziły, możliwość prowadzenia procesu współspalania paliw alternatywnych wytwarzanych z odpadów w kotłach z warstwą fluidalną. Ma to związek zarówno z elastycznością paliwową tego typu jednostek, jak również brakiem konieczności

rozdrabniania paliwa, które wymagane jest w przypadku kotłów pyłowych. 20% zawartość SRF w mieszaniu paliwowej nie spowodowała problemów ruchowych na stanowisku pilotowym.

3. Wnioski

- Obowiązujące wymagania prawne w zakresie termicznego przekształcania odpadów, czynią proces utylizacji odpadów w energetyce nieopłacalnym.
- Odpady palne, z których produkowane są stałe paliwa wtórne, w świetle aktualnie obowiązujących przepisów, mogą być wykorzystywane z powodzeniem jedynie w cementowniach, gdzie dotrzymanie temperatury 850°C w czasie 2 sekund nie sprawia problemu.
- Aby na istniejących kotłach możliwe było spełnienie obowiązujących wymagań i standardów emisyjnych i procesowych dla współspalania odpadów, konieczna była by modernizacja bądź budowa nowych instalacji, już na etapie projektowania dedykowanych współspalaniu odpadów.
- Energetyczne wykorzystanie paliw alternatywnych może stworzyć poczucie bezpieczeństwa i zapewnienie odbioru określonego strumienia paliwa jego wytwórcom, czego nie może zagwarantować przemysł cementowy z uwagi na sezonowość swojej produkcji, uzależnionej od popytu, który w okresie zimowym jest znacznie mniejszy.
- Podczas współspalania SRF przekroczone zostały dopuszczalne zawartości HCl i HF.

Literatura

1. Wasilewski R., Tora B.: *Zastosowanie paliw wtórnych w energetyce*. Przegląd Komunalny, numer 2013-10-709, zeszyt specjalny.
2. Sobolewski A., Wasilewski R., Stelmach S.: *Wykorzystanie stałych paliw wtórnych w energetyce*. Polityka energetyczna, 2007, zeszyt specjalny 2, tom 10.
3. Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, Dz.U. 2013.21.
4. Wzorek M., Król A.: *Ocena jakości paliw z odpadów stosowanych w procesach współspalania z węglem*. Instytut Ceramiki i Materiałów Budowlanych, Nr 10, rok V, Warszawa-Opole, 2012.
5. Robak J., Matuszek K.: *Granulowanie paliwa z odpadów*. Chemik Nauka-Technika-Rynek, www.miesiecznikchemik.pl.

6. PKN-CEN/TS 15357:2008 Stałe paliwa wtórne - Terminologia, definicje i określenia
7. PKN-CEN/TS 15359:2008 Stałe paliwa wtórne - Wymagania techniczne i klasy
8. Rozporządzenie Ministra z dnia 9 grudnia 2014r. w sprawie katalogu odpadów, Dz.U.2014.1923.
9. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 roku w sprawie standardów emisyjnych z instalacji, Dz.U.2011.95.558.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 marca 2010 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów, Dz.U.2010.61.380.
11. Dyrektywa 2000/76/WE Parlamentu Europejskiego
12. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 stycznia 2013r. w sprawie kryteriów oraz procesu dopuszczania odpadów do składowania na składowisku odpadów danego typu, Dz.U.2013.38

inż. Anna Olszewska¹, dr inż. Damian Janczak², mgr inż. Hanna Waliszewska³

inż. Jakub Frankowski², inż. Kamil Kozłowski²

¹Wydział Elektryczny, Politechnika Poznańska, ul. Piotrowo 3a, 60- 695 Poznań

²Instytut Inżynierii Biosystemów, ³Instytut Chemicznej Obróbki Drewna
Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, ul. Wojska Polskiego 28, 60- 637 Poznań

e- mail: ¹annaolszewska1211@o2.pl

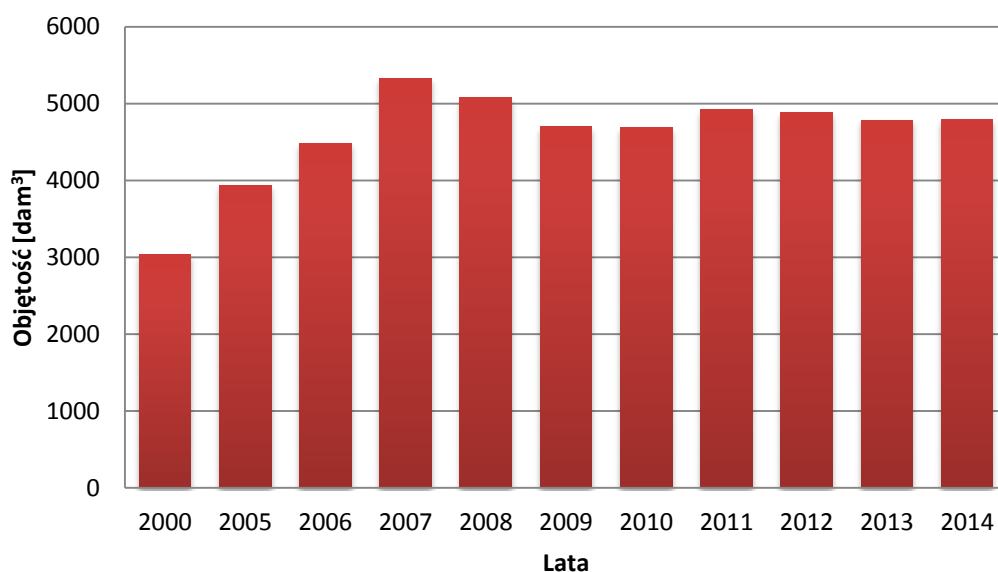
Badania płyt drewnopochodnych jako surowców energetycznych

Słowa kluczowe: *biomasa drzewna, płyty drewnopochodne, surowce energetyczne*

Streszczenie: Z energetycznego punktu widzenia biomasa drzewna stanowi alternatywę dla energii wytwarzanej z paliw kopanych. Ponadto przemysł drzewny, a zwłaszcza branża meblarska, stanowi silnie rozwiniętą gałąź polskiej gospodarki. Odpady powstające przy produkcji mebli mogą zostać zagospodarowane na cele energetyczne nie tylko poprzez obróbkę termiczną, lecz są także traktowane jako substrat wyjściowy do produkcji pelletu lub brykietu. Mogą również zostać poddane procesowi kompostowania, a ich wtórne wykorzystanie sprowadza się również do używania ich jako materiału ściółkowego przy hodowli i chowie zwierząt. W niniejszym artykule omówiono podstawowe parametry wybranych dwóch rodzajów płyt drewnopochodnych, tj. płyty wiórowej i płyty pilśniowej oraz dokonano analizy pod kątem możliwości ich wykorzystania jako wtórnych surowców energetycznych.

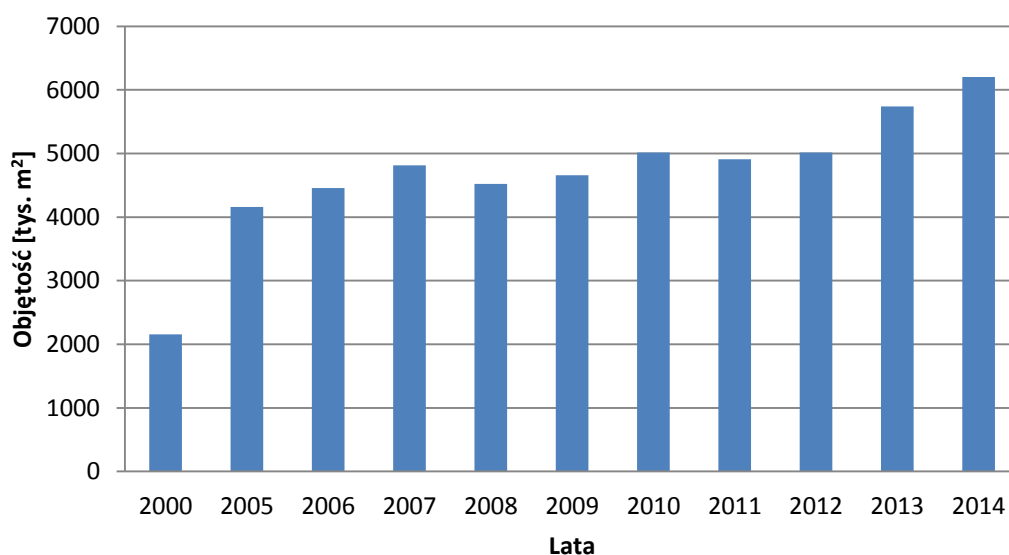
1. Wstęp

Drewno jest jednym z najpopularniejszych rodzajów biomasy wykorzystywanej na cele energetyczne. Jako surowiec przemysłowy stanowi alternatywę dla energii pozyskiwanej z paliw kopalnych, a ze względu na wysoką wartość opałową, dostępność i odnawialność traktuje się je jako dobry materiał grzewczy. Istotny wpływ na popularność biomasy drzewnej ma również fakt, że przemysł meblarski jest jedną z najbardziej rozwiniętych gałęzi polskiej gospodarki. Biorąc pod uwagę przychody uzyskiwane z krajowego eksportu, branża meblarska zajmuje pierwsze miejsce, wyprzedzając takie sektory jak motoryzacja, elektronika, czy też żywność. Gwałtowny rozwój przemysłu meblarskiego w ostatnich latach spowodował, że Polska zajmuje wysokie pozycje wśród europejskich, jak i światowych producentów mebli [1], co niejako determinuje wzrastającą z roku na rok ilość odpadów powstających w zakładach meblarskich.



Rysunek 4. Płyty wiórowe i podobne płyty z drewna lub materiałów drewnopochodnych

Źródło: www.stat.gov.pl/pbs_produkcja_wazniejszych_wyrobow_przemyslowych_12m_2014.xls dostęp: 10.02.2015 r.



Rysunek 5. Płyty pilśniowe i podobne płyty z drewna lub materiałów drewnopochodnych

Źródło: www.stat.gov.pl/pbs_produkcja_wazniejszych_wyrobow_przemyslowych_12m_2014.xls dostęp: 10.02.2015 r.

Na powyższych wykresach (Rys. 1 i Rys. 2) zamieszczono dane Głównego Urzędu Statystycznego w Polsce dotyczące ilości wytwarzanych płyt wiórowych oraz pilśniowych w roku 2000 oraz w latach 2005- 2014. W przypadku płyt wiórowych zaobserwowano tendencję rosnącą do roku 2007, a następnie spadek produkcji, lecz od 2011 roku ilość ta utrzymywana jest na stałym poziomie. Z kolei jeśli chodzi o liczebność płyt pilśniowych to można zauważyć, iż poza nielicznymi wyjątkami (lata 2008 i 2011) ilość tych płyt produkowanych przez polską gospodarkę wzrasta wraz z upływem czasu.

Zgodnie z obowiązującym katalogiem odpadów [2] odpady powstające z produkcji mebli razem z odpadami z przetwórstwa drewna oraz odpadami wytwarzanymi podczas produkcji płyt, masy celulozowej, papieru i tektury zaliczane są do grupy trzeciej. W zakładach meblarskich jako odpady będą traktowane wióry, ścinki, trociny, kawałki drewna i płyt oraz odpady z kory i korka. Do najczęstszych sposobów ich zagospodarowania zalicza się proces spalania w piecach z odzyskiem energii mieszczących się na terenie zakładów produkcyjnych, lecz w ten sposób można poddać utylizacji jedynie odpady pozbawione zanieczyszczeń. Jeśli są one pokryte warstwą impregnatów, to ich obróbka termiczna może odbyć się wyłącznie w spalarni odpadów. Odpady z przemysłu meblarskiego w postaci wiórów, ścinki, trocin, odpadów z kory i korka mogą zostać poddane kompostowaniu lub też znaleźć zastosowanie jako podściółka przy chowie i hodowli zwierząt. Mogą również zostać wykorzystane jako materiał wyjściowy do produkcji pelletu lub brykietu, lecz to paliwo musi zostać spalane w specjalnych kotłach, jeśli nie zostało wytworzone z czystych surowców, pozbawionych związków szkodliwych dla środowiska.

Podczas produkcji mebli powstają również tak zwane odpady drewnopochodne, do których zaliczamy między innymi płyty drewnopochodne oraz fornir.

Fornir to cienkie płyty drewna o grubości rzędu $0,3 \pm 0,4$ mm uzyskiwane poprzez płaskie lub obwodowe skrawanie ich ze ściętych pni drzew. Ze względu na sposób ich dalszego wykorzystania wyróżnia się obłogi i okleiny [3].

Płyty drewnopochodne zawierają w swoim składzie ok. 90% rozdrobnionego drewna, lecz pozostałą część stanowią substancje dodatkowe takie jak pełniące rolę środka hydrofobowego parafina [3], żywica mocznikowo- formaldehydowa, fenolowa lub melaminowa [4]. Dodatkowo w powłoce pokrywającej surową płytę występują lakiery, kleje, laminaty oraz folie z nasączonym zadrukowanym papierem z żywicą [5, 6]. Do płyt drewnopochodnych zalicza się płyty wiórowe, pilśniowe, płyty OSB oraz sklejki. Płyty wiórowe to wszelkie płyty wyprodukowane ze sprasowanych w wysokiej temperaturze wiórów drzewnych przy zastosowaniu różnych klejów syntetycznych. Natomiast płyty pilśniowe są materiałami powstającymi w wyniku termomechanicznego rozwłókniania tkanki drzewnej poprzez spilśnienie jej i uformowanie, z dodatkiem lub bez dodatku środków chemicznych, w wysokiej temperaturze pod normalnym ciśnieniem (płyta porowa) lub zwiększonym ciśnieniem (płyta twarda i bardzo twarda) [7]. Ze względu na lekką konstrukcję wykorzystuje się je jako materiały izolacyjne. Płyta OSB jest płytą trójwarstwową zbudowaną z prostokątnych wiórów płaskich przy użyciu żywic syntetycznych, która znalazła największe

zastosowanie w budownictwie. Sklejki stanowią połączenie nieparzystej ilości fornirów, których włókna w przylegających do siebie warstwach przebiegają pod kątem prostym[8].

Skład pierwiastkowy płyt drewnopochodnych jest zbliżony do składu czystego drewna, lecz różni się obecnością niektórych metali ciężkich lub też ich podwyższoną zawartością. W drewnie pochodzenia naturalnego metale ciężkie będą występowały wskutek pobierania ich przez roślinę wraz z wodą i składnikami mineralnymi, a ich ilość jest uwarunkowana rodzajem podłoża, na którym występuje dana roślina. W płytach drewnopochodnych metale ciężkie są obecne ze względu na to, że są one wprowadzane podczas takich procesów jak na przykład klejenie, lakierowanie, utwardzanie, konserwacja czy też impregnacja płyt meblowych [9].

Tabela 1. Skład pierwiastkowy i zawartość niektórych metali ciężkich w wybranych płytach drewnopochodnych

zawartość pierwiastka	Rodzaj płyty	
	płyta wiórowa- laminowana- drewnopochodna	płyta pilśniowa twarda- surowa
węgiel [%]	48,38	51,44
wodór [%]	6,38	6,41
azot [%]	6,43	0,25
siarka [%]	0,04	0,00
chlor [mg/kg]	60,6	26,0
miedź [mg/kg]	1,16	1,41
cynk [mg/kg]	156	50
kadm [mg/kg]	0,10	0,43
ołów [mg/kg]	0,59	0,62

Źródło: Cichy W., Prądyński W. Możliwości spalania odpadów przemysłu tworzyw drzewny z punktu widzenia energetyki i ekologii. Przemysł drzewny 1995 Nr 9, str. 43- 46

Porównując dwa rodzaje płyt drewnopochodnych- płytę wiórową laminowaną drewnopochodną oraz płytę pilśniową twardą surową [Tabela 1] można zauważyć podobieństwo w ich składzie elementarnym, jak na przykład zbliżoną zawartość węgla, wodoru, miedzi i ołowiu. W przypadku płyty wiórowej obserwuje się znaczący udział azotu, czego przyczyną jest rodzaj stosowanych spoiw w postaci żywic aminowych [10]. W każdym rodzaju płyt drewnopochodnych obserwuje się wysoką zawartość ołowiu, co ma związek z substancjami chemicznymi wprowadzanymi do materiałów podczas obróbki płyt meblowych.

Według polskiego ustawodawstwa płyty drewnopochodne zostały zakwalifikowane do grupy odpadów inne niż niebezpieczne, jednak sposób ich zagospodarowania nie jest dokładnie opisany. Powyższe produkty uboczne sektora drzewnego nie są zaliczane do biomasy, ze względu na dużą zawartość niebezpiecznych związków chemicznych, co powoduje, że sposób ich zagospodarowania nie jest precyzyjnie określony.

W większości przypadków utylizacja odpadów z płyt drewnopochodnych sprowadza się do spalania ich w kotłach grzewczych i przemysłowych, co jest jednak szkodliwe dla środowiska [11]. Zagospodarowanie tych odpadów na drodze obróbki termicznej powinno odbywać się w spalarniach, które spełniają określone wymogi w zakresie ochrony powietrza. Inną metodą jest zaopatrzenie się właścicieli zakładów meblarskich w specjalne komory spalania, jednak do ich zakupu zniechęca wysoki koszt, jak i konieczność ubiegania się o zgodę lokalnego Wydziału Ochrony Środowiska na spalanie odpadów z płyt drewnopochodnych [12]. Niewątpliwą korzyścią tego rozwiązania byłaby możliwość zagospodarowania powstającego ciepła na potrzeby grzewcze zakładu meblarskiego, czy też wykorzystanie ciepła w suszarni do suszenia drewna. Znając skład pierwiastkowy płyt drewnopochodnych można również poddawać te odpady procesowi pelletowania lub brykietowania, a następnie sprzedawać jako materiał grzewczy. Niestety w tym przypadku jest wymagana współpraca z akredytowanym laboratorium badawczym w celu dokładnego określenia składu chemicznego płyt meblowych, co z pewnością będzie zwiększać koszty zagospodarowania tego rodzaju odpadów.

2. Teren i metodyka badań



Rysunek 3. Próbkę płyty wiórowej na suchą masę

Materiałem poddawany badaniom były dwa rodzaje płyt drewnopochodnych, tj. płyta wiórowa o wymiarach 800x400x12 mm oraz płyta pilśniowa o wymiarach 800x400x12 mm stanowiące odpady z produkcji mebli. Płyty zostały na samym początku dokładnie wysuszone i rozdrobnione. W Laboratorium Eko- technologii Instytutu Inżynierii Biosystemów oznaczono podstawowe parametry- suchą masę metodą wagową zgodnie z normą PN-75/C-04616.01 oraz zawartość suchej masy organicznej według normy PN-Z-15011-3.

Na samym początku czyste naczynka wagowe wstawiono do suszarki nagrzananej do temperatury 105°C. Po upływie około 30 minut naczynka wyjęto i przeniesiono do eksykatora w celu ostudzenia do temp. laboratoryjnej, a potem je zważono. Następnie z każdego rodzaju rozdrobnionego substratu pobrano

reprezentatywną próbkę. Naczynko z badanym materiałem umieszczono w suszarce w temperaturze 105°C na okres 24 godzin. Dla każdego rodzaju substratów wykonano trzy powtórzenia, a zawartość suchej masy wyliczono w arkuszu kalkulacyjnym Microsoft Excel posługując się wzorem:

$$s.m. [\%] = \frac{m_2 - m_1}{m_0} \times 100\% \quad (1)$$

gdzie:

m_0 - świeża masa substratu [g],

m_1 - masa naczynka [g],

m_2 - masa wysuszonego substratu + masa naczynka [g].

W celu oznaczenia zawartości suchej masy organicznej próby przygotowane w powyższy sposób umieszczono w spalarni w temperaturze 550°C na czas trzech godzin. Obliczenia dokonano zgodnie z poniższymi wzorami:

$$s.m.o. [\%] = \frac{m_c - (m_b - m_a)}{m_c} \times 100 \quad (2)$$

gdzie:

m_a - masa naczynka [g],

m_b - masa substratu po spaleniu + masa naczynka [g],

m_c - masa wysuszonego substratu [g].

Zmierzono również ciepło spalania metodą kalorymetryczną zgodnie z normą PN-81/G-04513 oraz obliczono wartość opałową, uwzględniając zawartość wodoru zgodnie z danymi literaturowymi. Po wcześniejszym rozdrobnieniu materiałów przygotowano pastylki badanych substratów o masie około 1 grama. Pomiaru dokonano za pomocą kalorymetru KL- 12Mn w Instytucie Chemicznej Obróbki Drewna i polegał on na całkowitym spalaniu próbki paliwa pod ciśnieniem 3 barów w atmosferze tlenu w tzw. bombie kalorymetrycznej zanurzonej w wodzie o pojemności 2,7 dm³ w naczyniu kalorymetrycznym oraz na wyznaczeniu przyrostu temperatury tej wody (pojemność cieplna kalorymetru wynosiła 13 122 J/g). Zasada działania kalorymetru opierała się na pomiarze charakterystycznych temperatur bilansu cieplnego układu: naczynie



Rysunek 4. Bomba kalorymetryczna

Źródło:

www.grafikagoogole.pl/kalorymetr_KL_12Mn/, dostęp: 23.01.2015r.

kalorymetryczne z wodą- bomba kalorymetryczna ze spalaną próbką paliwa. Pomiar cały czas monitorowano i dla każdego substratu wykonano co najmniej dwa powtórzenia, a następnie obliczono średnią arytmetyczną dla każdego rodzaju próbek, a wyniki wyrażono w kJ/kg.

Ciepło spalania Q_s w stanie analitycznym obliczono zgodnie ze wzorem:

$$Q_s^a \left[\frac{J}{g} \right] = \frac{C \times (D_t - k) - c}{m} \quad (3)$$

gdzie:

C - pojemność cieplna kalorymetru [J/g],

D_t - ogólny przyrost temperatury okresu głównego [K],

k - poprawka na wymianę ciepła kalorymetru z otoczeniem [K],

c - poprawka na ciepło wydzielane podczas spalania drutu [J].

m - masa próbki paliwa stałego [g].

Wartość opałową Q_w w stanie analitycznym wyliczono, korzystając z następującego równania:

$$Q_w^a \left[\frac{J}{g} \right] = Q_s^a - 24,42 \times (W^a + 8,94 \times H_a) \quad (4)$$

gdzie:

Q_s - ciepło spalania badanej próbki paliwa w stanie analitycznym [J/g],

W^a - zawartość wilgoci w badanej próbce [%],

H^a - zawartość wodoru w badanej próbce [%].

3. Wyniki badań i dyskusja

Sucha masa, a więc masa substratu, która pozostała po usunięciu z niego wody i substancji lotnych dla płyty wiórowej wyniosła 89,91% świeżej masy płyty, a dla płyty pilśniowej- 91,64% ś. m. Z kolei sucha masa organiczna- ilość materii organicznej, która ulega spaleni do CO_2 oraz H_2O pod wpływem działania wysokiej temperatury w przypadku płyty wiórowej kształtowała się na poziomie 99,66% suchej masy próbki, a w płycie pilśniowej- 100% s. m (Tabela 2).

Tabela 2. Zawartość suchej masy oraz suchej masy organicznej w badanych materiałach

Parametr Rodzaj płyty	sucha masa [% ś. m.]	sucha masa organiczna [% s. m.]
plyta wiórowa	89,91	99,66
plyta pilśniowa	91,64	100

Źródło: Opracowanie własne

Jednym z najważniejszych wskaźników technicznych zwłaszcza dla materiałów energetycznych jest ciepło spalania, czyli ilość ciepła wydzielającego się podczas całkowitego spalania jednostki masy paliwa w atmosferze tlenu, przy założeniu, że końcowymi produktami są tlen, azot, dwutlenek węgla, dwutlenek siarki, woda w stanie ciekłym oraz popiół (substraty wyjściowe oraz produkty spalania znajdują się w warunkach standardowych). Po uwzględnieniu ciepła spalania oraz zawartości wodoru, przyjętej zgodnie z danymi literaturowymi dla płyty wiórowej 6,38%, dla płyty pilśniowej 6,41% obliczono wartość opałową (Tabela 3) a więc ilość ciepła wydzieloną podczas całkowitego spalania jednostki masy paliwa w atmosferze tlenu, przy czym produktami są dwutlenek węgla, dwutlenek siarki, azot oraz woda w stanie gazowym (substraty wyjściowe i produkty spalania znajdują się w warunkach standardowych).

Tabela 3. Ciepło spalania i wartość opałowa badanych płyt drewnopochodnych

Rodzaj płyty	Ciepło spalania [kJ/kg]	Wartość opałowa [kJ/kg]
plyta wiórowa	19 870	19 850
plyta pilśniowa	20 120	20 100

Źródło: Opracowanie własne

Zgodnie z normą PN-B-02852 Ochrona przeciwpożarowa w budownictwie ciepło spalania dla płyty wiórowej wynosi 18 MJ/kg. Z reguły ciepło spalania, jak i wartość opałowa płyt drewnopochodnych wynosi ok. 18,4 MJ/kg [13]. Uzyskane wyniki są jednak wyższe w porównaniu do powszechnie przyjętych wartości, co mogło być spowodowane dokładnym wysuszeniem substratów, a więc niską wilgotnością (w dniu pomiaru wilgotność płyty wiórowej wynosiła 5,2%, a płyty pilśniowej 6,7%) oraz przeprowadzaniem pomiarów w warunkach laboratoryjnych. Najprawdopodobniej również obecność dużej ilości żywic mogła wpłynąć na podwyższenie wartości opałowej badanych płyt meblowych. Ciepło spalania płyty wiórowej i płyty pilśniowej jest porównywalne z ilością ciepła, która wydziel się podczas spalania dobrze wysuszonego drewna, czyli około 18,8 MJ/kg [14]. Niestety pomimo

wysokiej kaloryczności płyt meblowych ich spalanie będzie wiązało się z emisją związków szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi, a zwłaszcza formaldehydu [15].

4. Wnioski

1. Płyty drewnopochodne, tj. płyta wiórowa oraz pilśniowa jako odpady powstające przy produkcji mebli to materiały mogące zostać wtórnie zagospodarowane na cele energetyczne.
2. Wyższą wartością opałową, jak i ciepłem spalania charakteryzowała się płyta pilśniowa, lecz obie wartości badanych płyt drewnopochodnych były zbliżone do wyników osiągniętych podczas spalania czystego drewna.
3. Płyty drewnopochodne mogą stanowić substytut dla tradycyjnych nośników energetycznych i z powodzeniem mogą zostać wykorzystane jako surowiec opałowy, co wiąże się jednak z koniecznością zakupu specjalnych kotłów.
4. Planując energetyczne wykorzystanie płyt meblowych należy zwrócić uwagę na aspekt ekologiczny, który wiąże się z emisją szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi związków chemicznych podczas spalania odpadów drewnopochodnych.

Literatura

1. www.forbes.pl/tagi/15447/branża-meblarska/1#, dostęp: 20.01.2015r.
2. Dz. U. Nr 112, poz. 1206, Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 kwietnia 2001r. w sprawie katalogu odpadów.
3. Wierzbicki M., Okleiny, sklejki i inne płyty drzewne, Państwowe Wydawnictwo Rolnicze i Leśne, Warszawa, 1951.
4. Drouet T., Technologia płyt wiórowych, Wyd. SSGW, Warszawa, 1992.
5. Roffael E., Schneider T., Dix B., Buchholz T., Zur Hydrophobierung von mitteldichten Faserplatten (MDF) mit Paraffinen Teil 1: Einfluss der chemischen Zusammensetzung des Paraffins und des Emulgatortyps auf die Hydrophobierung von MDF, Holz als Roh- und Werkstoff, 2005.
6. Prosyk S., Wirpsza Z., Józwiak M., Jabłoński W.: „Kleje z reaktywnych rozpuszczalników mocznika przeznaczone do wytwarzania tworzyw drzewnych”, Wyd. Instytut Technologii Drewna, Poznań, 2003.
7. Nicewicz D., Płyty pilśniowe MDF, Wyd. SGGW, Warszawa, 2003.
8. Pod redakcją Fierek A., Przewodnik po płytach drewnopochodnych, Stowarzyszenie Producentów Płyt Drewnopochodnych w Polsce, 2013

9. Hikiert M. A., Problemy ze spalaniem odpadów płyt www.plytameblowa.pl/rozmowy, dostęp: 20.01.2015r.
10. Cichy W., Wróblewska H., Paliwa drzewne z odpadów poużytkowych- potencjał, właściwości, zagrożenia [w] Praca zbiorowa pod red. Wandrasza W. i Pikonia K., Wydawnictwo Helion, Tom IV, Gliwice, 2013.
11. Juszczak M., Termiczne przekształcanie odpadów płyt drewnopochodnych, wymogi i technologie, Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska, ISSN 1733-4381, Vol. 11, 2009/
12. Heise A., Co zrobić z odpadami po produkcji mebli? Kurier drzewny, 2012, Nr 6.
13. Walendziewski J., Surma A., Kułazyński M., Wierzbicki Z., Określenie potencjałów odpadów i ich rodzajów do produkcji stałych paliw alternatywnych, prezentacja multimedialna w ramach Seminarium promocyjnego sieci naukowo- gospodarczej „Energia”, Wrocław, 2006.
14. Lorenc Grabowska E., Oznaczanie ciepła spalania i wartości paliw stałych, Przemysłowe Laboratorium Technologii i Ropy Naftowej II, Wrocław, 2011, plik pdf, dostęp: 23.01.2015r.
15. Łęcka J., Morze Z., Synowiec J., Intensywność emisji formaldehydu z płyt wiórowych, Przemysł Drzewny, 1993, Nr 7.

mgr inż. Marlena Małgorzata Rowińska¹
Politechnika Białostocka, Katedra Ciepłownictwa
ul. Wiejska 45A 15-351 Białystok
e-mail: ¹marlenarowinska@wp.eu

Aspekt techniczny i ekonomiczny wykorzystania odzysku ciepła ze spalin

Słowa klucze: *kotłownie, energetyka, wymiennik ciepła, ciepło odpadowe*

Streszczenie: Wzrost cen paliw i energii, a także ograniczenia emisji CO₂ przyczyniły się do rozwoju technologii odzysku ciepła ze spalin.

Odzysk ciepła odpadowego zależy w dużej mierze od temperatury spalin. Energię z ciągu spalin można odzyskać w kilku miejscach: przed podgrzewaczem powietrza, za podgrzewaczem powietrza lub między elektrofiltrem a instalacją odsiarczania. Ciepło odpadowe spalin pobiera się poprzez zainstalowanie wymienników ciepła typu spaliny-powietrze, spaliny-woda, spaliny-spaliny lub inne, w miejscu odzysku. Wymienniki wykonywane są z tworzyw sztucznych, głównie teflonów, odpornych na korozję siarkową. Wyróżnia się pośrednie i bezpośrednie metody odzysku ciepła.

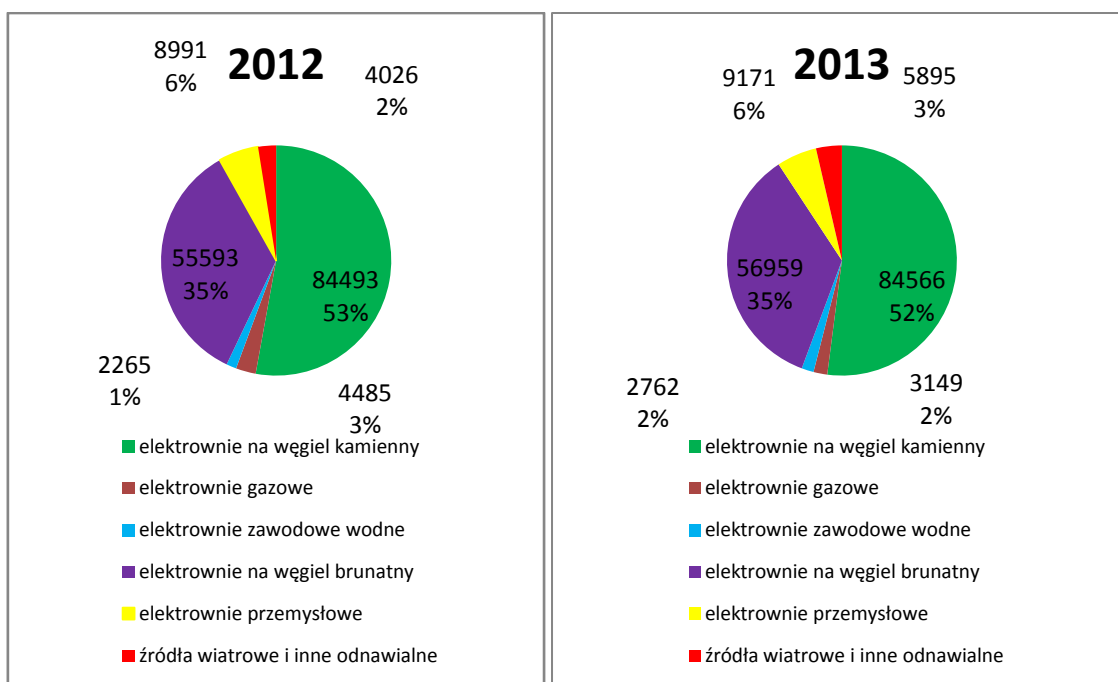
Zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym na niskie koszty inwestycyjne, szybki okres zwrotu inwestycji, oraz parametry pozwalające zapewnić prawidłową pracę układu ma wpływ: strumień spalin, temperatura spalin na wlocie i wylocie z rekuperatora, skład oraz rodzaj spalin, stopnia ich zanieczyszczenia, dopuszczalne opory po stronie spalin, ilości podgrzewanej wody lub powietrza, temperatura wody (powietrza) na wlocie i wylocie z urządzenia, dopuszczalne opory dla wody lub powietrza i wymagana moc cieplna.

1. Wstęp

Dbłość o środowisko naturalne, wzrost cen energii i paliw oraz ograniczenia w emisji CO₂ zmuszają nas do pełniejszego i bardziej efektywnego wykorzystania energii. Obecnie do wytwarzania prądu elektrycznego i ciepła najczęściej wykorzystywane są takie źródła energii jak:

- konwencjonalne: węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny, uran, propan;
- odnawialne: energia wiatru, energia pływów morskich, siła spadku wód, promieniowanie słoneczne, biomasa, energia geotermalna i inne.

Wykorzystanie danego źródła jest uwarunkowane wielkością zasobów naturalnych, uwarunkowaniami ekonomicznymi, ekologicznymi, społecznymi i rynkowymi. Poniżej przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w latach 2012 -2013 w GWh (rys. 1) [1].



Rysunek 1. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2012–2013 [GWh]

Źródło: Praca własna na podstawie danych PSE SA.

Podobnie przedstawia się sytuacja odnośnie produkcji ciepła, przy czym w tym przypadku aż 87% stanowi wykorzystanie węgla kamiennego jako surowca do spalania. Wciąż nie wielki jest udział spalania biomasy, pomimo iż z roku na rok wykorzystanie to się zwiększa.

Rozwój wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wynika z potrzeb ochrony środowiska oraz z potrzeb zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w kraju. Dodatkowo Polskę obliguje pakiet klimatyczny 3x20, według którego nasz kraj do 2020 roku ma uzyskać 15% wykorzystania źródeł odnawialnych w produkcji energii. Aby było to możliwe do osiągnięcia wspierany jest rozwój innowacji i technologii, tworzone są miejsca rozwoju regionalnego, oraz wzmacniane jest bezpieczeństwo dostaw energii w skali lokalnej [1, 2, 3].

W kraju bardzo duży potencjał ma wykorzystanie węgla do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Elektrownie węglowe będą stanowiły nadal ogromny potencjał energetyczny przez najbliższe kilkadziesiąt lat [4,5]. Niewielkie moce w skali kraju będą wytwarzane w elektrowniach wiatrowych i jądrowych, trwają również rozważania nad wprowadzeniem energetyki rozpraszanej [6, 7].

Największym problemem energetycznym, szczególnie w elektrowniach węglowych jest emisja zanieczyszczeń (pyłu, SO_x , NO_x) oraz dwutlenku węgla, powodujących m.in. kwaśne deszcze, ocieplenie klimatu, dziurę ozonową. Dodatkowo sprawność wytwarzania energii w tych elektrowniach nie przekracza 50% [8, 9].

Duży nacisk w rozwoju energetyki nałożony jest na redukcję emisji CO₂ [10], poprzez rozwijanie nowych technologii energetycznych zero emisyjnych z wychwytem i składowaniem CO₂, np. CCS, IGCC, Oxy-fuel i inne. W Polsce wszystkie pracujące i będące w trakcie budowy bloki węglowe nie posiadają instalacji do wychwytywania i składowania CO₂, ponieważ ich wdrożenie do energetyki wymaga znacznych nakładów finansowych [11].

Jednym z głównych kierunków działań światowej energetyki węglowej jest też zwiększenie sprawności bloków energetycznych węglowych, głównie poprzez zwiększenie parametrów pary wodnej w kotłach. Zwiększanie sprawności bloków można uzyskać poprzez: zastąpienie istniejących kotłów energetycznych kotłami na parametry nadkrytyczne, suszenie węgla brunatnego, optymalizacja maszyn i urządzeń energetycznych, układy gazowo-parowe, odzysk i wykorzystanie energii odpadowej, akumulacja ciepła itd. Wzrost sprawności bloków węglowych pozwoli ograniczyć emisję spalin, a zarazem gazów cieplarnianych ze względu na zmniejszenie strumienia masy spalanego węgla [12].

Wykorzystanie ciepła odpadowego, w postaci odzysku ciepła ze spalin jest obecnie coraz częściej wykorzystywane nie tylko w elektrowniach jądrowych, również w kotłowniach przemysłowych, zakładowych, a nawet w pensjonatach i domkach jednorodzinnych.

2. Odzysk ciepła ze spalin w blokach węglowych

Ewolucja bloków energetycznych od początku dążyła do jak najmniejszych strat energii w urządzeniach. Sprawność Carnota (sprawność teoretyczna) elektrowni węglowych nie przekracza 75%, natomiast średnia sprawność rzeczywista bloków na całym świecie mieści się w granicach 30-45% [8]. Wzrost sprawności bloków spowodowany był rozwojem technologii, zwiększeniem sprawności kotłów i parametrów pary [13].

Obecnie prowadzone są badania nad technologiami umożliwiającymi wychwyt i składowanie CO₂, zwanymi technologiami CCS (Carbon Capture and Storage), postrzegane są one jako zeroemisyjne metody produkcji energii elektrycznej i ciepła z węgla [11]. Największe znaczenie mają trzy technologie CCS [10]:

- Post-Combustion – separacja CO₂ po procesie spalania;
- Oxyfuel – spalanie tlenowe;
- Pre-Combustion – wychwyt CO₂ ze zgazowania węgla.

Stosowane są również procesy oddzielania CO₂ wykorzystujące ogniwa paliwowe, które także w sposób znaczny pozwalają zredukować ilość CO₂ [5, 10]. Zależność procentowego

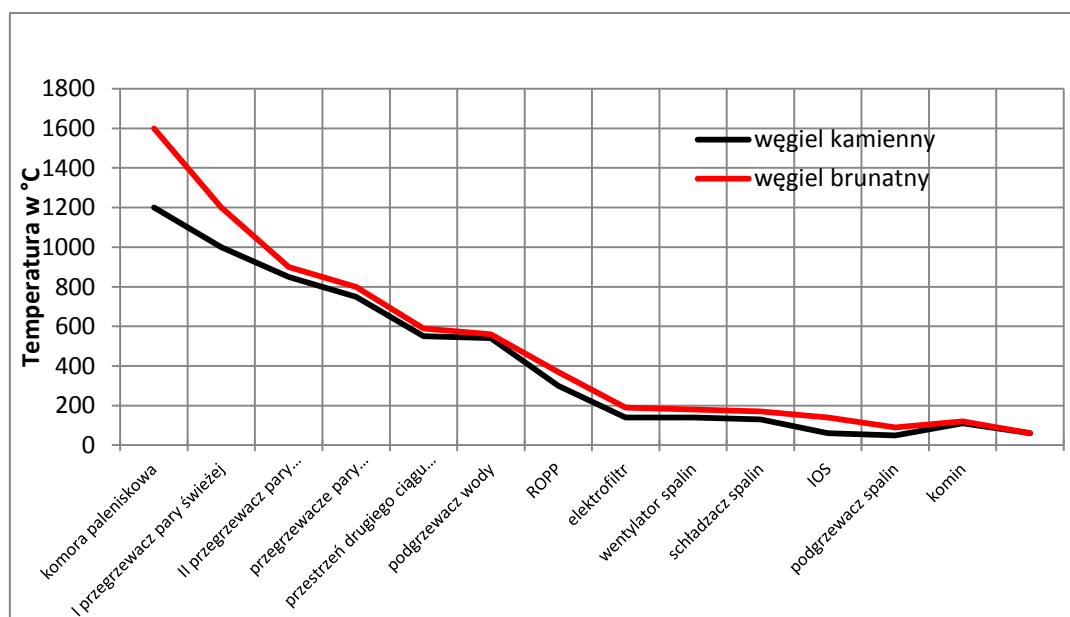
spadku emisji CO₂ do atmosfery jest wprost proporcjonalna od przyrostu sprawności bloków opalających węgiel brunatny i kamienny [14].

Od lat 1990-tych kontynuowane są również prace związane z badaniem technologii suszenia węgla, które pozwalają zwiększyć sprawność dużych bloków o ok. 3-6% [15, 16]. Wilgoć nieosuszonego węgla brunatnego osiąga wartość w przedziale 37-60%, a węgla kamiennego – 5-25% [15]. Suszenie węgla brunatnego pozwala oprócz zwiększenia sprawności elektrowni, również na redukując emisji gazów cieplarnianych, zmniejszenie strumienia wody w chłodni kominowej, zmniejszenie stosunku nadmiaru powietrza wlotowego oraz poprawienie procesu spalania [16]. Do suszenia węgla wykorzystywane są: ciepło odpadowe (np. Coal Creek Station), dimetyloeter do absorpcji wody z węgla, metoda DWT (suszenie węgla wymagające zewnętrznego źródła ciepła), technika WTA (technologia z odzyskiem ciepła z kondensacji oparów pochodzących z suszonego węgla) i inne.

Szczególny nacisk na rozwój wysokosprawnych elektrowni węglowych w ostatnich latach położono w Danii [8]. Według projektu „Zaawansowane technologicznie elektrownie ciepłe z kotłami pyłowymi” (AD 700), przewiduje się zademonstrowanie bloku na parametry superkrytyczne pary świeżej: (ciśnienie 35-37 MPa, temperatura 700-720°C) i sprawności 50-52%. Projekt jest finansowany przez UE oraz USA [17, 18]. Osiągnięcie i opanowanie tak wysokich parametrów wymaga wykorzystania nowych materiałów: stopów na bazie niklu, np. Inconelu [13, 19].

Inną technologią zwiększającą sprawność bloków energetycznych węglowych jest odzysk ciepła odpadowego spalin wylotowych [20, 21, 22, 23]. Odzysk ciepła ze spalin zależy w dużej mierze od temperatury spalin. Rozkład temperatur spalin na odcinku od komory paleniskowej (w kotle na węgiel brunatny i kamienny) do wylotu z komina, opracowanego dla bloku, w którym przed IOS zainstalowano schładzacz spalin, gdzie ciepło spalin pobierane przez wodę oddawane jest spalinom oczyszczonym za absorberem, przedstawiono na rys. 2 [8, 9, 24].

Na temperaturę spalin wylotowych, tzn. temperaturę za ostatnią powierzchnią ogrzewalną kotła, wpływa budowa zarówno powierzchni ogrzewalnych kotła, jak i ciągu spalinowego za kotłem. W poszczególnych punktach ciągu spalin temperatura ta jest dobierana tak, aby nie osiągnęła ona niższej wartości niż temperatura dopuszczalna dla tych miejsc [8, 9].



Rysunek 2. Rozkład temperatur spalin od kotła do wylotu kominu

Źródło: Praca własna na podstawie danych [8, 9, 23, 24]

Spaliny powstające w komorze paleniskowej mają temperaturę odpowiednio, dla kotła opalanego węglem brunatnym ok. 1600°C oraz ok. 1200°C dla kotła na węgiel kamienny [8]. Podczas omywania powierzchni ogrzewalnych oraz obrotowego podgrzewacza powietrza następuje największy spadek temperatury spalin, która zazwyczaj wynosi 180/120°C odpowiednio dla kotła na węgiel brunatny/kamienny [23]. Spadek temperatury spalin przepływających przez elektrofiltr jest niewielki (3-15°C), w związku z tym zagrożenie korozją siarkową jest nieznaczne [9]. następuje Przyrost temperatury spalin o ok. 2-10°C następuje w wentylatorze wspomagającym w zależności od spiętrzenia ciśnienia oraz strat wentylatora. W celu zmniejszenia zużycia wody dodatkowej w procesie odsiarczania spalin następuje obniżenie temperatury spalin do ok. 120 dla węgla brunatnego i 85°C dla węgla kamiennego w schładzacz spalin[25]. Spaliny po przejściu przez IOS są następnie podgrzewane do temperatury wylotowej w kominie.

Duża część ciepła wydzielanego w procesie spalania w kotłach energetycznych jest emitowana do atmosfery, zaledwie ok. 30% ciepła jest przetwarzana na energię elektryczną [8]. Straty wylotowe w kotle parowym wynoszą około 25% wszystkich strat występujących w kotle [9]. Straty te spowodowały w ostatnim dwudziestoleciu rozwój techniki odzysku ciepła odpadowego spalin wylotowych, oraz opracowywanie sposobów jak najlepszego jego wykorzystania [26, 27].

Energię z ciągu spalin można odzyskać w kilku miejscach: przed podgrzewaczem powietrza, za podgrzewaczem powietrza lub między elektrofiltrem a instalacją odsiarczania.

Zazwyczaj nie dokonuje się schładzania spalin za IOS, ze względu na konieczność zainstalowania dodatkowego energochłonnego wentylatora spalin w kominie, oraz niską temperaturę tych spalin[28]. Ciepło odpadowe spalin pobiera się poprzez zainstalowanie wymienników ciepła typu spaliny-powietrze, spaliny-woda, spaliny-spaliny lub inne, w miejscu odzysku. Wymienniki wykonywane są z tworzyw sztucznych, głównie teflonów, odpornych na korozję siarkową. Powierzchnie wymienników są odpowiednio wypłukiwane, w celu usuwania zanieczyszczeń pochodzących od spalin. W układach schładzacz/podgrzewacz wprowadza się system kontroli kwasowości wody oraz zobojętniania poprzez dodawanie ługu sodowego, spowodowane jest to termoosmozę par kwasów siarkowych [26].

Istnieją dwa sposoby wykorzystania ciepła odpadowego spalin wylotowych: metoda pośrednia i bezpośrednia.

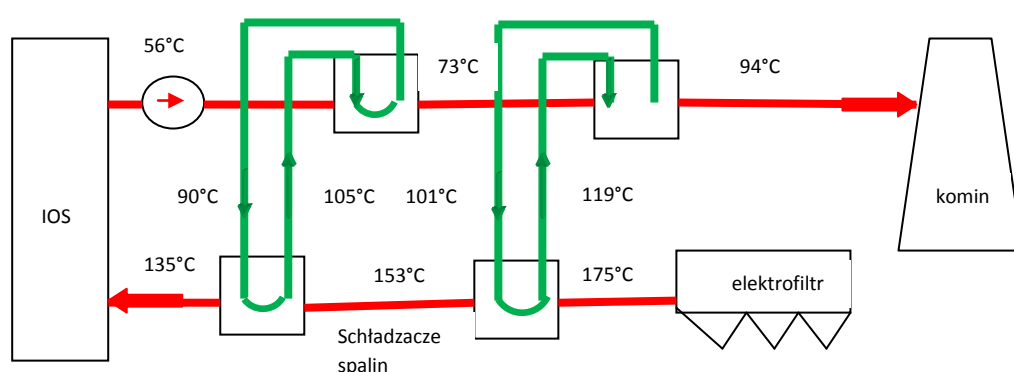
2.1. Bezpośrednie wykorzystanie ciepła odpadowego

W metodzie tej strumień ciepła ze spalin jest przekazywany kondensatowi w regeneracji niskoprężnej, wodzie zasilającej w regeneracji wysokoprężnej, powietrzu wlotowemu, wodzie sieciowej centralnego ogrzewania lub spalinom wpływającym do komina. W metodzie bezpośredniej możliwe jest zastosowanie czynnika pośredniczącego w wymianie ciepła, którym najczęściej jest woda. Aby zwiększyć moc turbozespołu podgrzewa się kondensat lub wodę zasilającą, co powoduje wyłączenie z pracy bocznikowego podgrzewacza regeneracyjnego przez zamknięcie dopływu pary z upustu turbiny[9, 23, 26].

W obecnie działających blokach energetycznych kominowych wiele uwagi poświęca się uniknięciu korozji urządzeń i rur, spowodowanej wykropleniem się kwasu siarkowego ze spalin w tym celu stosuje się podgrzew spalin za instalacją odsiarczania. Lepsze warunki w procesie odsiarczania zapewnia obniżenie temperatury spalin przed absorberem. Oczyszczone spaliny, za IOS, kierowane do komina, mają często temperaturę niższą niż punkt rosy, co może powodować kondensację oraz korozję ścian komina. Aby zapobiec temu zjawisku spaliny muszą one zostać osuszone oraz ogrzane o co najmniej 10 K powyżej temperatury nasycenia pary w nich zawartej, proces ten to alokacja ciepła do osuszania i podgrzewania spalin [29].

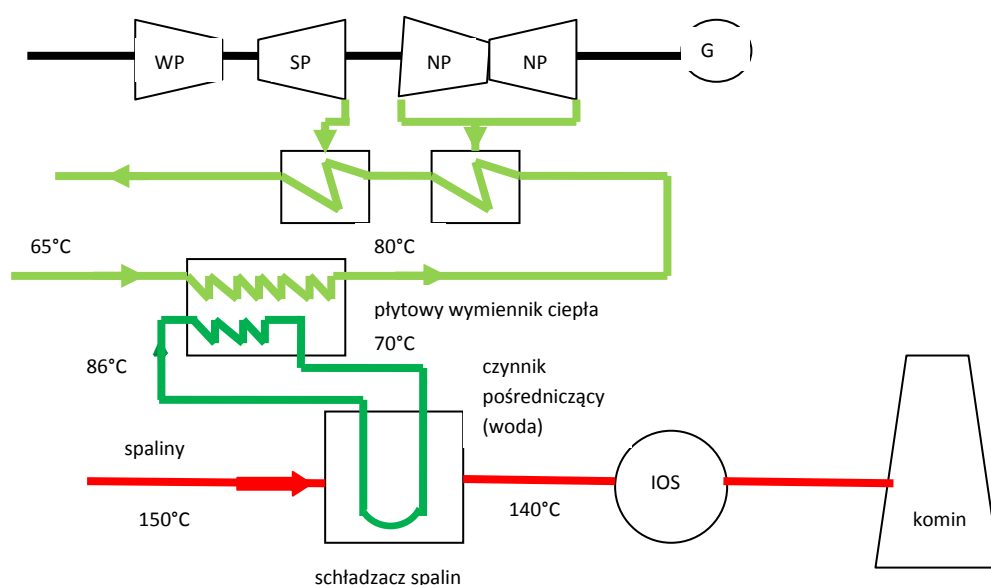
Układ odzysku ciepła ze spalin z zastosowaniem alokacji ciepła, składający się z dwóch wymienników ciepła umieszczonych przed absorberem oraz dwóch za absorberem, przedstawiono na rysunku 3. Czynnikiem pośredniczącym w przekazywaniu ciepła jest woda. Stosowane są dwa oddzielne obiegi wody. Pierwszy obieg: spaliny-suche-stopień-1–spaliny-

mokre-stopień-2 oraz drugi obieg wody: spaliny-suche-stopień-2–spaliny-mokre-stopień-1. Podczas pierwszego stopnia schładzania spalin suchych odzyskane ciepło przekazywane jest przez wodę spalinom za absorberem w drugim stopniu podgrzewu w celu ogrzania spalin do temperatury wylotowej z komina. Entalpia służąca do osuszania spalin mokrych za absorberem odzyskana jest w drugim stopniu poboru ciepła ze spalin suchych przed absorberem. Najczęściej wykorzystuje się U-rurowe wymienniki ciepła, które po stronie spalin suchych wykonuje się z materiałów odpornych na korozję, z uwagi na możliwość wykroplenia się kwasu siarkowego ze spalin. Natomiast po stronie spalin mokrych wymienniki są wykonywane ze stali nierdzewnej [12].



Rysunek 3. Układ odzysku ze spalin do podgrzewu i osuszania spalin płynących za IOS do komina

Źródło: Praca własna na podstawie danych [12]

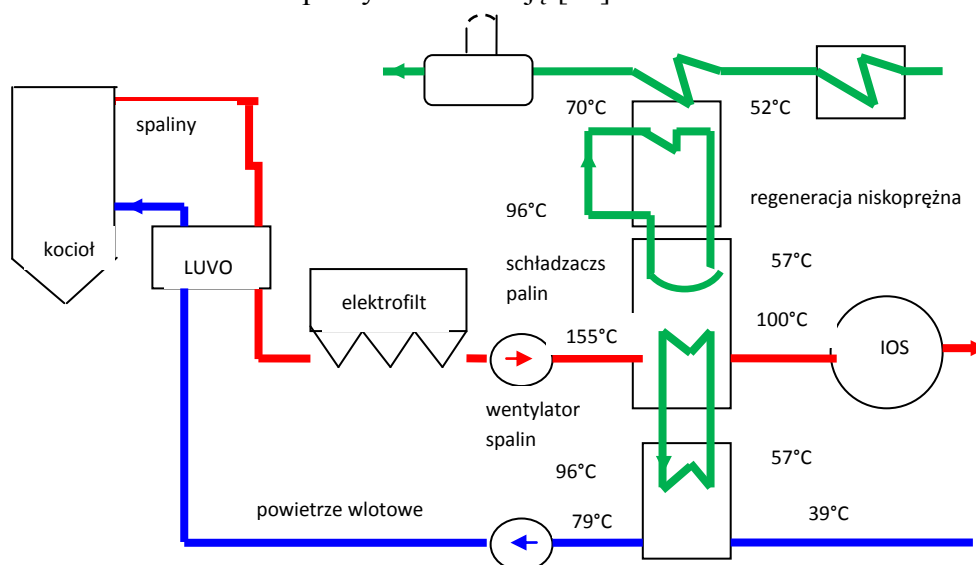


Rysunek 4. Schemat układu odzysku ciepła odpadowego spalin do podgrzewu wody sieciowej

Źródło: Praca własna na podstawie danych [12]

Innym przykładem wykorzystania ciepła odpadowego spalin z zastosowaniem metody bezpośredniej jest układ zbudowany w Elektrowni Voitsberg w 1994 r., system ten przedstawiono na rys. 4. Układ ten zawiera schładzacz spalin, w postaci wymiennika U-rurowego, wykonanego z tworzyw odpornych na korozję siarkową. Schładzacz umieszczono przed instalacją odsiarczania spalin. Układ ten wykorzystuje ciepło spalin do podgrzania wody w sieci ciepłowniczej. Podgrzew wody odbywa się w dwóch etapach: w pierwszym spaliny ogrzewają wodę pośredniczącą w wymianie ciepła, która z kolei w płytowym wymienniku ciepła podgrzewa wodę sieciową podczas drugiego etapu. Szczególnie w sezonie zimowym dalsze podgrzanie wody odbywa się przy wykorzystaniu pary pobieranej z upustów turbin średnio- oraz niskoprężnej.

Ciepło odpadowe w sposób bezpośredni można zagospodarować też do podgrzewu kondensatu oraz powietrza wlotowego. Schemat układu z takim zastosowaniem ciepła spalin przedstawiono na rys. 5. Kondensat oraz powietrze wlotowe podgrzewa czynnik pośredniczący, którym jest woda. Układ pracuje zazwyczaj przy zmiennej ilości przekazywanego ciepła, spowodowane jest to sezonowymi różnicami temperatury powietrza zewnętrznego [30]. Ze względu na obawę o punkt rosy, wymiennik ciepła spaliny-woda wykonano z materiałów odpornych na korozję [31].



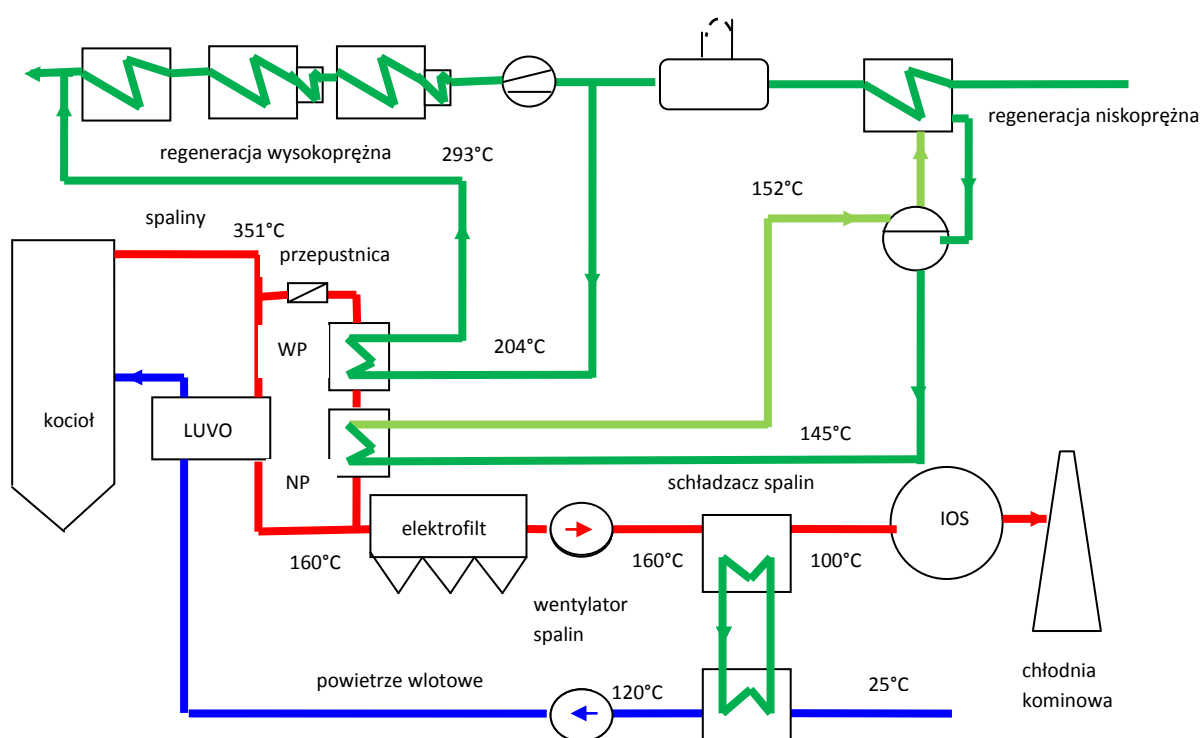
Rysunek 5. Schemat układu odzysku ciepła odpadowego spalin do podgrzewu powietrza wlotowego i kondensatu.

Źródło: Praca własna na podstawie danych [31]

Wykorzystanie entalpii spalin metodą bezpośrednią jest ograniczone ze względu na fakt, iż ciepło odpadowe spalin jest niskotemperaturowe [25].

2.2. Pośrednie sposoby wykorzystania ciepła z odzysku spalin

Bardziej złożoną metodą jest metoda pośrednia, która polega na wstępnym podgrzaniu powietrza wlotowego (najczęściej przy pomocy czynnika pośredniczącego), co powoduje przyrost temperatury spalin kotłowych. Pozwala to część spalin sprzed podgrzewacza powietrza można skierować do kanału obejściowego w celu podgrzania kondensatu, wody zasilającej, lub w innym celu. Następnie spaliny te zmieszane ze spalinami wychodzącymi z podgrzewacza powietrza płyną dalej do odpylacza.



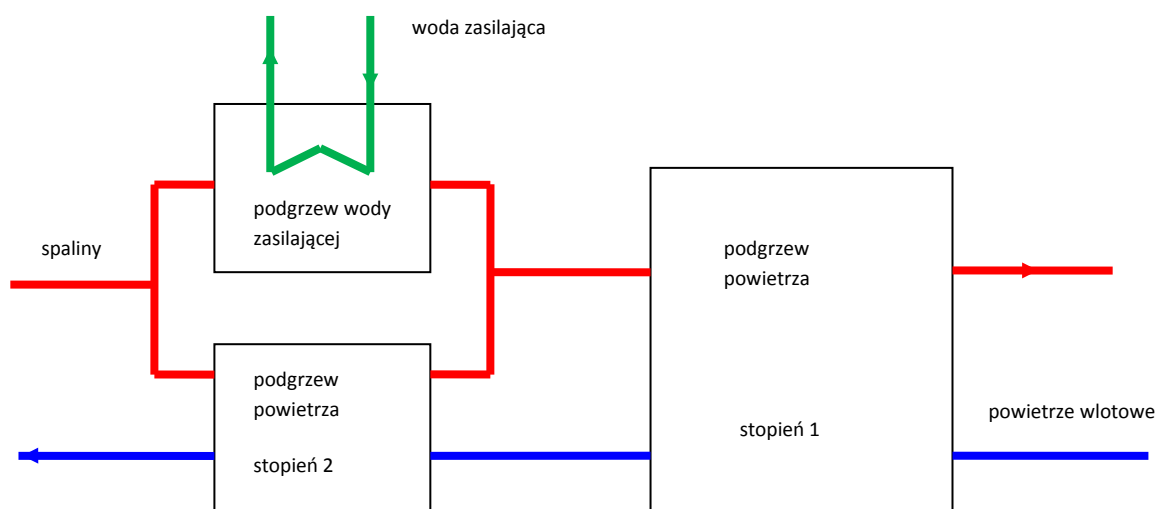
Rysunek 6. Schemat układu odzysku ciepła ze spalin w Elektrowni Niederaussem

Źródło: Praca własna na podstawie danych [32]

Najbardziej popularnym układem odzysku ciepła ze spalin jest system, w którym 30% strumienia spalin (o temperaturze 351°C), opuszczających kocioł, kierowana jest do kanału obejściowego. Taki układ został zainstalowany w bloku K w Elektrowni Niederaussem (rys. 6) [32]. Ciepło tych spalin w kanale obejściowym, wykorzystywane jest w celu podgrzania wody zasilającej w części wysokoprężnej do 293°C oraz do wytwarzania pary o temperaturze 152°C ogrzewającej ostatni podgrzewacz niskociśnieniowy. Następnie spaliny te łączone są ze spalinami wypływającymi z obrotowego podgrzewacza powietrza LUVU i w temperaturze ok. 160°C płyną do elektrofiltu. Dodatkowo w układzie tym przed IOS zastosowano schładzac spalin, służący do podgrzania powietrza wlotowego, przez co zmniejsza się obciążenie głównego obrotowego podgrzewacza powietrza. Układ taki pozwala zmniejszyć

ilość pary upustowej do podgrzewu wody zasilającej i kondensatu, zatem wzrasta moc generatora przy jednakowym strumieniu pary świeżej. Sprawność całego bloku wzrasta o 0,9% [32]. Wadą całego układu są dość wysokie koszty inwestycyjne.

Zastosowaniu kompaktowego wymiennika ciepła, w którego gorącej części równolegle podgrzewane jest powietrze i woda zasilająca jest innym sposobem wykorzystania w sposób pośredni ciepła odpadowego. Układ taki został przedstawiony na rys. 7. W pierwszym stopniu podgrzewacza cały strumień spalin wykorzystywany jest do podgrzewu świeżego powietrza wlotowego. Jest to rozwiązanie zaproponowane przez firmę Balcke-Dürr REKULUVO plus[®] [9, 26].



Rysunek 7. Zasada podgrzewania wody zasilającej i powietrza wlotowego w wymienniku REKULUVO plus[®]

Źródło: Praca własna na podstawie danych [9, 26]

Powyższe systemy pośredniego wykorzystania ciepła spalin umożliwiają zagospodarowanie ciepła o wyższej temperaturze do wstępnego podgrzania powietrza wlotowego, co z kolei zmniejsza obciążenie głównego podgrzewacza powietrza. Zmniejszenie mocy do napędu wentylatora powietrza jest dodatkową zaletą.

Niskotemperaturowe ciepło spalin można też wykorzystać w innych technologiach energetycznych. Jednym z przykładów takiego wykorzystania ciepła są rozwijające się technologie spalania tlenowego. W tym przypadku temperatura w komorze spalania przekracza 2000°C, więc można pobrać znacznie większą ilość ciepła od spalin niż w klasycznym bloku węglowym, aby zapobiec dużym stratom wylotowym [25].

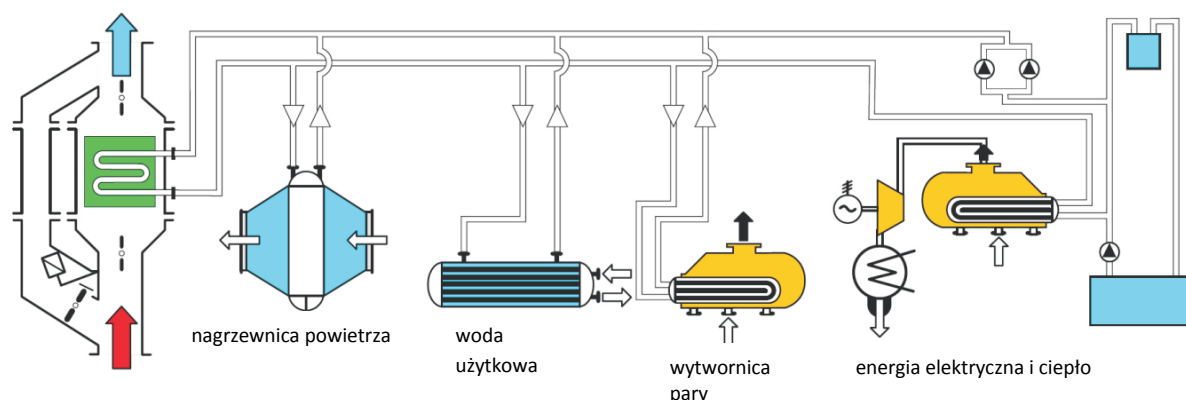
Ciepło spalin wylotowych może być również wykorzystywane jako źródło podgrzewu czynnika niskotemperaturowego, np.: w organicznych obiegach Rankine’a (ORC). Moc obiegu ORC może wynieść nawet kilka lub kilkanaście MW, zgodnie z obliczeniami autorów pracy [33] dla bloku na parametry nadkrytyczne z dobudowanym układem ORC.

Ciepło odpadowe ze spalin w ostatnich latach jest wykorzystywane w rozwijającej się technologii zagospodarowania ciepła do wysoko/niskotemperaturowego suszenia węgla [27].

Odzysk ciepła ze spalin posiada wiele zalet, takich jak: zmniejszenie strat wylotowych kotła, zmniejszenie masy spalanego węgla przy tej samej mocy bloku, co prowadzi do redukcji emisji gazów cieplarnianych, jak również poprawa procesów odsiarczania w IOS. Niewątpliwą wadą procesu jest niższa sprawność obiegu Clausiusa-Rankine’a ze względu na mniejszą, uśrednioną entropowo, temperaturę doprowadzenia ciepła do obiegu [21]. Przy tej samej ilości spalanego węgla wzrasta sprawność kotła. Przyrost sprawności kotła jest kilkakrotnie większy niż moduł spadku sprawności obiegu, wskutek czego następuje wzrost sprawności całego bloku energetycznego [20, 33]. Sprawność bloku energetycznego węglowego we współczesnych elektrowniach, przy wykorzystaniu odzysku ciepła odpadowego spalin wylotowych, wzrasta o 0,3-1,5% [34]. Autorzy pracy [33] wykazali także, że przy tej samej mocy wytwarzania energii elektrycznej strumień ciepła pobranego ze spalin dla bloku na węgiel brunatny jest około dwa razy większy niż dla bloku na węgiel kamienny. Wynika to z większego strumienia i wyższej temperatury spalin pochodzących ze spalania węgla brunatnego, w porównaniu z węglem kamiennym.

3. Urządzenia stosowane do wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin

Wzrost cen paliw i energii oraz ograniczenia w emisji CO₂ przyczyniły się do rozwoju technologii odzysku energii odpadowej szczególnie w dużych zakładach przemysłowych. Przykłady sposobu wykorzystania odzyskanej energii przedstawiono na rysunku 8.



Rysunek 8. Sposoby wykorzystania odzyskanej energii

Źródło: [35]

Jedną z firm specjalizujących się w odzysku ciepła odpadowego ze spalin oraz innych gazów jest opolska firma GEA Technika Ciepła Sp. z o.o.. Firma proponuje ekonomizery o

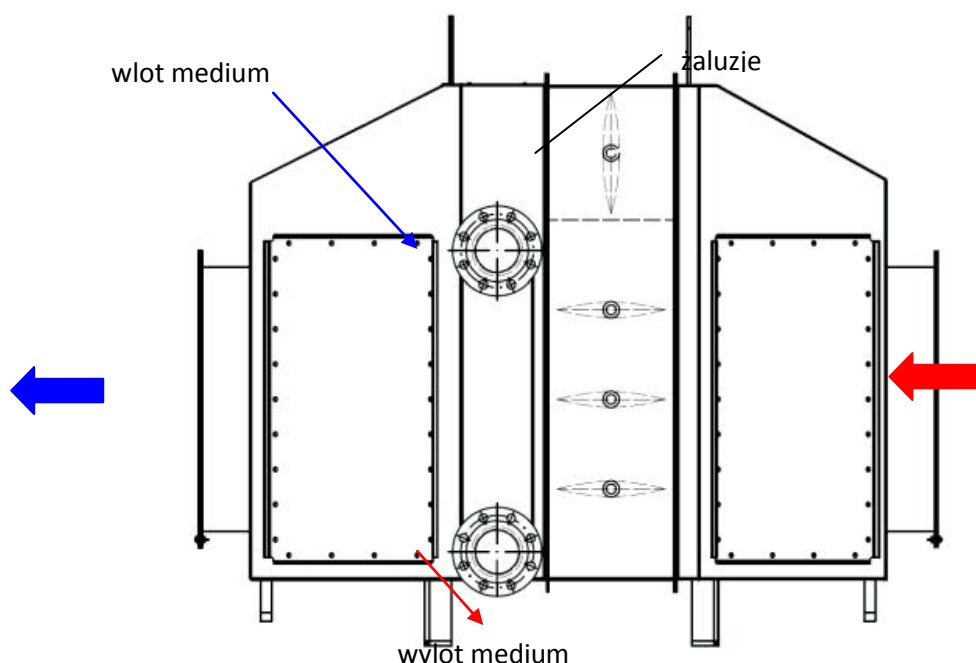
zwartej konstrukcji, składające się z wymiennika ciepła oraz z obudowy wraz z przepustnicą stanowiącej jedną całość (rys. 9, 10). System umożliwia podgrzewanie wody i innych mediów używanych w procesach przemysłowych. Wielkość ekonomizera uzależniona jest od parametrów cieplnych spalin/powietrza oraz parametrów wody. Zintegrowana konstrukcja pozwala na łatwą regulację i wpływa na elastyczność pracy systemu. Urządzenie może pracować w czterech trybach pracy: przy włączonym lub wyłączonym odzysku ciepła, odzysku ciepła przy niepełnym obciążeniu, oraz w trybie awaryjnym.

W urządzeniach tych do odzysku stosowane są wymienniki, wykonane ze stali węglowej lub wysokostopowej. Do konstrukcji wymienników stosowane są rury FE – eliptyczne rury żebrowane, ocynkowane ogniowo lub rury gładkie (bez ożebrowania). Typ rury uzależniony jest od rodzaju spalin, temperatury spalin oraz stopnia zanieczyszczenia. Maksymalna dopuszczalna temperatura spalin, ze względu na wytrzymałość materiałów, wynosi 500°C. Przy temperaturze ścianki rury powyżej 200°C, stosuje się dodatkową obróbkę termiczną całej rury ożebrowanej, co zapewnia odporność na korozję płatkową powłoki cynkowej [35].



Rysunek 9. Ekonomizer proponowany przez firmę GEA Technika ciepła Sp. z o. o.

Źródło: [35]



Rysunek 10. Schematyczny przykład ekonomizera w obudowie z bypassem proponowanego przez firmę GEA Technika cieplna Sp. z o. o.

Źródło: [35]

Wielkość oraz cena rekuperatorów uzależniona jest od wielu czynników, m.in. od:

- strumienia spalin,
- temperatury spalin na wlocie i wylocie z rekuperatora,
- składu oraz rodzaju spalin, stopnia ich zanieczyszczenia,
- dopuszczalnych oporów po stronie spalin,
- ilości podgrzewanej wody lub powietrza,
- temperatury wody (powietrza) na wlocie i wylocie z urządzenia,
- dopuszczalnych oporów dla wody lub powietrza,
- wymaganej mocy cieplej [35].

Innym urządzeniem proponowanym przez tą firmę jest ecostat. System ten bazuje na zjawiskach napięcia powierzchniowego, zjawisku parowania i skraplania oraz zwilżania powierzchni stałych przez płyn. Po dokładnym oczyszczeniu i wytworzeniu podciśnienia, rura cieplna zostaje napełniona odpowiednią do jej mocy ilością płynnego czynnika roboczego i szczelnie zamknięta. Ciepły strumień gazu opływający jeden koniec rury żebrowanej tzw. „zimny koniec”, powoduje odparowanie części płynnego czynnika. Para przepływa do drugiego „ciepłego końca” rury, który omywa zimny strumień gazu i skrapla się tam oddając przy tym pobrane wcześniej ciepło parowania. Skroplona ciecz przepływa do „zimnego końca” rury[35].

Ekonomizery – wymienniki spaliny/woda stosowane są także w kotłowniach już od mocy 80kW. Urządzenia te montuje się bezpośrednio za kotłem w przewodzie spalinowym i podłącza do przewodu wody zasilającej, bądź są one zintegrowane i wbudowane bezpośrednio w kocioł (w komorze zbiorczej spalin) [36, 37]. Woda zasilająca po przygotowaniu chemicznym i termicznym jest doprowadzana do kotła parowego. Z temperaturą 103 °C (po odgazowaniu pełnym) lub 90 °C (po odgazowaniu częściowym) wpływa do ekonomizera, gdzie chłodzi strumień spalin, sama się podgrzewając. Obniżenie temperatury spalin z 260 °C do 120 °C zmniejsza straty kominowe o 6 -7 %[36, 37]. Ciepło odzyskane ze strumienia spalin wraz z podgrzaną wodą zasilającą jest doprowadzane do kotła. Na podstawie aktualnych cen ekonomizerów i kosztów paliwa, inwestycja ta amortyzuje się (przy pracy jednozmianowej średnio na 70 % obciążeniu kotła) po 9-12 miesiącach.

W przypadku kominów wrażliwych na działanie kwasów i wilgoci, temperatura spalin u szczytu komina powinna być wyższa od temperatury roszczenia spalin. Aby podnieść efektywność kotła i utrzymać minimalną dopuszczalną temperaturę spalin dla komina, można skorzystać z opcji regulacji temperatury wody zasilającej i obejścia po stronie wodnej [37].

Wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin jest także realizowane w procesie utylizacji termicznej odpadów. Układ do utylizacji termicznej odpadów składa się z: zbiornika na odpady połączonego z kotłem obrotowym i cyklonem, kotła „odzysknicowego”, filtra, rekuperatora spalin, kolumny absorpcyjnej, oraz z filtra z węgla aktywnego i komina [38]. Odzysk ciepła zachodzi podczas schładzania spalin przy jednoczesnej produkcji pary wodnej w kotle „odzysknicowym”, oraz przy schładzaniu spalin w rekuperatorze. Aby dany proces był wydajny odpady przeznaczone do utylizacji muszą charakteryzować się kalorycznością minimum 14MJ/kg, oraz wilgotnością nie większą niż 25% [38].

Odzysk ciepła ze spalin wykorzystywany jest też w sposób pośredni w kominach. Przykładem takiego zastosowania jest komin jednotunelowy, w którym w warstwie otokowej umieszczono wężownicę spiralną tworzącą rodzaj płaszcza wodnego z wyprowadzonymi na zewnątrz końcówkami. Innym rozwiązaniem jest zabudowa wzdłuż jednotunelowego ciągu spalinowego bojlera wodnego, lub też przez taki bojler puszczono spaliny. Znany też jest spalinowy absorber ciepła, stanowiący kształtkę i wkład do typowych i tradycyjnych jednotunelowych kominów. Wymienione sposoby, urządzenia oraz kominy służą do odbioru ciepła z powietrza i spalin w sposób pośredni z udziałem medium oraz wymiennika ciepła. Ciepło spalin odbierane jest za pośrednictwem ciekłego medium, którym najczęściej jest woda [39].

Innym rozwiązaniem jest pozyskiwanie i odbiór ciepła z przewodów kominowych spalinowych i wentylacyjnych na dwa różne sposoby z których nadrzędny pozyskuje ciepło z obu środowisk gazowych za pomocą nowego środka technicznego w postaci komina dwutunelowego dla ciągów spalinowo-wentylacyjnych. Komin dwutunelowy opracowany został na dwa sposoby: w pierwszym czynnikiem roboczym jest wyłącznie czynnik termodynamiczny w postaci czystego powietrza zaś w drugim z tych sposobów czynnikiem roboczym jest, poza powietrzem, płyn pełniący rolę akumulatora ciepła odbierającego ciepło z obu środowisk gazowych. Ciepło jest dalej przekazywane do środowiska gazu w postaci powietrza transportowanego zewnętrznym tunelem do pomieszczenia. Istota komina dwutunelowego w sposobie I odzyskania i odbioru ciepła, polega na tym, że ciepło spalin lub ciepło zużytego powietrza transportowane jest za pomocą innego środka technicznego. W tunelu zewnętrznym transportowane jest czyste i dodatkowo uzdatnione powietrze z zewnątrz obiektu w kierunku odwrotnym do ciągu ciepła usuwanego z obiektu w wyniku czego i tak połączonego równolegle w działaniu procesu w kominie dwutunelowym przebiega naturalny proces absorpcji tego ciepła z środowiska gazowego ciepłego do środowiska gazowego zimnego. W procesie tym cząsteczki powietrza czystego przejmują ciepło z powietrza usuwanego lub spalin i wewnętrznego tunela komina. Następnie zwracają je kratkami nawiewowymi w całości do wnętrza obiektu. Całość masy powietrza dostarczanego do obiektu tunelem otokowym, zewnętrznym tworzy rodzaj płaszcza termodynamicznego, w którym cząsteczki powietrza wracają do obiektu wraz z przejętą częścią ciepła usuwanego. W drugiej wersji tego sposobu przy pomocy dodanego urządzenia absorpcja przebiega za pośrednictwem i przy udziale zbiornika nieprzepływowego, który pełni rolę dodatkową akumulatora ciepła w kominie dwutunelowym [39].

W domkach jednorodzinnych lub w pomieszczeniach o powierzchni do 100m² odzysk ciepła jest możliwy przy wykorzystaniu rekuperatorów umieszczanych bezpośrednio na rurze spalinowej. Energia cieplna spalin odbierana jest przez płomieniówki lub rurki grzejne wykonane ze stali, które w strumieniu spalin gromadzą energię cieplną spalin doprowadzonych ze źródła ciepła, po czym czujnik temperatury załącza turbinę lub wentylator gdy wkład osiągnie temperaturę +50st.C. Rurki cieplne lub płomieniówki wprasowane zostały we wkład urządzenia. Turbina wywiewa zgromadzone przez płomieniówki ciepło na zewnątrz do pomieszczenia w którym jest on zainstalowany, bądź za pomocą kanału nawiewnego do innego pomieszczenia. Strumień powietrza z pomieszczenia skierowany jest na płomieniówki, gdzie przechodząc przez wewnętrzną część płomieniówek ogrzewa się od ich nagranych ścianek, a następnie jest wydalany na zewnątrz dostarczając

odzyskaną energię cieplną do ogrzania pomieszczenia. Wprasowanie płomieniówek we wkład powoduje, iż urządzenie jest szczelne i odporne na działanie naprężeń. Rekuperator pozwala odzyskać około 30% ciepła odpadowego. Szacunkowy koszt takiego urządzenia zwraca się po około 3 sezonach grzewczych [40, 41].

4. Parametry techniczne i ekonomiczne przy stosowaniu odzysku ciepła

Zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym na niskie koszty inwestycyjne, szybki okres zwrotu inwestycji, oraz parametry pozwalające zapewnić prawidłową pracę układu ma wpływ: strumień spalin, temperatura spalin na wlocie i wylocie z rekuperatora, skład oraz rodzaj spalin, stopnia ich zanieczyszczenia, dopuszczalne opory po stronie spalin, ilości podgrzewanej wody lub powietrza, temperatura wody (powietrza) na wlocie i wylocie z urządzenia, dopuszczalne opory dla wody lub powietrza i wymagana moc cieplna.

Wielkość strumienia spalin warunkują wymiary urządzenia, im jest on większy tym większych gabarytów wymaga urządzenie. Koszty te jednak nie są bardzo duże, jeśli spaliny są mało zanieczyszczone. W przypadku spalin o dużym zanieczyszczeniu, w skład których wchodzi np. tlenki siarki, azotu itp., układ należy wykonać z blachy kwasoodpornej, a w niektórych przypadkach również chemoodpornej. Taki rodzaj wykonania może 2-3 krotnie podnieść koszty inwestycyjne.

Opory powietrza po stronie spalin warunkują wielkość wentylatora, natomiast dopuszczalne opory dla czynnika pośredniczącego w odzysku ciepła, warunkują konieczność stosowania, oraz wielkość pompy.

Wzrost temperatury spalin wpływa w sposób korzystny na parametry techniczne urządzeń oraz na ich koszty, im temperatura spalin jest większa, tym większe możliwości odzysku ciepła odpadowego. Ważnym czynnikiem jest również różnica temperatur, pomiędzy temperaturą spalin przed urządzeniem do odzysku ciepła, oraz wymagana minimalna temperatura w kominie. Im większa jest ta różnica temperatur tym lepsze parametry urządzenia.

Ilość czynnika pośredniczącego, oraz stopień jego ogrzania warunkują parametry i wielkość urządzenia. Im różnica temperatur spalin jest większa, tym więcej ciepła odzyskujemy, wskutek czego możemy ogrzać większą ilość wody o mniejszej różnicy temperatur pomiędzy temperaturą czynnika na wlocie do urządzenia, a wymaganą temperaturą wody za rekuperatorem, lub mniejszą ilość czynnika pośredniczącego o większej różnicy temperatur wody.

Przykładem układów do odzysku spalin z wykorzystaniem ekonomizerów z wymiennikach stalowymi, rurowymi, ocynkowanymi ogniowo są instalacje w przemyśle motoryzacyjnym. Pierwszy układ to odzysk ciepła ze spalin z „suszarki podkładu” i przekazywanie odzyskanego ciepła ponownie do procesu technologicznego. Temperatura spalin z suszarki przed odzyskiem wynosi maksymalnie 430°C , w wyniku wykorzystania odzysku ciepła temperatura spalin po procesie wynosi $90 - 100^{\circ}\text{C}$ (aby nie dopuścić do kondensacji pary na wymienniku, oraz zapewnić odpowiednią temperaturę wody grzejnej). Temperatura podgrzanej wody przepływowej w wyniku procesu wynosi $75^{\circ}\text{C}/95^{\circ}\text{C}$. Podgrzana wodę wykorzystuję się do podgrzewania kąpeli technologicznych. Wielkość odzysku ciepła tego układu wynosi 750kWh , a okres zwrotu instalacji wyniósł rok.

Drugim układem jest odzysk ciepła zastosowany w lakierni samochodowej, gdzie ciepło odzyskano z gorących spalin suszarki i przekazano je do kotłowni zapewniającej energię cieplną całej technologii produkcji. Temperatura spalin przed wymiennikiem osiąga maksymalnie 350°C , po wymienniku osiąga się temperaturę $90 - 100^{\circ}\text{C}$. Woda podobnie jak w pierwszym układzie jest ogrzana do temperatury $75^{\circ}\text{C}/95^{\circ}\text{C}$. Zysk energetyczny układu waha się od 700 do 1000kWh , w zależności od temperatury spalin i możliwości „przyjęcia energii” przez kotłownię. Okres zwrotu tej instalacji wyniósł 6-9 miesięcy [42].

Rodzaj wykonania oraz parametry spalin i czynnika warunkują w sposób znaczny koszty układu oraz okres jego zwrotu. Cena urządzeń o podobnych parametrach cieplnych, lecz o różnym sposobie wykonania w dużych instalacjach może się wahać od 20 tysięcy do nawet 5 milionów złotych, dlatego każdy układ jest wyceniany w sposób indywidualny.

4.1. Aspekty wykorzystania kondensacyjnych wymienników ciepła w blokach węglowych

Autor pracy [12] dokonał obliczeń na podstawie modyfikacji modelu matematycznego Colburna-Hougena kondensacyjnego wymiennika ciepła typu spaliny/woda, służącego do odzysku ciepła odpadowego spalin wylotowych. Modelu matematyczny oparto o pewne założenia:

- przepływ ciepła jest ustalony i jednowymiarowy;
- wymiennik ciepła jest płaszczowo-rurowy, krzyżowo-przeciwprądowy typu spaliny-woda. Przepływ spalin odbywa się w poprzek pionowych miedzianych rur, w których płynie woda chłodząca;

- proces schładzania spalin składa się z dwóch podprocesów: wymiany ciepła bez kondensacji oraz schładzania spalin z kondensacją. Skraplanie pary wodnej zawartej w spalinach zachodzi tylko na powierzchni pionowych rur;
- proces schładzania spalin odbywa się przy stałym ciśnieniu równym ciśnieniu atmosferycznemu;
- strumień masy wody chłodzącej w rurach jest stały;
- ze względu na duże strumienie masy spalin oraz pary wodnej zachodzi jedynie kondensacja błonowa;
- nie zachodzi zjawisko odparowania kondensatu;
- nie występują straty ciepła do otoczenia.

Wyniki obliczeń modelu matematycznego porównano z badaniami eksperymentalnymi na stanowisku badawczym w laboratorium. Zauważono, że wartość pola powierzchni wymiany ciepła potrzebnej do ogrzania wody o 1 K, od temperatury wody jest znacznie mniejsza w każdej komórce części wymiennika z kondensacją niż bez kondensacji. Przyczyną tego zjawiska jest o wiele większe wartości współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin przy wymianie ciepła z kondensacją. W sekcji wymiennika bez kondensacji, wraz z liniowym spadkiem temperatury wody pole powierzchni rur potrzebnych do schłodzenia spalin o różnicę temperatur równą 2 K gwałtownie wzrasta. Spowodowano jest to w znacznej części spadkiem wartości współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin wzdłuż wymiennika, głównie z powodu malejącej prędkości spalin. Wartość współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin oraz wnikania masy w komórkach obliczeniowych maleje w części z kondensacją, natomiast większe spadki temperatury wody powodują większe spiętrzenia temperatury między spalinami i wodą. Wskutek czego bilansowo, rośnie gęstość strumienia ciepła, a więc maleje wartość pola powierzchni wymiany ciepła potrzebnej do ogrzania wody o 1 K.

Udział ciepła utajonego dominuje w sekcji z kondensacją (około 90%), natomiast udział ciepła jawnego spalin mokrych – 5-7%. W części bez kondensacji całkowity strumień ciepła jest prawie stały, ponieważ jest funkcją tylko ciepła właściwego spalin (strumienie pary i spalin suchych oraz spadek temperatury spalin), które jest stałe. Strumień ciepła jawnego spalin staje się funkcją skokową w chwili zajścia kondensacji, ponieważ udziały molowe składników gazowych rosną, a udział molowy pary wodnej skokowo maleje w kolejnych przekrojach obliczeń.

W części bez kondensacji strumień ciepła (jawnego) rośnie coraz wolniej, gwałtowny przyrost następuje tylko w punkcie kondensacji, głównie ze względu na duże ciepło parowania wody.

Wzrost wilgotności względnej z 3% do 100% zachodzi wraz ze spadkiem ciśnienia parcjalego pary wodnej oraz spadkiem stopnia zwilżenia spalin w przekrojach wlotowych do kolejnych sekcji wymiennika. Parametry te pozwalają wyznaczyć strumień masy pary wodnej w każdej komórce obliczeniowej wymiennika [12].

Projektowanie wymiennika ciepła z kondensacją pary wodnej ze spalin jest nieliniowe i podlega optymalizacji – mniejszy wymiennik ciepła potrafi wymienić tyle samo ciepła, natomiast zmiana wymiarów przekroju poprzecznego urządzenia wywołuje skrócenie lub zwiększenie jego długości oraz zmianę pola powierzchni rur. Co powoduje, że spadek ciśnienia spalin w wymienniku wzrasta (lub maleje) ze względu na zmniejszenie (lub zwiększenie) odstępów pomiędzy rurkami [43].

Pola powierzchni wymiany ciepła i prędkość spalin mokrych na wlocie decydują o polu powierzchni wymiany ciepła. Wartość prędkości, przy stałym składzie spalin, zależy od przyjętej szerokości wymiennika, oraz od liczby Reynoldsa wody płynącej w rurkach. Wzrost przekroju poprzecznego wymiennika daje większy odstęp między rurami, co powoduje zmniejszenie prędkości spalin, oraz spadek wartości współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin. Większy odstęp pomiędzy rurami zmniejsza też straty ciśnienia w wymienniku [43].

Zbyt duża prędkość wody powoduje znaczne straty hydrauliczne [44], z drugiej strony natomiast większa prędkość wody powoduje lepszy odbiór ciepła z powodu większej wartości współczynnika wnikania ciepła do wody. Wzrost prędkości wody w rurach powoduje spadek pola powierzchni wymiany ciepła, zakładając że pozostałe parametry są stałe.

Parametrem najbardziej decydującym o polu powierzchni rur i długości wymiennika ciepła jest współczynnik przejmowania ciepła ze strony spalin, na którego wartość najbardziej wpływa liczba Reynoldsa spalin mokrych [45]. Przy schładzaniu spalin bez kondensacji, liczba Reynoldsa spalin wzrasta, pomimo malejącej prędkości spalin, spowodowane jest to gwałtownym spadkiem kinematycznego współczynnika lepkości spalin, na który z kolei oddziałuje wzrost gęstości spalin wraz ze spadkiem ich temperatury. Wzrasta również liczba Nusselta, pomimo iż współczynnik przejmowania ciepła ze strony spalin maleje.

W przypadku wymiany ciepła z kondensacją spaliny mają coraz mniej wilgoci, a więc współczynniki przewodzenia ciepła spalin oraz prędkość spalin mokrych maleją gwałtowniej niż w procesie samego schładzania spalin. Prędkość spalin maleje nie tylko wraz ze spadkiem

ich temperatury, ale także wraz ze zmianą ich składu masowego podczas wykraplania pary wodnej, co koresponduje ze spadkiem ich strumienia. Spadek prędkości spalin jest na tyle duży, iż powoduje spadek liczby Reynoldsa spalin wzdłuż omawianej części wymiennika, pogorszenie się procesu przejmowania ciepła spalin przez kondensat, spadek wartości współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin, wzrost zapotrzebowania na powierzchnię wymiany ciepła, a w konsekwencji spadek liczby Nusselta na drodze spalin.

Z tego wynika, że proces czystego schładzania spalin (bez kondensacji) bardziej wpływa na zmianę ich właściwości fizycznych niż prędkości, odwrotnie zaś jest w przypadku schładzania spalin z kondensacją, gdzie wykraplanie pary wodnej hamuje nieco przepływ spalin wzdłuż wymiennika, pogarszając proces wymiany ciepła [12].

Podczas procesu kondensacji pary wodnej zawartej w spalinach, w pobliżu błonki kondensatu powstaje warstwa przyścienna (warstwa dyfuzyjna), stwarzająca dodatkowy opór cieplny. W warstwie tej udział spalin suchych jest większy niż w rdzeniu strumienia kondensatu. Różnica stężeń molowych pary w rdzeniu strumienia oraz w warstwie dyfuzyjnej powoduje proces dyfuzji cząsteczek pary wodnej w kierunku ścianki rury. O efektywności procesu decyduje współczynnik wymiany masy, który zależy od wielu czynników m.in.: współczynnika przejmowania ciepła ze spalin, liczby Lewisa i właściwości fizycznych spalin. Wartość współczynnika wymiany masy spada na drodze przepływu spalin, wskutek zmniejszającej się prędkości spalin w sekcji wymiennika z kondensacją, spadku wartości współczynnika przewodzenia ciepła spalin i pogarszania się procesu wnikania masy.

Zgodnie z wykresem Molliera, współczynnik zwilżenia spalin maleje coraz wolniej na drodze schładzania spalin z kondensacją, dlatego wzdłuż wymiennika wykrapla się coraz mniej kondensatu. Powoduje to zmniejszenia warstwy dyfuzyjnej w pobliżu błonki kondensatu.

Zmniejszanie się współczynnika wymiany masy, oraz spadek strumienia wykraplanego kondensatu na drodze wymiennika, powoduje zmniejszenie gęstości strumienia ciepła powstałego na skutek dyfuzji w stosunku do gęstości strumienia ciepła wskutek ochładzania spalin. Przyczynia się to ze zmniejszającym się udziałem ciepła utajonego w stosunku do całkowitego ciepła pobieranego przez wodę chłodzącą.

Liczba Lewisa zmienia się w niewielkim przedziale zmienności, spowodowane jest to spadkiem z jednakową prędkością współczynników dyfuzji molekularnej oraz współczynnika wyrównania temperatur.

Liczba Prandtla, czyli stosunek lepkości płynu do jego przewodnictwa cieplnego, podczas schładzania spalin bez kondensacji, rośnie, gdyż zarówno wzrasta gęstość spalin, jak i maleje

współczynnik przewodzenia ciepła. Natomiast w przypadku sekcji wymiennika z wykraplaniem pary w spalinach zmniejsza się dynamiczny współczynnik lepkości spalin mokrych i ich ciepło właściwe, wskutek czego liczba Prandtla na drodze przepływu spalin zaczyna maleć.

Opór cieplny z powodu błonki kondensatu znacznie wpływa na wartość całkowitego współczynnika przenikania ciepła, przyczyną tego jest niska wartość współczynnika przewodzenia ciepła przez kondensat.

Przy stałej prędkości wody, liczba Reynoldsa zależy od kinematycznego współczynnika lepkości wody, który maleje wraz ze wzrostem temperatury wody. Co powoduje wzrost liczby Reynoldsa w kierunku przepływu wody. W kierunku przepływu wody wzrasta również wartość współczynnika wnikania ciepła do wody, poprzez polepszenie procesu konwekcji, a tym samym przekazywaniu ciepła wodzie przez ściankę. Spowodowane jest to wzrostem temperatury wody, a tym samym także wzrostem prędkości cząsteczek wody.

Wartość współczynnika przenikania ciepła zależy głównie od wartości współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin, ze względu na największy opór cieplny wskutek przejmowania ciepła po stronie gazów. Całkowity opór cieplny to suma oporów cieplnych spowodowanych: przejmowaniem ciepła od spalin przez kondensat, przewodzeniem ciepła przez film spływającego kondensatu i przez ściankę rury oraz wnikaniem ciepła do wody.

5. Wnioski

W artykule porównano stosowanie odzysku ciepła ze spalin zarówno w małych instalacjach ciepłych, takich jak domki jednorodzinne, w dużych zakładach przemysłowych oraz w elektrowniach węglowych. Zarówno pod względem technicznym jak i ekonomicznych można sformułować następujące wnioski:

1. Im wyższa temperatura spalin przed procesem odzysku, oraz im większa różnica temperatury na wlocie do rekuperatora i wymaganej minimalnej temperatury w kominie tym lepsze parametry techniczne możemy uzyskać w danym układzie.
2. Zanieczyszczenie spalin oraz ich skład wpływa w sposób znaczny na koszty inwestycyjne, oraz okres zwrotu układu.
3. W większość przypadków odzysk ciepła pozwala zmniejszyć straty kominowe o około 30%.
4. Zastosowanie odzysku ciepła w elektrowniach węglowych, dużych zakładach przemysłowych oraz spalarniach odpadów pozwala zmniejszyć ilość CO₂ emitowanego do atmosfery.

5. W procesie schładzania spalin największy opór cieplny występuje na granicy spaliny-powierzchnia kondensatu lub spaliny-rura. Wartość współczynnika przejmowania ciepła od strony spalin podczas wymiany ciepła z kondensacją jest około 5-8 razy większa niż przypadku wymiany ciepła bez kondensacji.
6. Zastosowanie procesu kondensacji spalin w blokach węglowych pozwala na odzyskanie dodatkowo 50 – 55% ciepła odpadowego, a tym samym zmniejszenie straty kominowej.

Literatura

1. <http://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/biuletyn-urzedu-regula/5711,Biuletyn-Urzedu-Regulacji-Energetyki-2014.html>, dostęp 13 lutego 2015.
2. <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/4762,Odnawialne-Zrodla-Energii.html>, dostęp 13 lutego 2015.
3. <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/cieplo/charakterystyka-rynku/5787,2012.html>, dostęp 13 lutego 2015.
4. Chmielniak T.: *Perspektywiczne technologie wykorzystania węgla w energetyce*. Systems: journal of transdisciplinary systems science, rok: 2004, Vol. 9, Sp. 2/1, s. 211-220, Bibliogr. 10 poz., Materiały konferencyjne: ENERGETYKA 2004.
5. Chmielniak T.: *Węglowe technologie energetyczne 2020+*. Polityka Energetyczna, t. 13, z. 2, 2010.
6. Kirsek S., Studencka J.: *Standardy emisji zanieczyszczeń do powietrza z procesów energetycznego spalania paliw – analiza zmian*. Środowisko, Wyd. Politechniki Krakowskiej, zeszyt 2, rok 106, 2-Ś 2009.
7. http://www.snwes.pl/files/Energetyka_Rozproszona_-_od_dominacji_energetyki_w_gospodarce_do_zrownowazonego_rozwoju_od_paliw_kopalnianych_do_energii_odnawialnej_i_efektywnosci_energetycznej_0.pdf, dostęp 13 lutego 2015.
8. Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.: *Elektrownie*. WNT, wydanie czwarte, 2000.
9. Pronobis M.: *Modernizacje kotłów energetycznych*. WNT, Warszawa 2002.
10. Kotowicz J., Janusz K.: *Sposoby redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych*. Rynek Energii, 2007, nr 1.
11. Pawlik M.: *Elektrownie opalane węglem w świetle polityki ograniczania emisji CO₂*. IX Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Elektrownie Ciepłe”, 1-3 czerwca 2009, s. 79-88.

12. Polko K.: *Modelowanie procesu odzysku ciepła odpadowego spalin wylotowych*. Praca doktorska, Politechnika Wrocławska Instytut Techniki Ciepłej i Mechaniki Płynów, Wrocław 2012.
13. Kuehn S. E.: *Power for the Industrial Age: A Brief History of Boilers*. Power Engineering, Vol. 100, No. 2, February 1996, pp. 5–19.
14. Sarunac N.: *Flue Gas Heat Recovery in Power Plants, Part I*. Power 101, kwiecień 2010.
15. Lichota J., Plutecki Z.: *Suszenie węgla w elektrowniach*. Rynek Energii, 2007, nr 6, s. 36-41.
16. Halawa T.: *Postęp w budowie bloków energetycznych dużej mocy opalanych węglem brunatnym*. Energetyka, grudzień 2007.
17. Masuyama F.: *History of Power Plants and Progress in Heat Resistant Steels*. ISIJ International, Vol. 41, 2001, No. 6, s. 612-625.
18. Yeh S., Rubin E.: *A centurial history of technological change and learning curves for pulverized coal-fired utility boilers*. Energy 32, 2007, s. 1996 – 2005.
19. Chmielniak T.: *Nowe technologie wykorzystania pierwotnych stałych nośników energii*. Polityka Energetyczna, t. 1, Zeszyt specjalny 2, 2007.
20. Chmielniak T., Łukowicz H., Kochaniewicz A.: *Analiza nadkrytycznych układów siłowni parowych z odzyskiem ciepła ze spalin*. Archiwum Energetyki, Tom XXXVIII, Nr 2, 2008, s. 35-43.
21. Chmielniak T., Łukowicz H., Kochaniewicz A., Mroncz M.: *Directions of improving efficiency and reducing CO₂ emission in coal-fired supercritical power units*. Archiwum Energetyki, Tom XL, Nr 3, Gdańsk 2010, s. 33-44.
22. Redakcja naukowa Jan Taller: *Procesy cieplne i przepływowe w dużych kotłach energetycznych. Modelowanie i monitoring*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2011.
23. Wójs K., Szulc P., Redzicki R., Gadowski J.: *Odzysk ciepła odpadowego spalin do podgrzewu regeneracyjnego bloku energetycznego*. Prace Naukowe Instytutu Techniki Ciepłej i Mechaniki Płynów Politechniki Wrocławskiej, Nr 56, 2000, s. 421-428.
24. Kruczek S.: *Kotły. Konstrukcje i obliczenia*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2001.

25. Wójs K., Szulc P., Tietze T., Sitka A.: *Concept of a system for waste heat recovery from flue gases in coal-fired power plant*. Journal of Energy Science, Vol. 1, No. 1, Wrocław University of Technology 2010, s.191-200.
26. Rataj Z., Walewski A., Wojnar W.: *Kotły na parametry nadkrytyczne dla polskiej energetyki*. Jubileuszowa Konferencja Kotłowa '99, 50-lecie Fabryki Kotłów RAFAKO w Raciborzu, tom I, s. 251-282.
27. Sarunac N.: *Flue Gas Heat Recovery in Power Plants, Part II*. Power 101, czerwiec 2010.
28. Rataj Z., Walewski A., Wojnar W.: *Maksymalizacja stopnia wykorzystania potencjału energii odpadowej spalin kotłów w nowoczesnych blokach – ocena sprawności i bilansowanie*. VIII Konferencja Kotłowa '98. Aktualne Problemy Budowy i Eksploatacji Kotłów, Tom 3, s. 31-46.
29. Wójs K., Tietze T., Szulc P., Polko K., *Odzysk i wykorzystanie ciepła odpadowego spalin wylotowych*. Systemy, technologie i urządzenia energetyczne: praca zbiorowa. T. 1 / pod red. Jana Talera. Kraków, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej, 2010, s. 203-212, 7 rys., bibliogr. 8 poz., Summ.
30. *Główne założenia techniczne bloków 5 i 6 w PGE elektrowni Opole SA*, Biuletyn Informacyjny PGE Elektrowni Opole, wydanie specjalne, marzec 2009.
31. http://dspace.lib.ntua.gr/bitstream/123456789/2784/3/lignosi_heatrecoverysystems.pdf, dostęp 13 lutego 2015.
32. Heitmuller R., Fischer H., Sigg J., *Kocioł parowy na węgiel brunatny o mocy 1000 MW dla Elektrowni Niederaussem*. Jubileuszowa Konferencja Kotłowa '99, Gliwice, Racibórz, 1999, s. 113-130.
33. Praca zbiorowa pod red. T. Chmielniaka i A. Ziębika: *Obiegi cieplne nadkrytycznych bloków węglowych*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2010.
34. Nichols Ch.: *Reducing CO₂ Emissions by Improving the Efficiency of the Existing Coal-fired Power Plant Fleet*. National Energy Technology Laboratory, 2008.
35. <http://www.gea-tc.com.pl>, dostęp 13 lutego 2015.
36. <http://www.energospo.pl/publikacje/11-kotly-parowe-z-ekonomizerami-lagodza-koszty-zuzycia-energii>, dostęp 13 lutego 2015.
37. http://www.viessmann.pl/pl/sieci_lokalne/systemy-grzewcze/instalacja-co-elementy-ogrzewania/wymienniki-ciepła/vitotrans_333.html, dostęp 13 lutego 2015.
38. http://www.energo-spaw.pl/odzysk_ciepła_spalin.php, dostęp 13 lutego 2015.

39. http://kramarz.pl/?p=pl/wykaz/odzysk_ciepla_z_wentylacji, dostęp 13 lutego 2015.
40. <http://www.interloop.pl/rekuperator-do-rur-spalinowych.html>, dostęp 13 lutego 2015.
41. <http://www.konwektor-rod.pl/>, dostęp 13 lutego 2015
42. http://www.gea-tc.com.pl/Prasa.429.0.html?&L=&cHash=7e6efaf89a&tx_ttnews%5Btt_news%5D=475, dostęp 13 lutego 2015.
43. Maludziński B., Taler J.: *Spadek ciśnienia w konwekcyjnych pęczkach rur w kotłach. Gospodarka paliwami i energią*, Nr 5, 1998, s. 21-27.
44. Jeżowiecka-Kabsch K., Szewczyk H.: *Mechanika płynów*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001.
45. Siow E., Ormiston S., Soliman H.: *Two-phase modelling of laminar film condensation from vapour-gas mixtures in declining parallel-plate channels*. Int. J. Thermal Sciences, No. 46, 2007, s. 458–466.

mgr Diana Rymuska¹, dr Konrad Terpiłowski
Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie, Katedra Chemii Fizycznej,
Zakład Zjawisk Międzyfazowych
Pl. Marii Curie Skłodowskiej 3, 20-031 Lublin
email: ¹d_rymuszka@vp.pl

Hybrydowe warstewki zabezpieczające, Kolektory słoneczne

Słowa kluczowe: *powierzchnia superhydrofobowa, powłoka hybrydowa, plazma, zwilżalność*

Streszczenie: Zadaniem kolektorów słonecznych jest absorpcja energii słonecznej przenoszanej następnie do zasobnika wypełnionego wodą użytkową, ogrzewanej zwykle do temperatury 40-65°C. Odpowiednio skonstruowana instalacja słoneczna zapewnia około 95% absorpcji promieniowania słonecznego i pozwala zaspokoić 50-60% zapotrzebowania na energię cieplną. Niestety obecność pyłów oraz pary wodnej w atmosferze nie pozwala na w pełni efektywne wykorzystanie kolektorów, dlatego też obecnie poszukuje się alternatywnych rozwiązań, które zapewniłyby ochronę przed tego typu zanieczyszczeniami powierzchni. Z uwagi na opisany problem podjęte zostały przez nas próby otrzymania kompozytowych warstewek superhydrofobowych, które potencjalnie mogłyby zostać użyte jako nowoczesne powłoki zabezpieczające kolektory słoneczne.

1. Wstęp

Energia słoneczna, zaliczana do odnawialnych źródeł energii, jest najbezpieczniejszą i łatwo dostępną formą energii znaną już w starożytności. Ilość docierającej obecnie do powierzchni Ziemi energii znacznie przekracza zapotrzebowanie ludzkości na energię. Ze względu na kończące się zasoby konwencjonalnych źródeł energii, ważna wydaje się być zamiana energii słonecznej na inne formy energii. Bezpośrednio wykorzystuje się ją do produkcji energii cieplnej przy zastosowaniu tak zwanych *kolektorów słonecznych*. Podstawową zaletą tego typu rozwiązania jest fakt, iż kolektory słoneczne umożliwiają pozyskiwanie energii bez emisji do środowiska szkodliwych substancji, a także nie powodują zubożenia zasobów naturalnych. Niestety problem stanowią osadzające się na ich powierzchni zanieczyszczenia oraz obecna w powietrzu para wodna, które uniemożliwiają ich wydajne wykorzystanie.

1.1. Wybrane rodzaje powłok osadzanych na powierzchni szkła

Intensywny rozwój technologiczny spowodował ogromne zmiany w produkcji i przetwórstwie szkła. W ostatnich latach popularne stały się szkła z osadzonymi powłokami o określonych funkcjach użytkowych. Do tego typu materiałów należą między innymi

powłoki refleksyjne i antyrefleksyjne, metaliczne, barwne, powłoki typu solar-control oraz powłoki o właściwościach hydrofobowych lub hydrofilowych.

Głównym zadaniem powłok antyrefleksyjnych jest zwiększenie ilości światła przechodzącego przez szkło poprzez obniżenie jego odbicia od powierzchni. Tego typu efekt uzyskuje się poprzez wytworzenie na powierzchni szkła warstwy o współczynniku załamania światła niższym niż współczynnik załamania charakterystyczny dla szkła. Powłoki antyrefleksyjne zwykle otrzymuje się w wyniku hydrolizy związków krzemoorganicznych lub poprzez wytworzenie na powierzchni szkła warstwy krzemianowej przez usunięcie alkaliów bądź stosując technikę zol-żel [1]. Szkła z osadzonymi na ich powierzchni powłokami antyrefleksyjnymi znajdują zastosowanie jako szyby architektoniczne, szkła stosowane do budowy szklarni czy szyby ochronne kolektorów słonecznych.

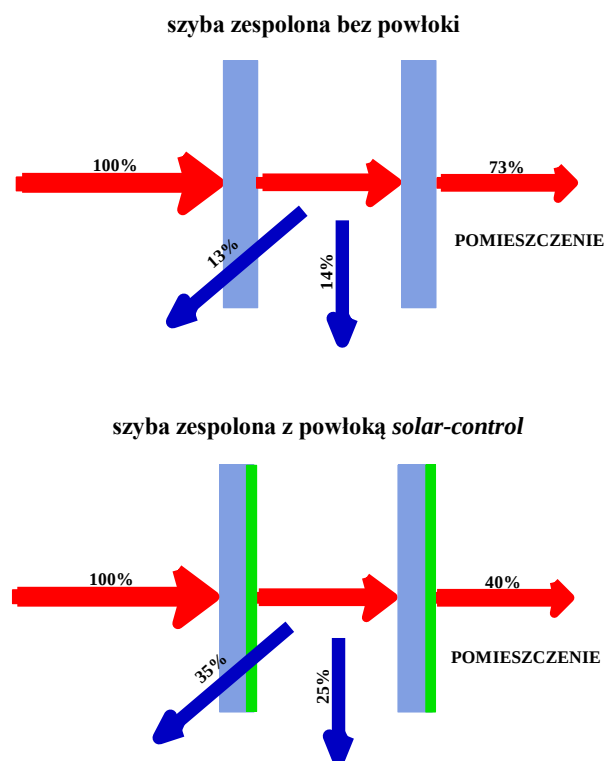
Przeciwieństwem omówionych powłok są powłoki refleksyjne, dzięki którym możliwe jest zwiększenie odbicia światła od powierzchni szkła poprzez jego pokrycie materiałem o współczynniku załamania światła wyższym niż współczynnik załamania szkła. Powłoki refleksyjne wykorzystywane są najczęściej do produkcji szklanych elementów dekoracyjnych lub szyb komunikacyjnych [2].

Powłoki metaliczne to głównie powłoki srebrowe. Pierwsze z nich otrzymane zostały już w XV wieku. Obecnie wytwarzane są głównie lustra srebrowo-glinowe, w przypadku których srebro odbija promieniowanie dłuższe, natomiast glin promieniowanie krótsze, dzięki czemu uzyskiwany obraz jest jaśniejszy i bardziej wyraźny. Powłoki metaliczne otrzymuje się przy użyciu techniki redukcji chemicznej lub technikami próżniowymi [3, 4]. Do wytwarzania luster stosuje się także inne metale, takie jak nikiel czy chrom, jednakże są one znacznie ciemniejsze i znajdują zastosowanie głównie w komunikacji.

Zadaniem powłok barwnych, jak sama nazwa wskazuje, jest nadanie odpowiedniej barwy elementom szklanym. Coraz częściej jako powłoki barwne stosuje się wytwarzane przy zastosowaniu techniki zol-żel powłoki hybrydowe o strukturze organiczno-nieorganicznej, czyli materiały otrzymywane poprzez wymieszanie na poziomie molekularnym dwóch lub więcej materiałów o różniących się właściwościach użytkowych, w wyniku czego uzyskują one właściwości będące wypadkową właściwości poszczególnych składników i ich udziałów objętościowych [5]. Ich podstawową zaletą jest odporność na działanie ultrafioletu oraz wysoka trwałość chemiczna i mechaniczna.

Kolejnym rodzajem stosowanych powszechnie powłok o zastosowaniu architektonicznym są powłoki *solar-control*, których zadaniem jest ograniczenie transportu ciepła z otoczenia do pomieszczenia bez ograniczenia widoczności. Na rysunku 1 zaprezentowano bilans

energetyczny przeszkleń architektonicznych posiadających i pozbawionych powłoki *solar-control*. Powłoki *solar-control* stosowane są w ciepłych krajach w celu obniżenia ilości dostarczanej do pomieszczenia energii słonecznej, natomiast w krajach o zimnym klimacie do zatrzymywania ciepła w pomieszczeniu [6].



Rysunek 1. Bilans energetyczny przeszkleń architektonicznych

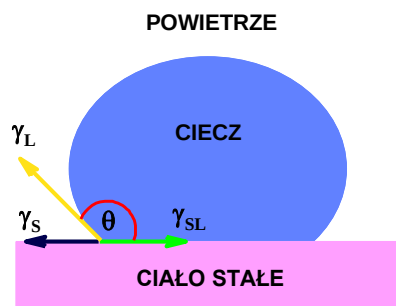
Równomierny rozkład cząsteczek wody na powierzchni materiału jest możliwy poprzez osadzenie filmu o właściwościach hydrofilowych. Kropelki wody na powierzchniach silnie hydrofilowych ulegają rozplynięciu, przy czym efekt hydrofilowy jest trwały wyłącznie w przypadku czystych powierzchni (dokładne wyjaśnienie opisanego zjawiska zostało opisane w podrozdziale 1.2.). Jako powłoki hydrofilowe stosuje się zwykle układy z TiO_2 [7].

Powłoki o właściwościach hydrofobowych otrzymuje się w wyniku naniesienia na powierzchnię szkła warstewki o właściwościach hydrofobowych, jak np. warstewki siloksanowe. Powłoki o właściwościach hydrofobowych powodują odpychanie wody zapobiegając tym samym jej rozplywaniu po powierzchni [8].

1.2. Zwilżalność powierzchni

Zwilżanie to proces zachodzący w układach trójfazowych, w których dana ciecz wypiera z powierzchni cieczy lub ciała stałego gaz lub inną ciecz. Może on dokonywać się trzema sposobami: przez rozplywanie, imersję i adhezję [9]. Miara zwilżalności ciał stałych

jest kąt zwilżania θ , czyli kąt zawarty pomiędzy płaszczyzną powierzchni ciała stałego i styczną do powierzchni kropli osadzonej na tym ciele stałym w punkcie trójfazowego kontaktu (Rys. 2).



Rysunek 2. Schematyczne przedstawienie kąta zwilżania

Praca rozpyływania (W_s) cieczy po ciele stałym opisana jest następującą zależnością:

$$W_s = \gamma_s - \gamma_{SL} - \gamma_L \quad (1)$$

gdzie:

γ_s - swobodna energia powierzchniowa ciała stałego,

γ_{SL} - swobodna energia międzyfazowa ciało stałe/ciecz,

γ_L - swobodna energia powierzchniowa cieczy.

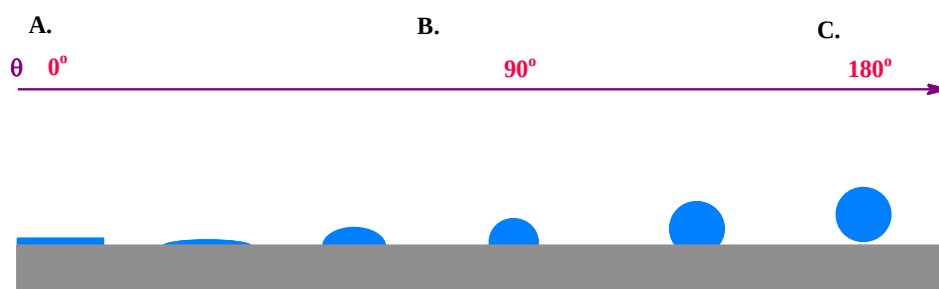
McCarthy [10] wyróżnia cztery stopnie zwilżania powierzchni (Rys. 3):

- $\theta=0^\circ$, układ o całkowitej zwilżalności,
- $\theta=0-90^\circ$, układ zwilżalny,
- $\theta=90-180^\circ$, układ o niewielkiej zwilżalności,
- $\theta=180^\circ$, układ o całkowitym braku zwilżalności.

Przedstawione na rysunku 3 zjawiska są zależne od rodzaju i wielkości oddziaływań międzycząsteczkowych na granicy faz.

W przypadku, gdy oddziaływania pomiędzy cząsteczkami ciała stałego a cieczą są silniejsze niż pomiędzy cząsteczkami cieczy, to ciecz rozpyływa się po powierzchni ciała stałego, tworząc monomolekularną warstwę, pod warunkiem, że powierzchnia ciała stałego jest odpowiednio duża. Wówczas praca rozpyływania przyjmuje wartość dodatnią ($W_s > 0$) i obserwuje się całkowite zwilżanie powierzchni (Rys. 3A). Jeżeli W_s przyjmuje wartość ujemną ($W_s < 0$), ciecz tworzy na powierzchni kropelkę o zdefiniowanym kącie zwilżania.

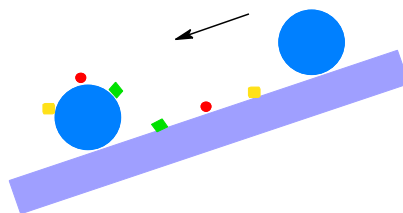
Wówczas, mamy do czynienia z częściowym zwilżaniem (Rys. 3B). Natomiast, gdy cząsteczki cieczy są słabo przyciągane przez cząsteczki ciała stałego, tzn. gdy występują silne oddziaływania pomiędzy cząsteczkami cieczy, ciecz nie zwilża powierzchni ciała stałego (Rys. 3C).



Rysunek 3. Schematyczne przedstawienie procesu zwilżania ciała stałego przez ciecz. Całkowite zwilżanie (A), częściowe zwilżanie (B), brak zwilżania (C)

2. Powierzchnie superhydrofobowe

Jako powierzchnie superhydrofobowe uznaje się takie powierzchnie, na których woda tworzy kąt zwilżania większy niż 150° [11-14], a histereza kąta zwilżania, czyli różnica pomiędzy wstępującym (θ_A) i cofającym (θ_R) kątem zwilżania, wynosi zwykle kilka stopni. Kropelki wody staczają się z takich powierzchni pod bardzo małym kątem, porywając ze sobą zanieczyszczenia, które ewentualnie są na nich obecne (Rys. 4).



Rysunek 4. Schemat samooczyszczania powierzchni

W przyrodzie występują naturalne powierzchnie, które wykazują właściwości superhydrofobowe [12]. Według Neinhuisa i Barthlotta [15] występuje około 200 gatunków roślin wykazujących efekt superhydrofobowy.



Rysunek 5. Hierarchiczna struktura powierzchni o właściwościach superhydrofobowych

Najbardziej znaną rośliną o tego typu właściwościach jest lotos (łac. *Nelumbo nucifera* Gaertn.). Efekt ten można również zaobserwować na liściach ryżu (łac. *Oryza sativa* L.), liściach taro (łac. *Colocasia*), kannie indyjskiej (łac. *Canna generalis* Bailey), trzykrotce purpurowej (łac. *Setcreasea purpurea* Boem), liściach chińskiego arbuza (łac. *Bennicasa hispida* Cogn.), liściach ramii (łac. *Boehmeria iongispica* Steud.) i wielu innych [16]. Zjawisko superhydrofobowości spowodowane jest występowaniem podwójnej szorstkiej struktury na powierzchni liści roślin (Rys. 5) lub wypukłej struktury komórek naskórka czy bardzo gęsto rozmieszczonej trójwymiarowej struktury kryształków wosku. Kształt i rozmiar kryształków, których wymiary wynoszą od 0,5 do 20 μm , jest związany z wilgotnością otoczenia i jest cechą charakterystyczną danego gatunku [17].

Efekt superhydrofobowy jest również dość powszechny w świecie zwierząt [18]. Do najbardziej charakterystycznych gatunków należy zaliczyć nartnika, którego odnóży cechuje podwójna hierarchiczna mikro i nanostruktura [19]. Jego odnóży pokryte są dużą liczbą zorientowanych włosków (mikrostruktura) pokrytych nanorówkami (nanostruktura). Kąt zwilżania wody na odnóżach nartnika wynosi $167,6 \pm 4,4^\circ$.

Dzięki efektowi superhydrofobowemu nartnik potrafi utrzymywać się na powierzchni wody. Innym przykładem tego efektu jest piewik mannik (łac. *Cicada Orni*), w przypadku którego zmierzony na jego skrzydłach kąt zwilżania wody wynosi ponad 150° . Dzięki podwójnej szorstkiej strukturze możliwa staje się minimalizacja kontaktu pomiędzy cząstkami brudu a powierzchnią skrzydeł, co pozwala utrzymać zdolność latania przy najmniejszej z możliwych potrzebnej do tego procesu energii.

W specyficzny sposób efekt superhydrofobowy wykorzystują także żuk pustynny (łac. *Stenocara*) i pająk wodny (łac. *Argyroneta aquatica*). Żuk pustynny występuje w południowej Afryce na pustyniach Namibii, których klimat cechuje się brakiem opadów, silnymi wiatrami, ekstremalnie wysoką temperaturą podczas dnia oraz gęstymi mgłami o poranku. W celu pozyskania wody w tak suchym klimacie żuk rozkłada stwardniałe skrzydełka zewnętrzne, na których woda ulega skropleniu, łączy się w większe kropelki, które staczają się do otworu głębowego owada. Kropelki wody z mgły, które cechuje średnica od 1 do 40 μm [20], mogą z łatwością być pozyskiwane przez owada, ponieważ jego skrzydła zewnętrzne pokryte są nieregularną strukturą wybrzuszeń oddalonych od siebie o 0,5-1,5 mm.

Pająk wodny jest jedynym pajęczakiem spędzającym większość życia pod wodą. Odwłok i odnóży pokryte są hierarchiczną strukturą włosków, dzięki czemu podczas nurkowania może być tam uwięzione powietrze. Na powietrzu ubarwienie pająk przypomina odcień aksamitno-szary, natomiast podczas nurkowania pokryty jest charakterystyczną

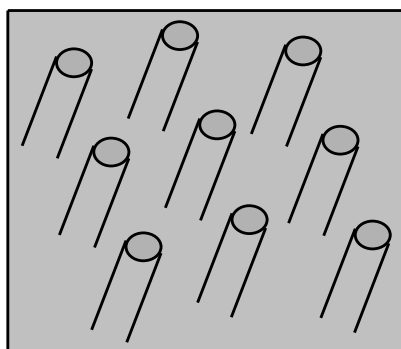
srebrzystą powłoką pochodzącą od powietrza. Zapas powietrza zgromadzony na ciełe umożliwia pająkowi nurkowanie nawet na głębokość do 1 m [21].

2.1. Metody otrzymywania syntetycznych powierzchni superhydrofobowych

Właściwości superhydrofobowe powodują, iż powierzchnie nie są zwilżalne oraz wykazują efekt samooczyszczania. Ponadto powierzchnie superhydrofobowe nie ulegają oblodzeniu, co jest szczególnie istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa ruchu lotniczego, w stosowaniu anten nadawczych, a także w ochronie linii energetycznych. W wyniku burzy lodowej i oblodzenia linii energetycznej w Kanadzie w 1998 r. straty spowodowane zawaleniem się słupów energetycznych, które nie mogły wytrzymać dodatkowego obciążenia, sięgnęły kilku miliardów dolarów [22]. W wielu ośrodkach naukowych prowadzi się obecnie badania mające na celu otrzymanie powierzchni superhydrofobowych, które ze względu na swoje unikalne właściwości mogą być wszechstronnie wykorzystane.

2.1.1. Technika fotolitografii

Technika fotolitografii polega na odwzorowaniu obiektu na materiale światłoczułym SU-8 lub SU-8-100, nałożeniu maski i poddaniu płytki działaniu promieniowania elektromagnetycznego, a następnie chemicznym wytrawieniu obszarów niezasłoniętych maską. Otrzymany materiał jest szorstki, a na jego powierzchni można wyróżnić rząd słupków tworzących uporządkowaną strukturę (Rys. 6). Tą metodą otrzymuje się zdefiniowane powierzchnie, ponieważ całym procesem kieruje program komputerowy. Niemniej jednak ze względu na wysokie koszty i ograniczenia aparaturowe dotyczące rozmiarów otrzymywanych powierzchni metoda ta nie znalazła praktycznego zastosowania.



Rysunek 6. Odwzorowanie z mikroskopu elektronowego typowej powierzchni otrzymanej techniką litograficzną. Na takiej powierzchni wstępujący i cofający kąt zwilżania wynosi około 160°

Na modyfikowanym plazmą krzemie [23] osadzano z roztworów alkoholowych wielowarstwowy film wykonany z polietylenoiminy i nanokryształów celulozy. Otrzymane powierzchnie silanizowano w roztworze 1 mM $n\text{-C}_6\text{F}_{13}\text{CH}_2\text{CH}_2\text{SiCl}_3$ w heptanie. Następnie po 15min silanizacji powierzchnie płukano w wodzie destylowanej.

Na tak otrzymanych powierzchniach zmierzono następnie kąty zwilżania dla heksadekanu, dekanu oraz oleju castrol. Szczególnie interesujące wydają się być wyniki uzyskane dla oleju castrol, zmierzone na modyfikowanych powierzchniach kąty zawierały się w zakresie od 142 do 167°. Efekt taki nazywany jest efektem oleofobowym [24].

Hierarchiczną strukturę powierzchni uzyskali Jung i Bhushan [25] w dwóch krokach litografii oraz samoorganizacji n -hexatrikontanu $\text{C}_{36}\text{H}_{74}$ i wosków roślinnych na szczytach pilarów wytworzonych metodą fotolitografii. Na otrzymanych powierzchniach kąty zwilżania wynosiły powyżej 154°, natomiast największe wartości kątów zwilżania uzyskano dla powierzchni litografowanej pokrytej dodatkowo woskiem z lotosu, które wynosiły nawet 173°.

2.1.2. Utworzenie uporządkowanej warstewki nanorurek

Kolejna metoda otrzymywania powierzchni superhydrofobowych polega na pokryciu powierzchni warstewką nanorurek węglowych. Osadzanie uporządkowanej warstewki nanorurek przeprowadza się za pomocą plazmy techniką PECVD (ang. *a plasma enhanced chemical vapor deposition*) lub HFCVD (ang. *a hot filament chemical vapor deposition*) na teflonie.

Na powierzchniach z osadzoną warstewką nanorurek węglowych kąt zwilżania wody przekracza wartość 160°, jednakże pozostawiona na kilka minut na powierzchni kropelka wnika w „las” nanorurek. Metoda ta wydaje się interesująca, niemniej jednak wymaga dalszych badań [26].

2.1.3. Otrzymywanie warstewek superhydrofobowych metodą zol-żel

Tadanaga i współl. [14] otrzymali superhydrofobowe filmy na podłożu polimerowym w niskich temperaturach metodą zol-żel. Przezroczyste filmy żelu Al_2O_3 o grubości 200 nm nanoszono na podłoża wykonane z politereftalanu etylenu (PET) i polimetakrylanu metylu (PMMA). Grubość i struktura uzyskanego filmu została określona za pomocą skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM).

W przypadku tego typu struktury można zauważyć nierówności o wymiarach od 20 do 50 nm, które powstały po zanurzeniu filmu tlenku glinu w wodzie w temperaturze 60°C.

Struktura filmu jest kwiatopodobna, zbliżona do struktury porowatego filmu żelu Al_2O_3 wygrzewanego w temperaturze 400°C i zanurzonego we wrzącej wodzie [27]. Utworzony film przypomina kratownicę, w której odległości między brzegami wynoszą $0,62\text{ nm}$, co odpowiada strukturze krystalicznej, analogicznej do struktury bemitu $\gamma\text{-AlO(OH)}$. W wyniku obecności warstewek wody w strukturze filmu, odległości te są nieznacznie większe niż odległości pomiędzy płaszczyznami w kryształach idealnego bemitu ($0,61\text{ nm}$). W związku z tym powstała faza jest pseudobemitem. Zmierzone na tego typu powierzchni kąty zwilżania wody zawierają się w zakresie od 110 do 150° . Przygotowane w ten sposób warstewki silnie przylegają do powierzchni i wykazują wysoką odporność na zarysowania.

Inną metodę umożliwiającą otrzymanie warstewek superhydrofobowych z krzemowych aerożeli zaproponował V. Rao [28]. Metylotrimetoksylan rozpuszczony w metanolu był częściowo hydrolizowany w kontrolowanych warunkach pH. Następnie w celu otrzymania alkożeli uzyskane hydrożele poddawano kondensacji w obecności katalizatora, NH_4OH . Alkożele przechowywano w metanolu przez dwa dni i suszono następnie w autoklawie w temperaturze 265°C pod ciśnieniem 10 MPa w celu otrzymania aerożeli.

Kąty zwilżania wody mierzone na tak otrzymanych powierzchniach cechowały się wysoką wartością, zawierającą się w przedziale $159^\circ\text{-}173^\circ$. Wyznaczono także prędkość staczania się kropli pod różnymi kątami nachylenia powierzchni. Prędkość staczania rosła znacząco ze wzrostem kąta nachylenia powierzchni, ale najciekawsze jest to, iż już przy niewielkim kącie nachylenia, wynoszącym zaledwie 5° , kropelki bez trudu staczały się po powierzchni.

2.1.4. Chemiczna modyfikacja powierzchni polimeru

W celu uzyskania porowatej struktury polipropylenu poddaje się go procesowi żelowania. W tym celu propylen rozpuszcza się w *o*-ksylenie i dodaje odczynnika strącającego, zwykle acetonu lub ketonu etylowo-metylowego, a następnie przygotowaną mieszaninę ochładza się. Dodatek odczynnika strącającego powoduje powstanie porowatych agregatów o średnicy od 10 do $50\text{ }\mu\text{m}$, których promień zmniejsza się wraz z obniżeniem temperatury krystalizacji. W wyniku tego procesu powstają chropowate powierzchnie o niskiej wartości energii powierzchniowej.

Erbil i współl. [29] zmodyfikowali ten proces, wykorzystując opisaną metodę do pokrywania podłoża z zawiesiny cząstek polipropylenu o średnicy rzędu kilku nanometrów

w roztworze polimeru (polimetakrylan metylu) w lotnym rozpuszczalniku (chloroform). W ten sposób otrzymali homogeniczne porowate filmy o strukturze żelopodobnej, na których woda tworzyła kąt zwilżania o wartości ok. 155° . Jako rozpuszczalnik został wykorzystany tu *p*-ksylen i sproszkowany izotaktyczny polipropylen (i-PP). Jako czynnik strącający zastosowano etylometyloketon, cykloheksanon oraz alkohol izopropylowy. Pokrycie podłoża warstwą polimeru uzyskano przez naniesienie kilku kropel roztworu polimeru na szkiełko mikroskopowe i obniżenie temperatury z 130° do 70°C . Wykonane przy użyciu mikroskopu elektronowego zdjęcia wykazały, że porowata struktura utworzona została z połączonych w sieć kryształitów polipropylenu o różnej wielkości. Strukturę otrzymanej w ten sposób powierzchni można porównać do gniazda ptaka wykonanego z rozgałęzionych i splecionych patyków lub gąbki.

Zwiększając początkowe stężenie polimeru z 10 do 40 mg/cm^3 otrzymano grubsze warstwy i bardziej szorstkie powierzchnie. Ponadto zaobserwowano wzrost wartości kątów zwilżania z 123° do 149° . Niestety warstewki okazały się być niehomogeniczne i spękanе. Z kolei suszenie powierzchni w niższych temperaturach spowodowało wzrost niejednorodności i wielkości porów oraz szorstkości powierzchniowych, prowadząc tym samym do wzrostu wartości kątów zwilżania od 138° do 155° .

Zmieszanie *p*-ksylenu z odczynnikiem strącającym doprowadziło do powstania jednorodnych warstw na szkiełkach mikroskopowych. Spośród przebadanych odczynników strącających keton etylowo-metylowy generuje najlepszą homogeniczność i największy kąt zwilżania wody 160° . Jego wysoki polarny parametr rozpuszczalności powoduje silniejsze oddziaływania z grupami hydroksylowymi szklanego podłoża i lepsze pokrycie roztworem polipropylenu. Na takiej superhydrofobowej powierzchni, ułamek powietrza w porach w zetknięciu z kroplą wody jest większy, co powoduje zwiększenie kąta zwilżania wody z 149° do 160° .

Dodatek odczynnika strącającego jest przyczyną występowania trzech efektów: prowadzi do oddzielenia dwóch makroskopowych faz: jednej bogatej a drugiej ubogiej w polimer, zwiększa szybkość zarodkowania oraz podnosi zwilżalność roztworu polimeru na szkle, co jest wynikiem obecności grup OH na jego powierzchni. Ponadto, istnieje możliwość tworzenia superhydrofobowej warstwy polipropylenowej o dużej gęstości na folii aluminiowej, stali nierdzewnej oraz teflonie. Jednakże otrzymane na szkle warstewki nie ulegają zniszczeniu nawet podczas konfliktu z zimną lub wrzącą wodą czy z heptanem.

2.1.5. Elektronapylanie polimerów

W celu uzyskania powierzchni superhydrofobowych Burkarter i współ. [30] wykorzystali aparaturę do elektronapylania wyposażoną w mikroigłę, podłączoną do zasilacza wysokiego napięcia (5–20kV) i umocowaną w mikrostrzykawce. Naprzeciwko igły zamocowana jest uziemiona płytką z materiału przewodzącego ładunki elektryczne. W strzykawce znajduje się roztwór polimeru, który jest wyciskany przy pomocy pompki, w wyniku czego na końcu igły tworzy się kropelka cieczy. Pod wpływem przyłożonego do igły napięcia polimerowy roztwór opuszcza igłę w postaci cienkiego strumienia. Jeśli siła kohezji działająca między cząsteczkami roztworu jest wystarczająco duża, to strumień cieczy jest nieprzerwany i wytwarzane są włókienka. Metodę tę wykorzystano [30] do pokrywania powierzchni ciał stałych teflonem, dostępnym w handlu pod nazwą Teflon® PTFE 30. Na podstawie analizy obrazów uzyskanych przy zastosowaniu skaningowego mikroskopu elektronowego zaobserwowano skupiska cząstek teflonu o wymiarach mikro- oraz nanometrów przypominające kształtem kwiat kalafiora.

Kąt zwilżania kropelki wody osadzonej na powierzchni PTFE wynosi 167° i jest wyższy od kąta, jaki uzyskano wykorzystując metodę elektronapylania PTFE.

Inną metodę opartą na elektroosadzaniu opracowali Lee i współ. [31]. Polega ona na katodowym osadzaniu ZnO z wodnego roztworu $0,5\text{M Zn(SO}_4\text{)}\cdot 7\text{H}_2\text{O}$ na przezroczyste przewodzące szkło indowo-cynowe (ITO). Proces elektroosadzania prowadzono w elektrochemicznej celi przez 5, 10, 30 i 60 sekund. Następnie przez godzinę w temperaturze 550°C prowadzono termiczne utlenianie. 3% wodny roztwór kopolimeru perfluoroalkilometakrylowego nanoszono następnie metodą *spin coating*. Dokładnej analizie poddano powierzchnie otrzymane po 10 i 60s w celi elektrochemicznej. Kąty zwilżania $3\mu\text{l}$ kropelek wody mierzono w temperaturze 25°C zrzucając je z wysokości 5 cm ze specjalnej strzykawki. Cały proces był filmowany, a do pomiaru wybierano klatkę ze stabilnym kątem zwilżania. Otrzymane kąty zwilżania wynosiły odpowiednio $142,3^\circ \pm 2,0$ do $167,9^\circ \pm 2,2$.

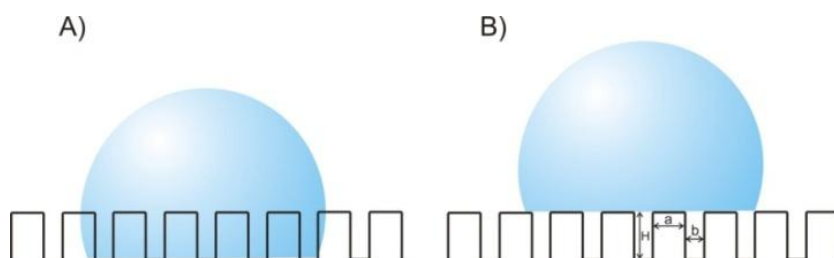
Omówiony przegląd stosowanych technik otrzymywania powierzchni superhydrofobowych nie wyczerpuje wszystkich stosowanych metod. Opisane zostały najbardziej obiecujące i interesujące zdaniem autora sposoby otrzymywania powierzchni superhydrofobowych.

2.2. Teoretyczne modele opisu powierzchni superhydrofobowych

Pomiarami kątów zwilżania na powierzchniach chropowatych, do których należą powierzchnie superhydrofobowe, zajmował się już w 1939 roku Wenzel [32,33]. Przedstawił on równanie 2, z którego można wyznaczyć wstępujący kąt zwilżania dla kropli zwilżającej „rowki” chropowatej powierzchni ciała stałego (Rys. 7A):

$$\cos \theta_w = r \cos \theta \quad (2)$$

$$r = (a+b)^2 + \frac{4aH}{(a+b)^2} \quad (3)$$



Rysunek 7. Schematyczny rysunek typowej powierzchni chropowatej A) kropla w stanie Wenzla, B) kropla w stanie Cassie Baxtera

Natomiast badania Cassie i Baxtera z 1944 roku [34] skupiły się na pozornym kącie zwilżania kropelki umiejscowionej na „wierzchołkach” nierówności powierzchni ciała stałego (Rys. 7B).

Wyprowadzili oni następującą zależność:

$$\cos \theta_{CB} = r_f f \cos \theta + f - 1 \quad (4)$$

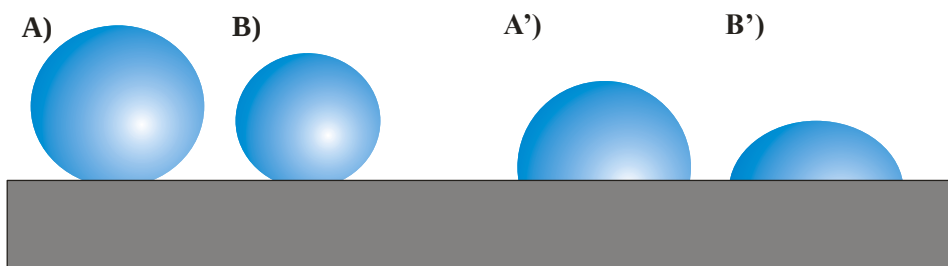
Jeżeli $f=1$, wówczas $r_f=r$ i równanie Cassie Baxtera (4) przyjmuje postać równania Wenzla (2).

Jeżeli na powierzchni znajdują się różne obszary, na których kąt zwilżania przyjmuje różne wartości, to równanie (4) można zapisać:

$$\begin{aligned} \cos \theta_{CB} &= f_1 \cos \theta_1 + f_2 \cos \theta_2 \\ f_1 + f_2 &= 1 \end{aligned} \quad (5)$$

Na podstawie przeprowadzonych badań wartości wstępujących i cofających kątów zwilżania okazało się, iż różnica kątów obliczona na podstawie wzoru Cassie-Baxtera wykazuje mniejszą histerezę kąta zwilżania w porównaniu z obliczeniami opartymi na równaniu Wenzla [35].

Zaprezentowane modele zostały dokładnie przeanalizowane przez Johnsona i Dettre [36]. Podstawową różnicą pomiędzy modelami okazała się wartość histerezy kąta zwilżania danej powierzchni. Mierzyli oni wstępujący i cofający kąt zwilżania na powierzchniach o zróżnicowanym stopniu szorstkości. Dla małej szorstkości powierzchni obserwowana histereza kąta zwilżania jest w stanie osiągnąć wartość 100° (stan Wenzla). Zaczynając od pewnej szorstkości powierzchni (nieokreślonej w ich eksperymencie) histereza staje się prawie zerowa w wyniku formowania się powietrznych kieszeni pod kropelką, a wartość cofającego kąta zwilżania zbliża się do wartości wstępującego kąta zwilżania. Inne eksperymenty pokazują także, że w przypadku mechanizmu Cassie-Baxtera może tworzyć się większy kąt zwilżania niż w przypadku mechanizmu Wenzla, co pokazuje rysunek 8.



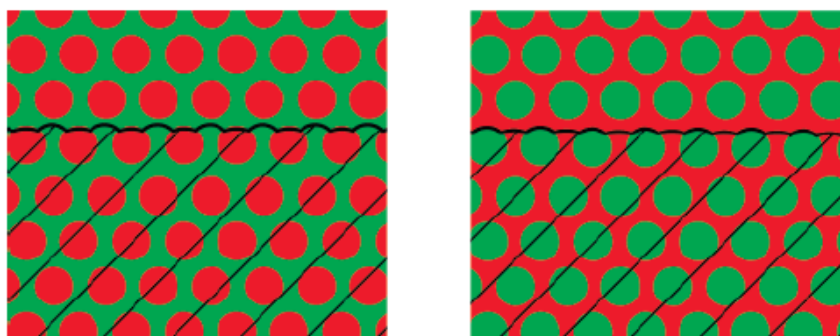
Rysunek 8. Obrazy kropelek wody: A) zwilżanie Cassie Baxtera, A') zwilżanie Cassie Baxtera po częściowym odparowaniu wody, B) zwilżanie Wenzla, B') zwilżanie Wenzla po częściowym odparowaniu cieczy

Kropla po lewej stronie (Rys. 8A) obrazuje zwilżanie zgodnie z modelem Cassie-Baxtera, natomiast kropla po prawej (Rys. 8B) przedstawia model zwilżania Wenzla. Po częściowym odparowaniu wody z kropli, obserwowany kąt zwilżania, będący w rzeczywistości cofającym kątem zwilżania, jest zbliżony do wstępującego (Rys. 8A'), podczas gdy kropla (Rys. 8B') jest „uwięziona” na hydrofilowej powierzchni i posiada wyraźnie mniejszy cofający niż wstępujący kąt zwilżania.

Gao i Mc Carthy [37] przeprowadzili badania dotyczące przewidywania kąta zwilżania na szorstkich powierzchniach z wykorzystaniem równania Wenzla i Cassie-Baxtera. Przeprowadzone badania podzielono na trzy części. W pierwszej wykorzystano polerowane płytki krzemowe, które silanizowano heptadekafluoro-1,1,2,2-tetrahydrodecylo-

dimetylochlorosilanem (PFA-(Me)₂SiCl). W pierwszym przypadku na powierzchnię rozpylano NaOH w kontrolowanych warunkach. Wodorotlenek hydrolizował powierzchnię monowarstwy formując hydrofilowe plamki, których średnica wynosiła od 1 do 2 mm. Na tak przygotowanych powierzchniach f_1 wynosił od 1 do 0,33, natomiast f_2 zawierał się w zakresie 0-0,67. Błąd pomiarowy pomiędzy kątem zwilżania wody obliczonym a zmierzonym wynosił około 30°, a kąty uzyskane doświadczalnie miały zawsze większą wartość. Dalsza część eksperymentu polegała na przygotowaniu powierzchni płytek krzemowych techniką fotolitografii. Parametry uzyskanych powierzchni wynosiły $f_1 = 1$ do 0,79; $f_2 = 0$ do 0,24. Po przeprowadzeniu eksperymentów na dokładnie scharakteryzowanych powierzchniach, autorzy doszli do wniosków, iż nie należy jednoznacznie przekreślać słuszności równań. W założeniach Wenzla i Cassie-Baxtera [32-34] zostało przyjęte, iż za kąt zwilżania odpowiada powierzchnia kontaktu i swobodna energia międzyfazowa. Natomiast zdaniem Gao i Mc Carthy-ego [37] zwilżalność jest funkcją wielu energii aktywacji związanych z przechodzeniem linii kontaktu kropli z jednego stanu metastabilnego do drugiego podczas formowania kąta zwilżania. Równanie Cassie-Baxtera jest spełnione tylko dla prostych energetycznie powierzchni, gdzie występują jedynie podstawowe stany energetyczne. Przykładem tego rodzaju powierzchni jest monokryształ krzemu.

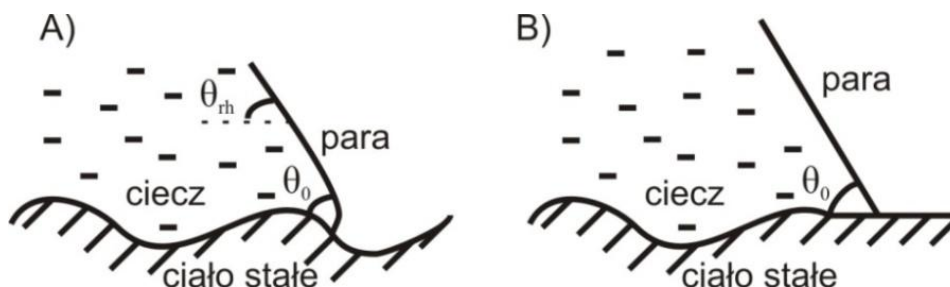
Panchagnula i Vedantam [38] zarzucili Gao i Mc Carthy’emu niewłaściwy dobór powierzchni do przeprowadzonych badań oraz brak możliwości przewidywania zachowania linii trójfazowego kontaktu. Gao i Mc Carthy zaprezentowali w pracy [39] przewidywaną linię kontaktu kropelki wody z powierzchnią przedstawioną na rysunku 9.



Rysunek 9. Przewidywana linia kontaktu wody z powierzchniami opisywanymi w [37], czerwone obszary są bardziej hydrofobowe niż zielone

Z kolei McHale [40] dowodzi, że zarówno wartości f jak i parametr szorstkości r z równania Wenzla powinny być stosowane do globalnej charakterystyki powierzchni i nie powinny być wprost porównywane ze zmierzonymi kątami zwilżania. Ponadto, w założeniach

stosowalności obu teorii nie zakładano użycia poszczególnych stanów metastabilnych, czyli lokalnych form obu równań do wyznaczania kątów zwilżania wzdłuż linii trójfazowego kontaktu (Rys. 10).



Rysunek 10. A) Kąt zwilżania mierzony na szorstkich powierzchniach, B) uśredniony kąt zwilżania, który otrzymuje się z obliczeń stosując równanie Wenzla lub Cassie Baxtera

Nosonovsky [41] odnosząc się do pracy Gao i Mc Carthy-ego stwierdził, że w ich eksperymencie pod kroplą $r > 1$, ale w punkcie trójfazowego kontaktu $r = 1$. Różnica ta spowodowana jest rozpatrywaniem szorstkości tylko w dwóch wymiarach. Kąt zwilżania liczony z równania 2, 4, 5 jest wynikiem matematycznego uśrednienia lokalnych kątów zwilżania wzdłuż linii trójfazowego kontaktu, w wyniku czego szorstkość powierzchni wpływa w małym stopniu na kształt linii trójfazowego kontaktu.

Pomimo, iż Gao i Mc Carthy [37] użyli do pomiaru kątów zwilżania dobrze scharakteryzowanych geometrycznie powierzchni, to otrzymane wyniki są średnią jedynie z 5 do 10 pomiarów. Taka ilość pomiarów jest spowodowana techniką otrzymania powierzchni, w której otrzymuje się płytki o niewielkich rozmiarach. Zastanawiające jest to, że autorzy ci nie podają objętości kropelek wody użytej do pomiarów ani odchylenia standardowego uzyskanych wyników. Najmniejszy zespół statystyczny, z którego wyznacza się średnią w badaniach naukowych tego typu to 20 pomiarów, zatem wyniki zaprezentowane przez autorów liczone są ze znacznie mniejszej ilości pomiarów. Jeżeli nawet technika otrzymywania powierzchni nie pozwala na otrzymanie powierzchni, które spełniają warunki statystyczne, to powinno się otrzymać kilka takich samych powierzchni. Ponadto, trudno nie zgodzić się z Nosonovskym, iż założeniem zarówno Wenzla jak i Cassie-Baxtera był globalny opis powierzchni.

3. Modyfikacja powierzchni plazmą

Za najbardziej uniwersalną metodę modyfikacji powierzchni można uznać modyfikację plazmową. Pozwala ona na zastosowanie szerokiej gamy gazów plazmujących,

takich jak: argon, tlen, azot, fluor, dwutlenek węgla lub woda i w zależności od parametrów procesu umożliwia otrzymanie powierzchni o bardzo urozmaiconych właściwościach [42].

Plazma nazywana jest czwartym stanem skupienia i jest opisywana jako częściowo zjonizowany gaz, który zawiera dodatnio i ujemnie naładowane cząstki. Do podstawowych zastosowań modyfikacji powierzchni plazmą należy: czyszczenie, powlekanie, wytrawianie oraz aktywacja powierzchni. Aktywacja powierzchni plazmą umożliwia wprowadzenie na powierzchnię odpowiednich grup funkcyjnych mogących oddziaływać specyficznie z innymi grupami, zmianę energii powierzchniowej, a także zmianę hydrofilowości bądź hydrofobowości modyfikowanego materiału. Reakcje powierzchniowe zachodzą pomiędzy cząstkami tworzącymi plazmę oraz cząstkami znajdującymi się na powierzchni modyfikowanego materiału. Reakcje te mogą również zachodzić pomiędzy poszczególnymi cząstkami występującymi na powierzchni, prowadząc tym samym do formowania grup funkcyjnych oraz wzrostu usieciowania powierzchni [43]. Na rysunku 11 zaprezentowano schemat aktywacji powierzchni szkła przy wykorzystaniu techniki plazmowej.



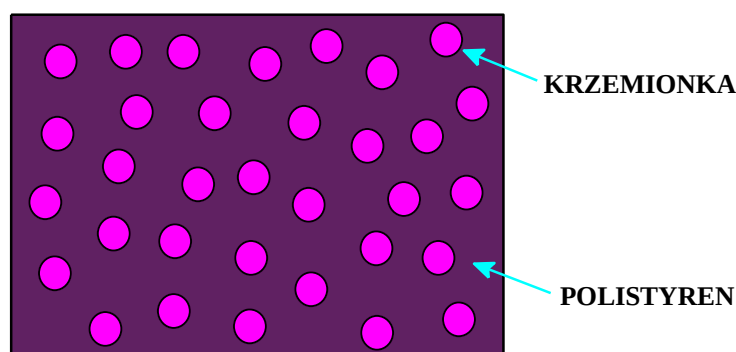
Rysunek 11. Aktywacja powierzchni szkła przy wykorzystaniu techniki plazmowej

4. Materiały i metody

Celem przeprowadzonych badań było otrzymanie kompozytowych warstewek superhydrofobowych, które potencjalnie mogłyby zostać użyte jako nowoczesne powłoki zabezpieczające kolektory słoneczne.

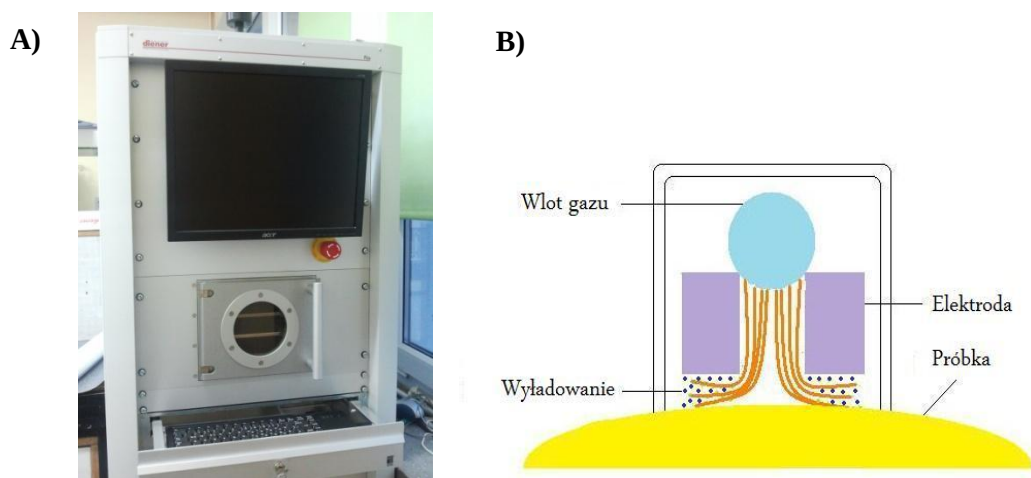
Przeprowadzono badania wpływu plazmy powietrznej na adhezję warstewek polimerowych osadzanych na szkłe, domieszkowanych koloidalną krzemionką, której powierzchnię wcześniej modyfikowano silanem w celu uzyskania powierzchni o właściwościach superhydrofobowych.

Na wstępie polistyren (PS) (Organika S.A., Sarzyna, Polska) rozpuszczano w chloroformie (POCH S.A., Polska) i dodawano krzemionkę pokrytą w różnym stopniu silanem (θ od 0,14 do 1) do uzyskania warstewki hydrofobowej o szorstkości o wymiarach nano- i mikrometrów. Struktura otrzymywanych warstewek została zaprezentowana na rysunku 12.



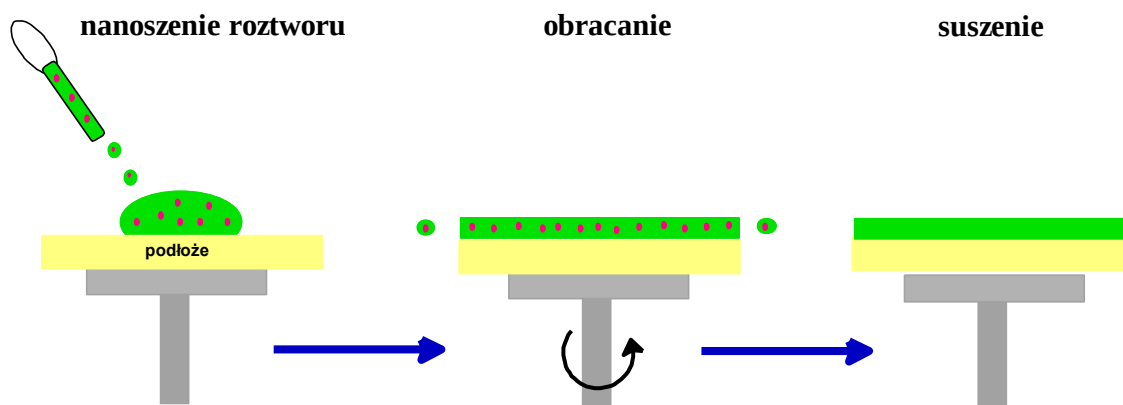
Rysunek 12. Schemat struktury warstewek PS/modyfikowana krzemionka

Następnie powierzchnię szkła aktywowano niskociśnieniową plazmą powietrzną o mocy 160V (400V max) stosując aparat Pico (Diener Electronic, Niemcy). W tym celu płytki umieszczano na półce wewnątrz komory. Proces aktywacji powierzchni plazmą prowadzono w czasie 25 s pod ciśnieniem 0,2 mbara przy jednoczesnym przepływie gazu 22 sccm (cm^3/min). Schemat modyfikacji powierzchni przy zastosowaniu plazmy zaprezentowano na rysunku 13. W celu usunięcia produktów gazowych z komory przepuszczono powietrze i wyrównywano ciśnienie do ciśnienia atmosferycznego, umożliwiając tym samym otwarcie komory pomiarowej.



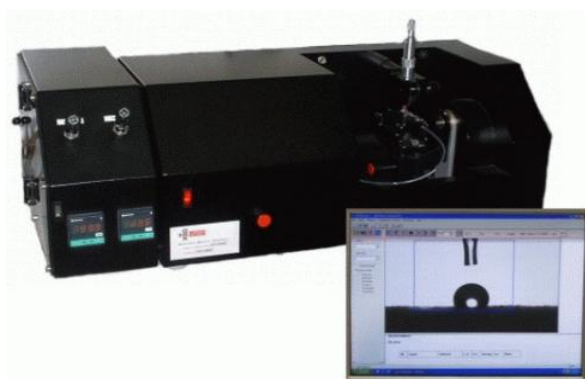
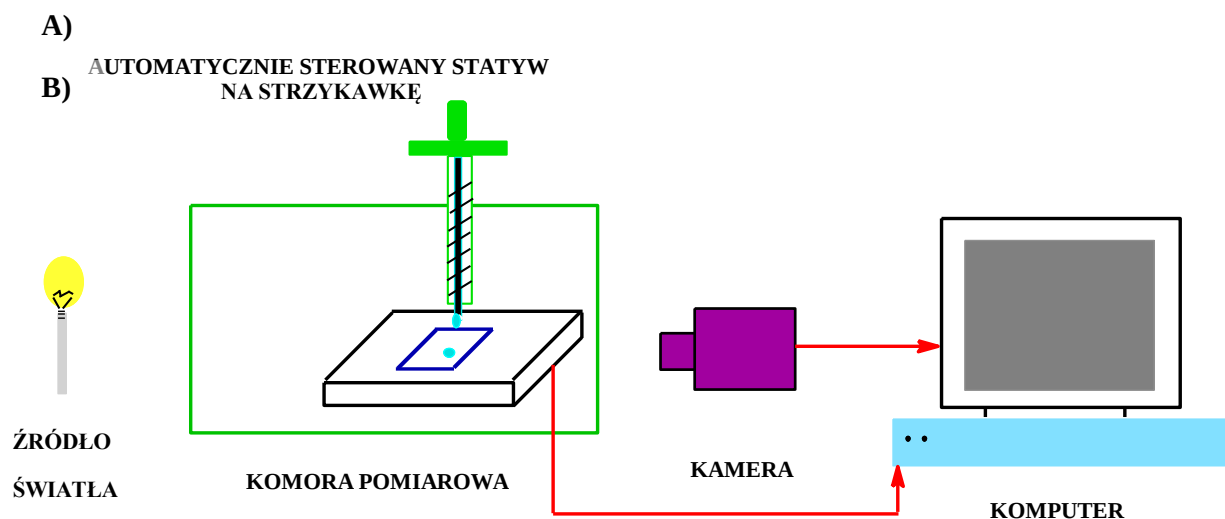
Rysunek 13. Aparatura do modyfikacji powierzchni plazmą (A), schemat wzbudzania plazmy wokół elektrody w komorze próżniowej (B)

Przygotowaną zawiesinę PS/modyfikowana krzemionka nanoszono następnie techniką *spin-coating* na aktywowane plazmą płytki szklane. Podstawowe zasady nanoszenia filmów polimerowych przy zastosowaniu techniki *spin-coating* przedstawiono na rysunku 14.



Rysunek 14. Schemat osadzania filmu przy zastosowaniu techniki *spin-coating*

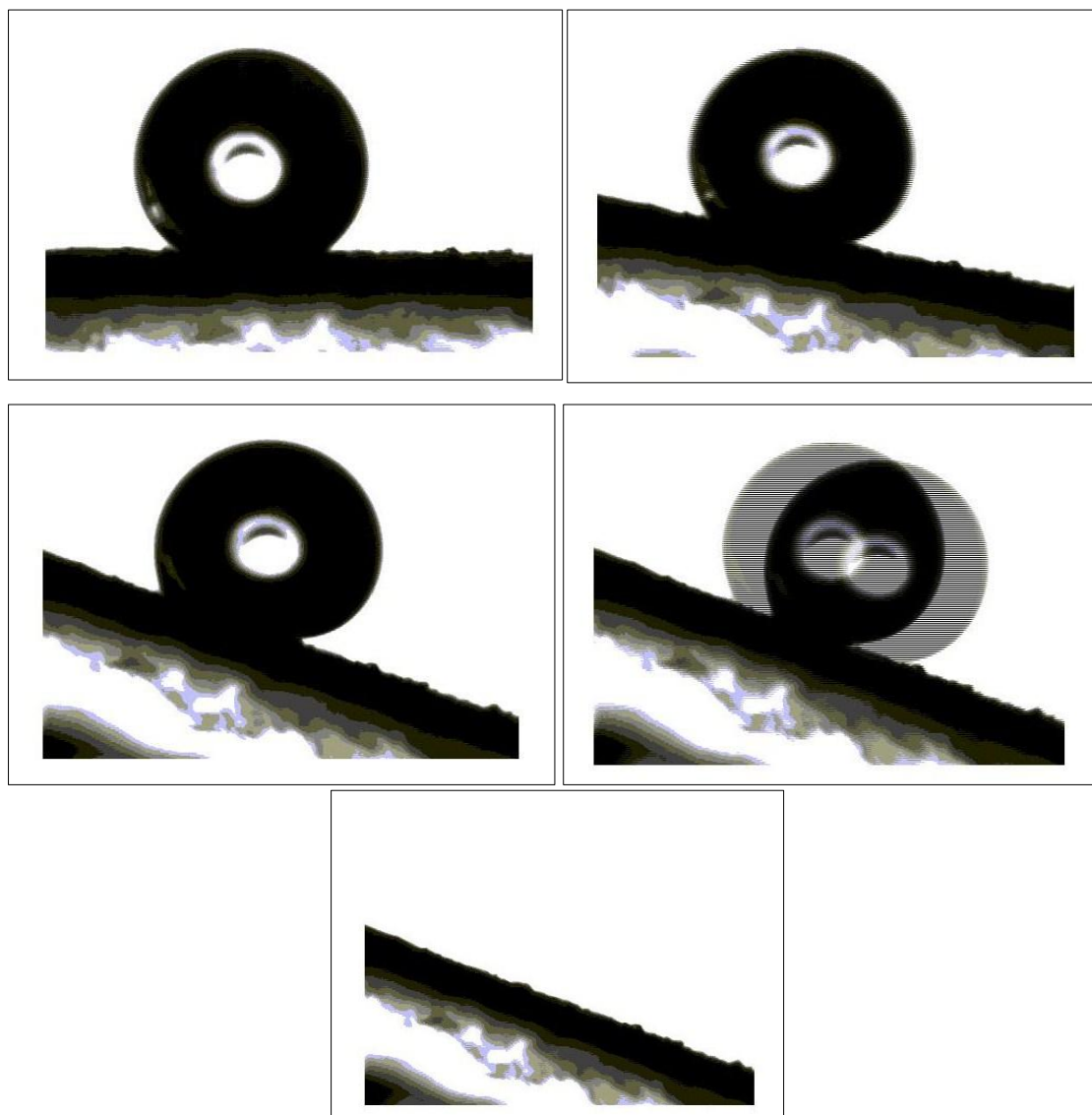
W kolejnym etapie zbadano właściwości zwilżające uzyskanych układów. W tym celu przeprowadzono pomiary wstępujących i cofających kątów zwilżania wody metodą nachylonej płytki przy użyciu aparatu GBX (Francja, 2004) (Rys. 15).



Rysunek 15. Schemat pomiaru kątów zwilżania (A), aparatura do pomiaru kątów zwilżania, GBX (B)

Metodą nachylonej płytki mierzy się kąty na powierzchni nachylonej względem osi optycznej tak, że ciecz gromadzi się na jednym brzegu kropli i cofa na drugim. Kropelkę umieszczono na płycie w komorze pomiarowej przed kamerą aparatu GBX, po czym przy pomocy stolika przechyleno ją o odpowiedni kąt, filmując całość procesu. Następnie wybierano klatkę filmu, w której kropelka jest najbardziej zdeformowana, ale jeszcze nie zsuwa się z powierzchni i mierzono wartość wstępującego i cofającego kąta zwilżania. Rysunek 16 przedstawia etapy pomiaru kątów zwilżania wody na powierzchni superhydrofobowej metodą nachylonej płytki.

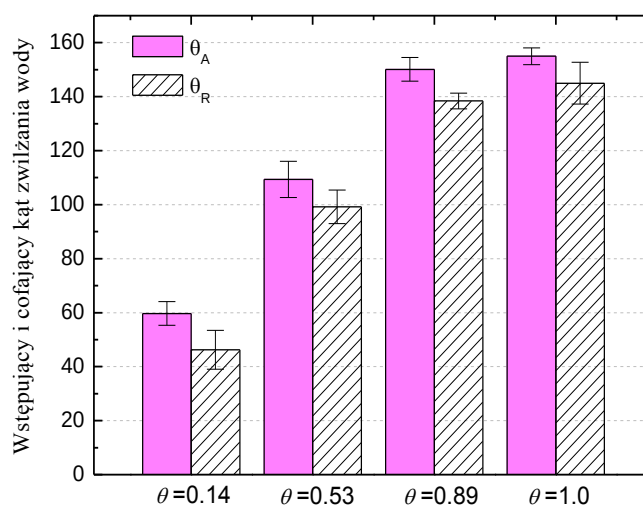
Ponadto, określono topografię powierzchni wybranych warstewek stosując profilometr optyczny (Contour GT, Veeco).



Rysunek 16. Schemat pomiaru kątów zwilżania wody na powierzchni superhydrofobowej metodą nachylonej płytki

5. Wyniki badań i dyskusja

Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że aktywacja powierzchni szkła plazmą powietrzną znacząco wpływa na wzrost właściwości hydrofilowych szkła, a tym samym na lepszą adhezję warstewek polimer/wypełniacz. Podobnie jak Homola i in. [44], dzięki aktywacji powierzchni szkła plazmą uzyskano około 6-krotne obniżenie wstępującego kąta zwilżania w porównaniu do jego wartości zmierzonej na powierzchni niemodyfikowanej. Najlepsze właściwości superhydrofobowe uzyskano dla powierzchni warstewek szkło/polimer + modyfikowana krzemionka pokryta silanem w 89 i 100%. Na tych powierzchniach wstępujący kąt zwilżania wody wynosił odpowiednio 150,1 i 156,9° (Rys. 17). Dodatkowo, obniżeniu stopnia pokrycia koloidalnej krzemionki towarzyszy obniżenie wartości kąta zwilżania wody, dlatego też w przypadku układu zawierającego krzemionkę o $\theta=14\%$ otrzymano powierzchnię hydrofilową, natomiast dla stopnia pokrycia krzemionki wynoszącego odpowiednio 53% - powierzchnię o właściwościach hydrofobowych.

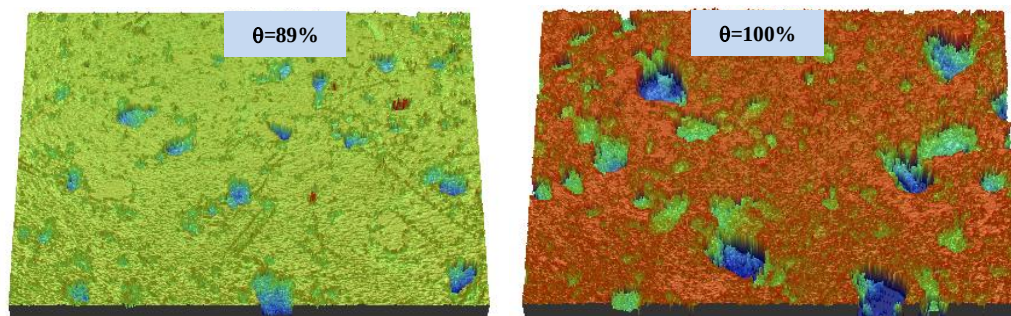


Rysunek 17. Wstępujące (θ_A) i cofające (θ_R) kąty zwilżania wody zmierzone na filmie polistyrenowym pokrytym modyfikowaną krzemionką

Analizując obrazy szorstkości powierzchni (Rys. 18) uzyskane przy zastosowaniu profilometru optycznego obserwuje się, iż szorstkość powierzchni superhydrofobowych osadzonych na szkłe jest tym większa im wyższa wartość kąta zwilżania wody i im większy stopień pokrycia koloidalnej krzemionki silanem, na co wskazuje podany w tabeli 1 parametr średniej szorstkości powierzchni (R_a), który wynosi odpowiednio 300 nm dla powierzchni o 89% pokryciu krzemionki silanem oraz 1,03 μm dla 100% pokrycia krzemionki.

Tabela 1. Parametr średniej szorstkości powierzchni (R_a) warstwek superhydrofobowych o stopniu pokrycia (θ) krzemionki silanem wynoszącym 89 i 100%

θ [%]	R_a [nm]
89	300
100	1030



Rysunek 18. Obrazy 3D powierzchni filmów polimerowym pokrytych modyfikowaną krzemionką ($\theta=89$ i $\theta=100\%$)

Co więcej, powierzchnia o wysokiej szorstkości wykazuje hierarchiczną strukturę powierzchni, szczególnie widoczną dla powierzchni o 100% stopniu pokrycia krzemionki silanem.

6. Podsumowanie

W wyniku przeprowadzonych badań uzyskano układy, na powierzchni których średni zmierzony kąt zwilżania wody wynosił powyżej 150° , zatem zgodnie z definicją otrzymano układy o właściwościach superhydrofobowych. Aktywacja powierzchni szkła plazmą powietrzną znacząco wpływa na wzrost właściwości hydrofilowych szkła, a tym samym na lepszą adhezję warstwek polimer/krzemionka. Dodatkowo, uzyskane układy cechuje duża szorstkość powierzchni, co w efekcie prowadzi do staczania pod bardzo małym kątem kropelek wody porywających ze sobą zanieczyszczenia, a dobra powtarzalność w preparacji tego typu układów może stanowić przesłankę do zastosowań praktycznych.

Literatura

1. Hensch G., Mös A., Deubener J., Höland M.: *Thermal resistance of nanoporous antireflective coatings on silica glass for solar tower receivers*. Solar Energy Mat. and Solar Cells 94 (2010) 2191–96.
2. Surkin R. R., Bondareva L. N., Gerancheva O. E., Temnyakova N. V.: *Glass with modified titanium coatings*. Glass and Ceramics: 65 (2008) 11 – 12.
3. Nocuń M.: *Powłoki funkcyjne na szkle - rodzaje, właściwości, perspektywy rozwoju*. Świat szkła 5 (2010) 6-9.
4. Stepanov A. L., Popok V. N., Hole D. E.: *Formation of metallic nanoparticles in silicate glass through ion implantation*. Glass Physics and Chem. 28 (2002) 90–95.
5. Boczkowska A., Kapuściński J., Puciłowski K., Wojciechowski S.: *Kompozyty*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa (2000).
6. Nair P. K., Nair M. T. S., Fernandez A., Ocampo M.: *Prospects of chemically deposited metal chalcogenide thin films for solar control applications*. J. Phys. D: Appl. Phys. 22 (1989) 829-36.
7. Drelich J., Chibowski E., Meng D. D., Terpilowski K.: *Hydrophilic and superhydrophilic surfaces and materials*. Soft Matter 7 (2011) 9804-28.
8. Callies M., Quéré D.: *On water repellency*. Soft Matter 7 (2005) 55-61.
9. Hołysz L.: *Kąt zwilżania i jego interpretacja*. Wykład Monograficzny, Lublin, <http://katedrachf.umcs.lublin.pl>
10. McCarthy S.A.: *Dynamic contact angle analysis and its application to paste PVC product*. Polimery 43 (1998) 314.
11. Nakajima A., Hashimoto K., Watanabe T.: *Recent studies of superhydrophobic films*. Monatshefte für Chemie 132 (2001) 31.
12. Guo Z., Liu W.: *Biomimic from the superhydrophobic plant leaves in nature: binary structure and unitary structure*. Plant Sci. 172 (2007) 1103.
13. Cui G., Xu W., Zhou X., Cui X., Jiang L., Zhu D.: *Rose-like superhydrophobic surface based on conducting dmit salt*. Colloid and Surf. A 272 (2006) 63.
14. Tadanaga K., Kitamuro K., Matsuda A., Minami T.: *Formation of superhydrophobic alumina coating films with high transparency on polymer substrates by the sol-gel method*. J. of Sol-Gel Sci. and Technol. 26 (2003) 705.
15. Neinhuis C., Barthlott W.: *Characterization and distribution of water-repellent, self-cleaning plant surfaces*, Ann. Bot. 79 (1997) 667.

16. Koch K., Bhushan B., Barthlott W.: *Multifunctional surface structures of plants: An inspiration for biomimetics*. Progress In Mat. Sci. 54 (2009) 137.
17. Barthlott W., Neinhuis C.: *Purity of sacred lotus, or escape from contamination in biological surfaces*. Planta 202 (1997) 1.
18. Lee W., Jin M. K., Yoo W. C., Lee J. K.: *Nanostructuring of a polymeric substrate with well-defined nanometer-scale topography and tailored surface wettability*. Langmuir 20 (2004) 7665.
19. Gao X. F., Jiang L.: *Biophysics: water-repellent legs of water striders*. Nature 36 (2004) 432.
20. <http://www.unep.or.jp/ietc/publications/techpublications/techpub-8a/fog.asp>.
21. Schütz D., Taborsky M.: *Adaptations to an aquatic life may be responsible for the reversed sexual size dimorphism In the water spider, Argyroneta aquatic*. Evolut. Ecology Res. 5 (2003) 105.
22. Sarkar D. K., Farzaneh M.: *Superhydrophobic coatings with reduced ice adhesion*. J. of Adhesion Sci. and Technol. 23 (2009) 1215.
23. Aulin C., Yun S. H., Wagberg L., Lindstrom T.: *Design of highly oleophobic cellulose surfaces from structured silicon templates*. Appl. Mat. and Interf. 1 (2009) 2443.
24. Kiuru M., Alakoski E.: *Low sliding angles in hydrophobic and oleophobic coatings prepared with plasma discharge method*. Materials Letters 58 (2004) 2213.
25. Jung Y. C., Bhushan B.: *Dynamic effects induced transition of droplets on biomimetic superhydrophobic surfaces*. Langmuir 25 (2009) 9208.
26. Lau K. K. S., Bico J., Teo K. B. K., Chhowalla M., Amaratunga G. A. J., Milne W. I., McKinley G. H., Gleason K. K.: *Superhydrophobic carbon nanotube forests*. Nano Letters 3 (2003) 1701.
27. Tadanaga K., Kitamuro K., Matsuda A., Minami T.: *Formation of superhydrophobic alumina coating films with high transparency on polymer substrates by the sol-gel method*. J. of Sol-Gel Sci. and Technol. 26 (2003) 705-08.
28. Rao A. V.: *Synthesis and applications of superhydrophobic silica aerogels*. Fifth International Conference on Mathematical Modeling and Komputer simulation of Material Technologies MMT-2008, Ariel University, Izrael 5 (2008) 5-6.
29. Erbil H.Y., Demirel A. L., Avci Y., Mert O.: *Transformation of a simple plastic into a superhydrophobic surface*. Sci. 299 (2003) 1377.
30. Burkarter E., Saul C.K., Thomazi F., Cruz N.C., Roman L.S., Schreiner W.H.: *Superhydrophobic electrosprayed PTFE*. Surf. and Coat. Technol. 202 (2007) 194.

31. Lee T. C., Wang W. J., Han T. Y.: *Preparation of a superhydrophobic zno film on ito glass via electrodeposition followed by oxidation. Effect of the deposition time.* J. of Adhesion Sci. and Technol. 23 (2009) 1799.
32. Wenzel R.N.: *Resistance of solid surfaces to wetting by water.* Ind. Eng. Chem. 28 (1939) 988.
33. Wenzel R. N.: *Surface roughness and contact angle.* J. Phys. Colloid Chem. 53 (1949) 1466.
34. Cassie A.B.D., Baxter S.: *Wettability of porous surfaces.* Trans. Faraday Soc. 40 (1944) 546.
35. He B., Lee J., Patankar N. A.: *Contact angle hysteresis on rough hydrophobic surfaces.* Colloids and Surf. A. 248 (2004) 101.
36. Johnson R. E., Dettre R. H.: *Contact angle, wettability and adhesion.* Adv. Chem. Ser. 43 (1964) 112.
37. Gao L., Mc Carthy T.: *How Wenzel and Cassie were wrong.* Langmuir 23 (2007) 3762.
38. Panchagnula M. V., Vedantam S.: *Comment on how Wenzel and Cassie were wrong by Gao and McCarthy.* Langmuir 23 (2007) 13242.
39. Gao L., Mc Carthy T.: *Reply to comment on how Wenzel and Cassie were wrong by Gao and McCarthy.* Langmuir 23 (2007) 13243.
40. McHale G.: *Cassie and Wenzel: Were they really so wrong?.* Langmuir 23 (2007) 8200.
41. Nosonovsky M.: *On the range of applicability of the Wenzel and Cassie equations.* Langmuir 23 (2007) 9919.
42. Luthon F., Clément F.: *Macroscopic quality measurement of plasma treated polystyrene through computer vision.* Int. Conf. on Automation, Quality & Testing, Robotics 06, Cluj-Napoca (2006).
43. Yasuda H.K., Yeh Y.S., Fusselman S.: *A growth mechanism for the vacuum deposition of polymeric materials.* Pure Appl. Chem. 62 (1990) 1689.
44. Homola T., Matousek J., Kormunda M., Wu L. Y. L., Cernak M.: *Plasma treatment of glass surfaces using diffuse coplanar surface barrier discharge in ambient air.* Plasma Chem. Plasma Process 33 (2013) 881–94.

technik inż. Małgorzata Sosnowska¹, mgr inż. Anna Goździewska
Uniwersytet Warmińsko – Mazurski w Olsztynie, Katedra Chemii Środowiska
Studenckie Koło Naukowe Chemii Środowiska
ul. Plac Łódzki 4, 10-718 Olsztyn
e-mail: ¹m_sosnowska_14@wp.pl

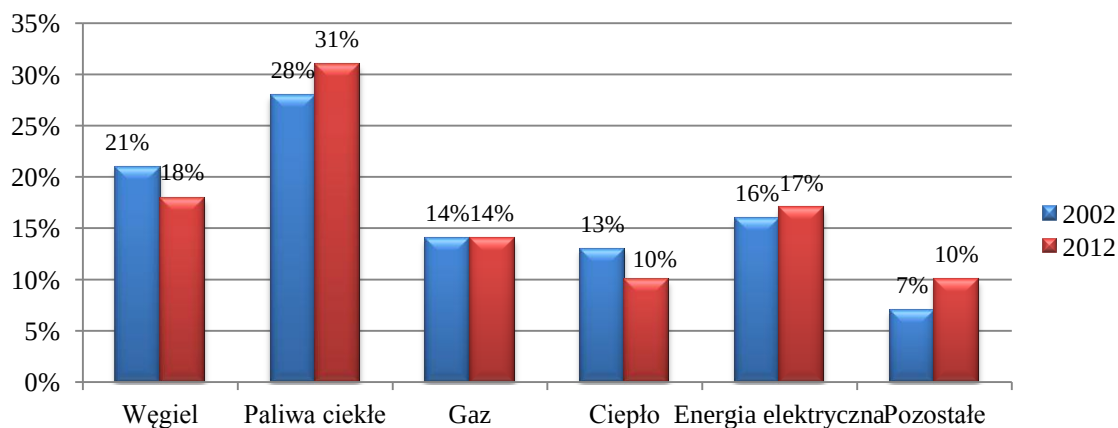
Wykorzystanie zrębek drzewnych jako odnawialnego źródła energii na przykładzie kotłowni w Łukcie

Słowa klucze: *biomasa, spalanie biomasy, modernizacja ciepłowni w Łukcie, Odnawialne źródła Energii (OZE), efekt ekologiczny, zrównoważony rozwój*

Streszczenie: Niniejsza praca badawcza porusza temat wykorzystania biomasy drzewnej – zrębek drzewnych w kotłowni w miejscowości Łukta. Biomasa drzewna zaliczana jest do Odnawialnych Źródeł Energii. wprowadzone prace modernizacyjne oraz całkowita zmiana paliwa zasilającego kotłownię z węgla kamiennego na biomasę zrębek drzewnych z powodzeniem sprawdziły się. W wyniku przeprowadzenia inwestycji ekologicznej opłaty środowiskowe radykalnie zmniejszyły się w wyniku zmniejszenia ładunku zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery. Zminimalizowano wytwarzanie popiołów i żużli, które nie są aż tak agresywne jak pozostałości po spalaniu węgla. Modernizacja znacząco wpłynęła na komfort życia mieszkańców. W ramach przeprowadzonych działań modernizacyjnych pobliskie domy jednorodzinne, bloki oraz szkoła zostały wyposażone w sieć ciepłowniczą. Mieszkańcy dzięki temu zyskali przyłącze do ciepłej wody użytkowej. Zbędne stały się instalacje z piecem centralnego ogrzewania (CO) będące przyczyną niskiej emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Stworzenie tego typu ciepłowni było przyczyną do nawiązania kontaktów lokalnych przedsiębiorców. Okoliczne tartaki zyskały stałego odbiorcę zrębek drzewnych i odpadów tartacznych. Ponadto zachęcano do współpracy rolników w celu zakładania upraw wieloletnich roślin energetycznych. Modernizacja ciepłowni Łukta przyczyniła się do rozwoju interesów lokalnych przedsiębiorców dając im stałe miejsce zbytu, potencjalne miejsca pracy dla okolicznych mieszkańców. Ciepłownia ta jednocześnie wpisała się w ideę zrównoważonego rozwoju. Pogodzone zostały interesy społeczeństwa, dobro środowiska przy jednoczesnym zachowaniu aspektów ekonomicznych przeprowadzonej inwestycji.

1. Wstęp

W ostatnich latach obserwowany jest trend zwiększającego się zapotrzebowania na energię zarówno ciepłą, jak i elektryczną. W związku z tym faktem poszukuje się źródeł energii, które będą efektywne, by sprostać coraz większemu popytowi na energię. Jak podaje GUS struktura finalnego zużycia energii w Polsce rozpatrując według nośników znacząco zmieniła się. Obrazuje to Rysunek 1.

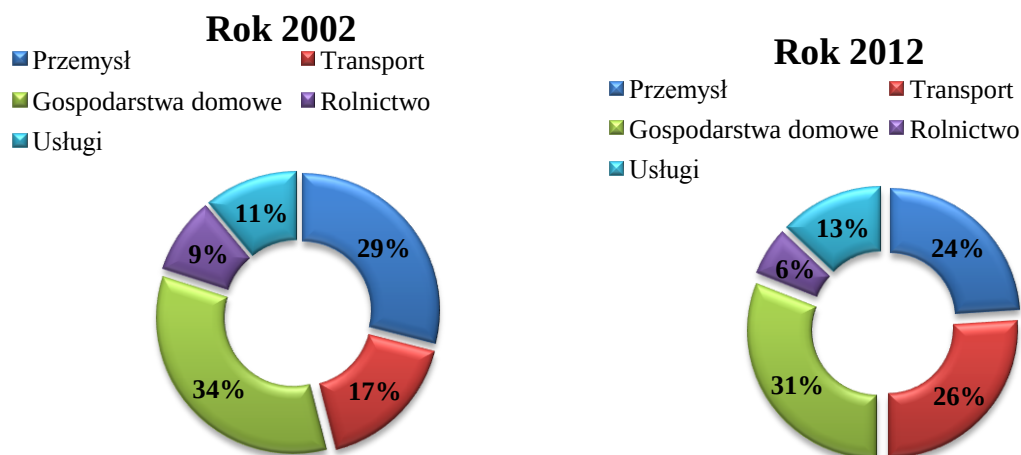


Rysunek 1. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce według wykorzystanych nośników

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2002-2012 [1]

Jak wskazują dane [1] węgiel na przełomie lat 2002-2012 znacząco stracił na znaczeniu. W 2002 roku 21% zużytej energii cieplnej, jak i elektrycznej pochodziło ze spalania węgla (kamiennego i brunatnego). Po 10 latach znaczenie węgla zmalało do udziału 18%-wego. Paliwa ciekłe w roku 2012 były najczęściej zużywane do produkcji energii. Nośnik ten stanowił 31% w całkowitej strukturze zużycia energii. Znaczenie gazu jako nośnika służącego do produkcji energii na przełomie 2002-2012 roku nie zmieniła się. Na znaczeniu zyskały pozostałe nośniki służące do produkcji energii, pod tym pojęciem kryją się odnawialne źródła energii, których znaczenie z roku na rok jest coraz większe. Wpływ na taki stan rzeczy na prawo unijne przewidujące znaczenie OZE w produkcji energii (zgodnie ze Wspólnotowym Planem 3×20%+15)

Zwiększająca się podaż energii na rynku jest odpowiedzią na nasilający się popyt. Jak podaje opracowanie GUS - „Efektywność wykorzystania energii w latach 2002-2012”, największą energochłonnością odznaczały się gospodarstwa domowe, następnie transport, trzecie miejsce w zużyciu energii odnotowano w szeroko rozumianym przemyśle. Procentowe zmiany zużycia energii w poszczególnych sektorach obrazuje Rysunek 2:



Rysunek 2. Struktura energochłonności sektorów Polskiej gospodarki

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2002-2012 [1]

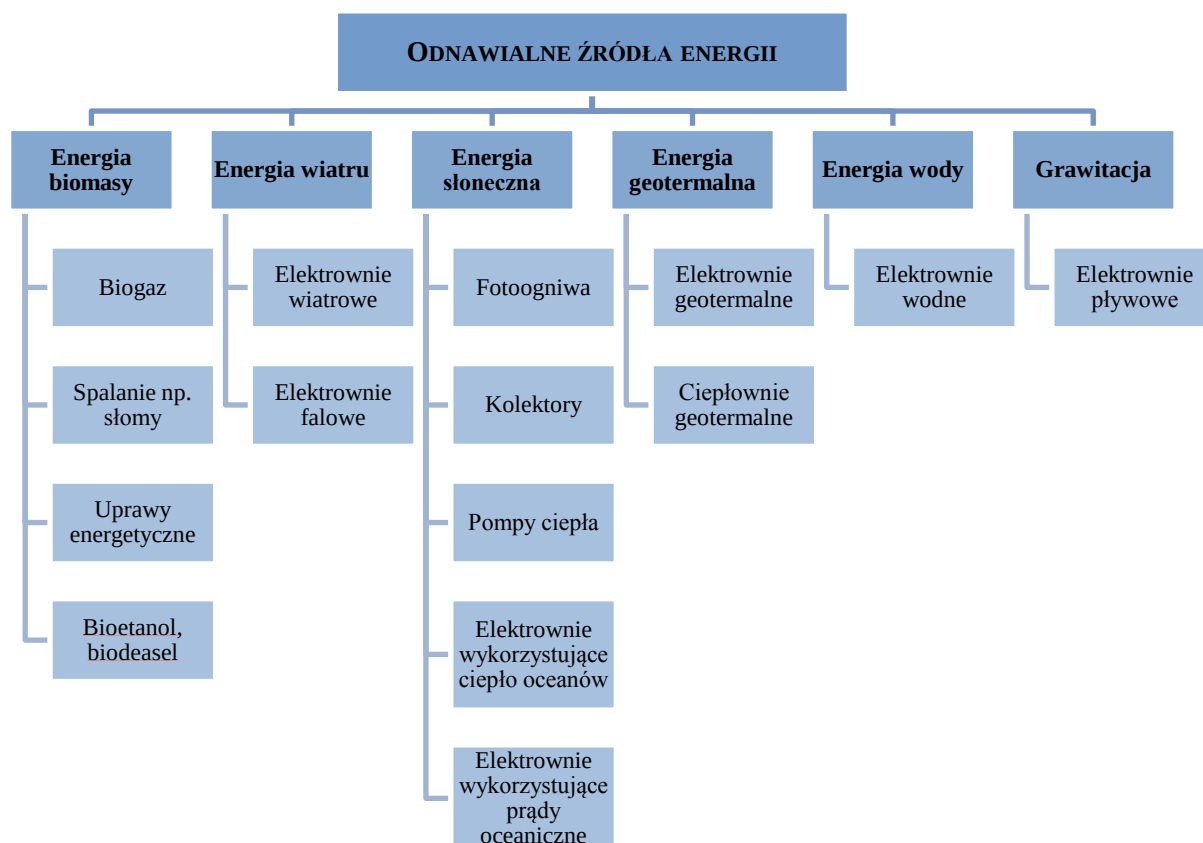
Ze wskazanych danych jasno wynika iż największe zużycie energii odnotowuje się w gospodarstwach domowych. W porównaniu z rokiem 2002 energochłonność w tym sektorze spadła z 34% na 31%. [1]

Na tym polu istnieją duże możliwości związane z ograniczeniem negatywnego wpływu produkcji energii z tradycyjnych nośników energii tj. węgla kamiennego, brunatnego. Szansą na minimalizację oddziaływania na środowisko sektora gospodarstw domowych jest ograniczenie spalania wyżej wymienionych nośników na rzecz energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii (OZE).

2.1. Odnawialne Źródła Energii (OZE)

Pod pojęciem odnawialnych źródeł energii kryją się nośniki energii, pozyskiwane z procesów naturalnych, powtarzających się w przyrodzie. Niejednokrotnie OZE uważane są jako niewyczerpalne dzięki ciągłemu uzupełnianiu w procesach naturalnych. Źródła te są alternatywą dla nieodnawialnych kopalin służących powszechnie jako nośniki energii [2].

Do odnawialnych OZE zaliczany (rys. 3):



Rysunek 3. Podział odnawialnych źródeł energii

Źródło: Proekologiczne źródła energii odnawialnej [3]

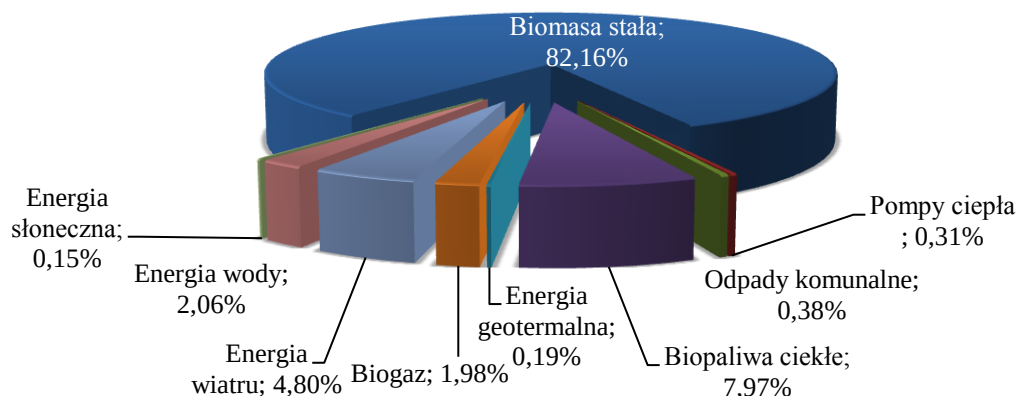
Znaczenie OZE w Polsce jest coraz większe. Dane [4] przedstawione w tabeli 1 pokazują, iż widoczny jest trend wzrostu pozyskania energii ze źródeł odnawialnych:

Tabela 1. Udział energii pozyskanej z zasobów odnawialnych w całkowitym pozyskaniu energii pierwotnej w Polsce w latach 2007- 2012

Rok	Udział energii [%]
2007	6,7
2008	7,6
2009	9,0
2010	10,2
2011	10,9
2012	11,7

Źródło: GUS 2012 [4]

W roku 2012 energia ze źródeł odnawialnych obejmowała energię wyprodukowaną z następujących nośników (rys. 4):

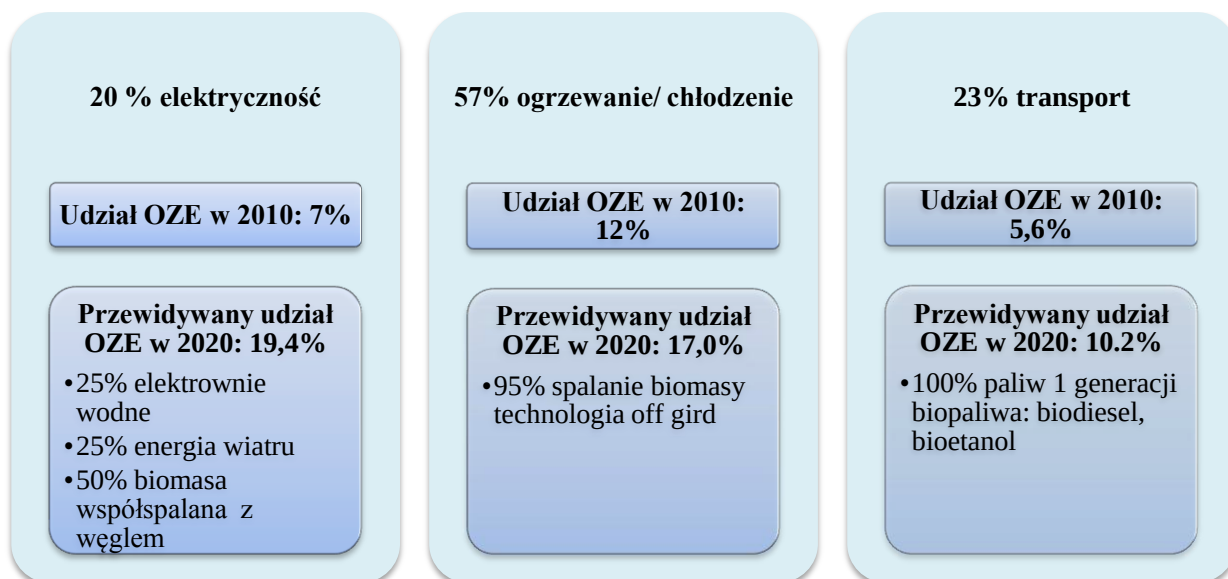


Rysunek 4. Procentowy udział poszczególnych nośników energii odnawialnej w łącznym uzyskaniu energii ze źródeł niekonwencjonalnych w roku 2012

ŹRÓDŁO: GUS 2013 [4]

Jak wynika z danych [4] biomasa jest najczęściej stosowanym odnawialny nośnikiem energii wykorzystywanym do produkcji prądu elektrycznego lub ciepła.

Znaczenie biomasy będzie wzrastać. Prognozy i poczynione kroki polskiego rządu dają podstawy do takiego twierdzenia (rys. 5).



Rysunek 5. Udział odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii 2010 wraz z prognozą na 2020 r.

Źródło: Sektor Energetyczny w Polsce [5]

Strategiczny cel kraju w obszarze energetyki polega na wprowadzeniu większej udziału OZE w rynku produkcji energii. tym samym wcielić w życie Ekologiczny Plan Unii Europejskiej ($3 \times 20\% + 10\%$), którego założenia są następujące:

- 20% ograniczenie energochłonności,
- 20% wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii,
- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20%,
- 10% udziału biopaliw w transporcie.

Rokiem bazowym założeń był 2005r. wdrażanie wyżej wspomnianych założeń ma sprzyjać zdrowej konkurencji, przy jednoczesnym promowaniu najbardziej efektywnych ekonomicznie i energetycznie źródeł energii odnawialnej. Te działania mają zapobiegać wzrostowi cen energii u konsumentów.

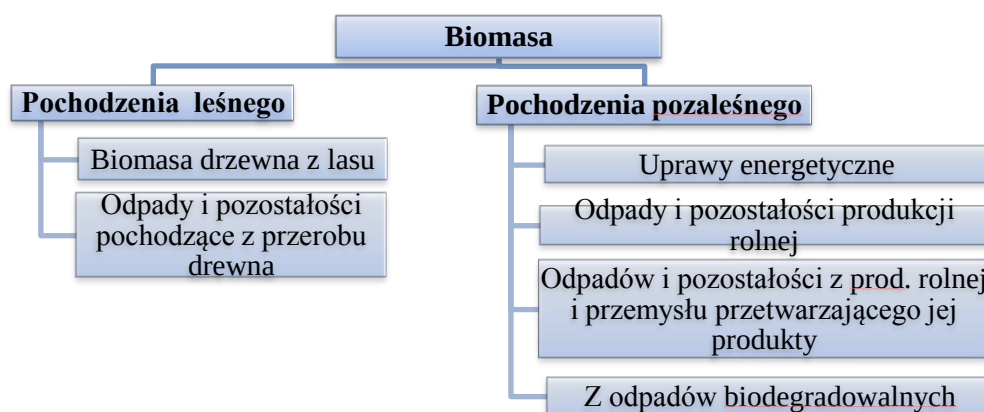
Ekologiczny Plan Unii Europejskiej dotyczy trzech obszarów, w których odnawialne źródła energii będą zwiększały swoje znaczenie. Tymi obszarami są:

- rynek energii elektrycznej,
- rynek ciepłownictwa i chłodzenia,
- rynek paliwowy wykorzystują biokomponenty dodawane do paliw ciekłych i biopaliw.

2.2. Biomasa

Pojęcie biomasy dokładnie reguluje Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. Jak opisuje Rozporządzenie [6]: *biomasa to stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym określonych w art. 4 rozporządzenia komisji (we) nr 687/2008 z dnia 18 lipca 2008 r. Ustanawiającego procedury przejęcia zbóż przez agencje płatnicze lub agencje interwencyjne oraz metody analizy do oznaczania jakości zbóż (...) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu.*

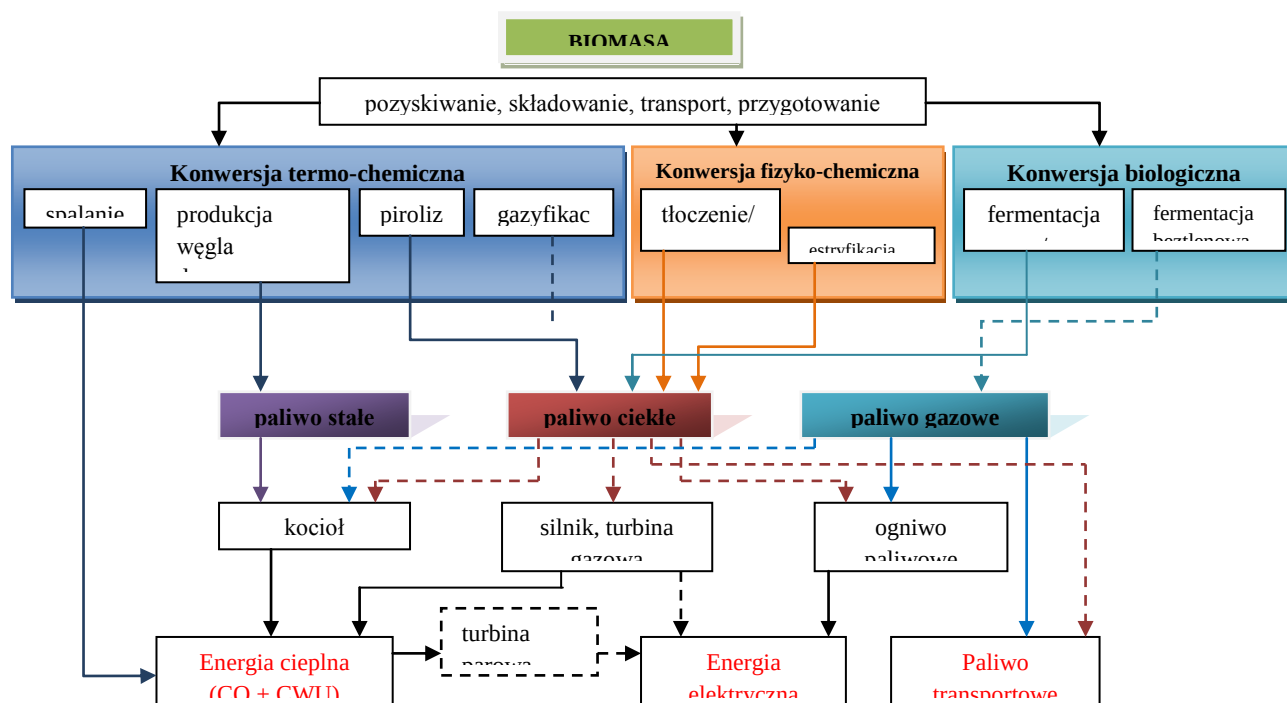
Zgodnie z tą definicją można wyszczególnić dwa rodzaje pochodzenia biomasy (rys. 6):



Rysunek 6. Podział biomasy ze względu na pochodzenie

Źródło: Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Dz. U. Nr 156/2008 r., poz. 969, ze zm. [6]

Najczęściej stosowanym procesem konwersji biomasy jest spalanie należące do konwersji termo-chemicznej. Sposób ten przetwarzania tej materii pozwala na uzyskanie energii cieplnej a przy wykorzystaniu turbiny parowej dalszym uzyskaniu energii elektrycznej (rys. 7) [6].

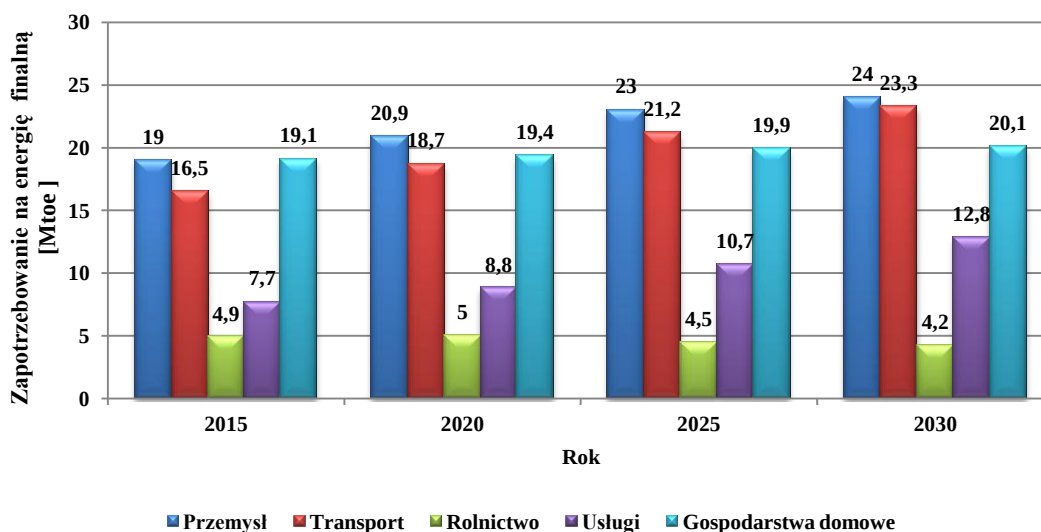


Rysunek 7: Sposoby konwersji biomasy

Źródło: Opracowanie własne

2.3. Efekt środowiskowy zamiany paliwa konwencjonalnego na biomasę w procesie spalania

Wykorzystanie biomasy w procesach spalania, czy współspalania uważane jest za dużo bardziej prośrodowiskowe, jak monospalanie paliw kopalnych. Dlatego Unia europejska nakłania, a nawet zmusza do powszechnego stosowania biomasy. Stosowanie biomasy w znacznym stopniu zmniejsza negatywne oddziaływanie na środowisko poprzez zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do środowiska (głównie gazy spalinowe), a także minimalizuje wytwarzanie stałych odpadów tj. żużle i popioły. Dodatkowo przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną klientom indywidualnym, czy innym końcowym odbiorcom zobowiązani są do wykorzystania OZE. Świadectwem wypełnienia się z tego obowiązku jest posiadanie zielonego certyfikatu zgodnie z Ustawą Prawo energetyczne [7] jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie posiada takiego świadectwa zmuszone jest do uiszczenia opłaty zastępczej. Jest to mechanizm wspierający produkcję energii ze źródeł odnawialnych.

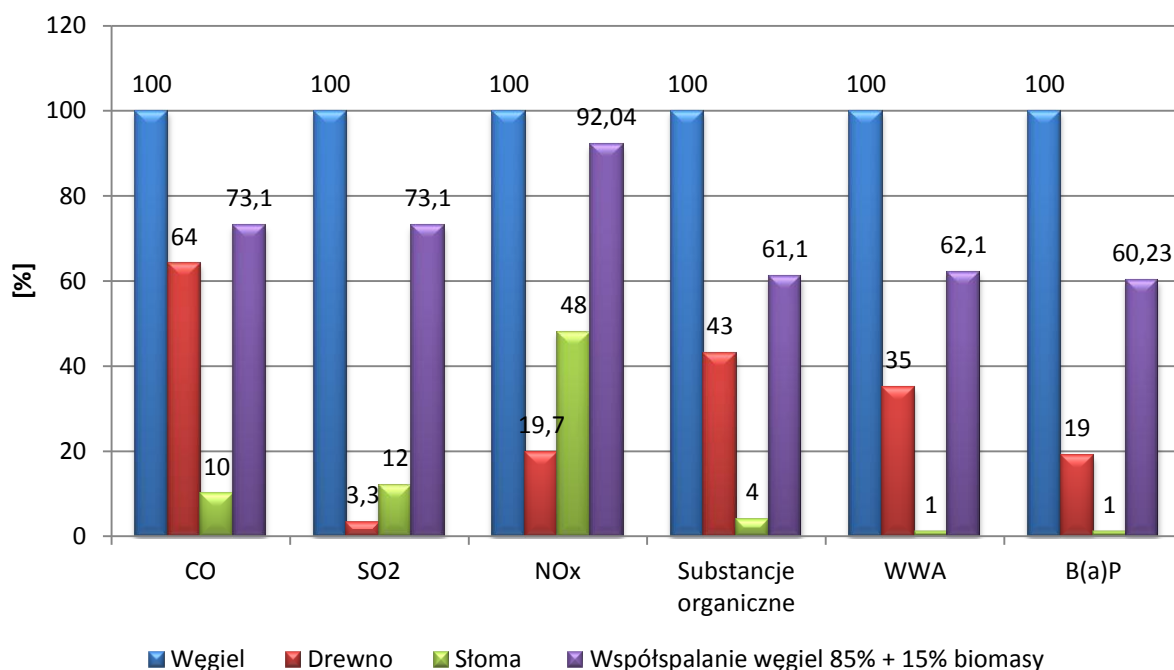


Rysunek 8. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.

Źródło: Ministerstwo Gospodarki 2009 [8]

Zgadnie z danymi [9] 1 Mg węgla kamiennego odpowiada 2 Mg biomasy grzewczej. Lecz pod względem środowiskowym biomasa lepiej wypada w porównaniu do drewna. Widać to najlepiej, jeśli mowa jest o małych kotłowniach stosowanych w urządzeniach grzewczych małej mocy np. powszechnych w domach jedno lub wielorodzinnych. Spalanie węgla w niskich temperaturach wiąże się z emisją: pyłów, zanieczyszczeń organicznych w tym odznaczających się charakterem mutagennym, teratogennym i kancerogennym - wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA), a także emitowane są lotne

związki organiczne (VOCs). Oboje nie są emitowane w czasie spalania związki siarki, tlenki azotu będące przyczyną tzw. kwaśnych deszczy. Za efekt cieplarniany odpowiedzialny jest dwutlenek węgla. W procesie spalania biomasy bilans emisji CO₂ jest zerowy, ponieważ tyle się go emituje do atmosfery, ile rośliny pobierają w procesie fotosyntezy (rys. 9). Troska o środowisko zmusza do zastępowania kopalin biomasą.



Rysunek 9. Względna efektywność ekologiczna spalania lub współspalania biomasy w stosunku do monospalania węgla

Źródło: Aspekty ekologiczne związane z produkcją i spalaniem biomasy, Materiały z Konferencji nt „Energetyczne wykorzystanie biomasy – zielonego węgla w źródłach niekonwencjonalnych”, Ustroń, 28.02 - 1.03.2002 [10]

Jak obrazuje rysunek poniżej (rys 9) efektywność ekologiczna stosowania biomasy jest znacząca w stosunku do monospalania węgla.

2. Teren i metodyka badań

Miejscowość Łukta położona jest w środkowo – zachodniej części województwa Warmińsko-Mazurskiego, w powiecie ostródzkim (30 km od – Olsztyna). Miejscowości tej zlokalizowana jest szkoła, a także inne miejsca użyteczności publicznej. Dominują domy jednorodzinne jednopiętrowe, jednakże w miejscowości tej znajdują się bloki mieszkalne.



Rysunek 10. Położenie miejscowości Łukta oraz lokalizacja Zakładu Gospodarki Komunalnej

Źródło: <https://www.google.pl/maps/search/zgk+%C5%82ukta/@53.8065482,20.0843611,1785m/data=!3m1!1e3> [11]

Ciepłownia, o której mowa, należy do Zakładu Gospodarki Komunalnej w Łukcie (rys. 10) Zlokalizowana jest przy ulicy Zagrodowej 1.



Rysunek 11. Zakład Gospodarki Komunalnej w Łukcie – budynek kotłowni

Źródło: Fotografia własna

Zadaniem ciepłowni jest dostarczenie mieszkańcom ciepłej wody oraz ciepła. Od 2001 roku ciepłownia w Łukcie została zmodernizowana. Modernizacja obiektu polegała na radykalnej zmianie paliwa jakie było spalane w ciepłowni. Przed modernizacją był to węgiel,

spalany był on w trzech kotłach węglowych typu SŻ-2-G-65W. Każdy z kotłów posiadał moc 530kW. W roku 2001 węgiel został zastąpiony biomasą. Wraz ze zmianą paliwa konieczne było przeprowadzenie wymiany kotłów wodnych na :

- Kocioł typu C150 DH o mocy cieplnej = 1,5 MW, ($5,4 \text{ GJ} \cdot \text{h}^{-1}$) oraz sprawności energetycznej 83% (rys. 12)



Rysunek 12. Kocioł o mocy cieplnej 1,5 MW w ZGK w Łukcie

Źródło: Fotografia własna

Biomasa czyli paliwo użyte do tego typu kotła jest dostarczane w pierwszym etapie za pomocą podajnika drabinowego z napędem hydraulicznym.



Rysunek 13. Zrębki drzewne – paliwo spalane w piecach ciepłowni

Źródło: Fotografia własna

Możliwe jest zgromadzenie na nim ok. 100 mp paliwa (zapas 2- dniowego zapotrzebowania kotła na paliwo). Następnie z podajnika drabinowego biomasa przekazana jest na podajnik łańcuchowy.



Rysunek 14. Hydrauliczny podajnik tłokowy

Źródło: Fotografia własna

Następnie z niego biomasa jest odtransportowana za pomocą hydraulicznego podajnika tłokowego do paleniska.

W piecu tym osiągnięte może być ciśnienie 0,4 MPa. Spaliny wytworzone są odprowadzane do multicyklony przy użyciu wentylatora spalin do komina. Komin samonośny o wysokości 18 m i średnicy wewnętrznej $D_w=550\text{mm}$. Pozostałości po procesie spalania – głównie popiół – prowadzone jest za pomocą łańcucha przenośnikowego popiołu. Znajduje się on pod paleniskiem. Ten sam przenośnik odbiera popiół nie tylko z paleniska, ale także z multicyklonu [13].

- Kocioł drugi kocioł o mocy 0,5 MW, ($1,8 \text{ GJ}\cdot\text{h}^{-1}$) oraz sprawności energetycznej 80% (rys. 15)



Rysunek 15. Kocioł o mocy cieplnej 0,5 MW w ZGK w Łukcie

Źródło: Fotografia własna

Podawanie paliwa jest sprawowane za pomocą dwóch podajników ślimakowych i służy celkowej. Początkowo biomasa – zrębki drewna w ilości ok. 4 mp z magazynu paliwowego przekazywane są na służ celkową, a z niej na palenisko. Z tego kotła spaliny odprowadzane są wentylatorem spalin do komina wspólnego z kotłem typu C150 DH.

Usuwanie popiołu z paleniska prowadzone jest ręcznie bezpośrednio do wózka i wywieziony na wewnątrz kotłowni.



Rysunek 16. Popiół i żużel zmieszany z wodą usunięty z paleniska

Źródło: Fotografia własna



Rysunek 17. Miejsce składowania popiołu pochodzącego z procesu spalania biomasy

Źródło: Fotografia własna

W wyniku spalania biomasy podgrzewana jest woda, uprzednio uzdatniona w stacji uzdatniania wody typu Jonitex P151V ze sterowaniem objętościowym firmy Unitex. [13]

Jak wynika z danych [14] woda uzdatniona odznacza się następującymi parametrami (tab. 2):

Tabela 2. Właściwości wody uzdatnionej w ZGK Łukta

Parametr	jednostka	Wynik badań	niepewność	Dopuszczalna wartość wskaźników
pH	-	7,7	±0,3	6-5 – 9,5
Twardość ogólna	Mg CaCO ₃ /l	235	±47	60 – 500
Mętność	NTU	0,39	±0,12	≤1
Barwa	mg Pt/l	5		≤15
Przewodność elektrolityczna	μS/cm	480	±48	≤2500
Ołów	μg/l	<4,0	-	≤10
Kadm	μg/l	<0,3	-	≤5
Miedź	μg/l	<0,0020	-	≤2,0
Chrom	μg/l	<4,0	-	≤50
Rtec	μg/l	<0,0050	-	≤1
Sód	μg/l	4,79	±	≤200
Mangan	μg/l	<4,0	-	≤50
Nikiel	μg/l	<5,0	-	≤20
Arsen	μg/l	<2,1	±	≤10
żelazo	μg/l	<60	-	≤200
Liczba mikroorganizmów w 22± 2C po 72 h	jtk/100ml	4	1-9	Bez nieprawidłowych zmian
Liczba enterokoków kałowych	jtk/100ml	0	-	0
Liczba bakterii grupy coli	jtk/100ml	0	-	0
Liczba Escherichia coli	jtk/100ml	0	-	0

Źródło: SGS Eko-Projekt SP.z.o.o. (laboratorium) Sprawozdanie z badań NR SB/71200/11/2014 – badania wody uzdatnionej [14]

Jak wynika z danych umieszczonych w tabeli 2 oraz rozporządzenia ministra zdrowia [14] woda podgrzewana w ciepłowni Łukta jest zdatna do spożycia przez ludzi i nie stwarza zagrożenia dla zdrowia i życia.

W zakres modernizacji wchodziło także:

- Wybudowanie 650 mb sieci przesyłowej,
- Stworzenie 7 węzłów ciepłych,
- Wymiana i odbudowa sieci przesyłowej już istniejącej.

3. Wyniki badań i dyskusja

Jak już wspomniano biomasa jest paliwem wykorzystanym do spalania, a następnie ciepło uzyskane stosowane jest do podgrzewania wody. Biomasa odznacza się następującymi właściwościami (tab. 3):

Tabela 3. Właściwości zrębek drzewnych spalanych w ZGK w Łukcie

Nazwa parametru	Wartość	Jednostka
Wilgoć przemijająca	45,200	%
Wilgoć higroskopijna	4,330	%
Wilgoć analityczna	47,600	%
Wilgoć całkowita	0,550	%
Popiół w stanie analitycznym	0,301	%
Popiół w stanie roboczym	0,000	%
Siarka w stanie analitycznym	0,000	%
Siarka w stanie roboczym	0,000	%
Ciepło spalania w stanie analitycznym	19677	J·g ⁻¹
Wartość opałowa w stanie analitycznym	18458	J·g ⁻¹
Wartość opałowa w stanie roboczym	9005	J·g ⁻¹

Źródło: Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z.o.o. w Ostródzie Protokół Analiz nr 1079 - zrębki drzewne nr 1 Łukta [15]

Tabela 4. Zależność sprzedanej energii cieplnej przez ZGK w Łukcie od temperatury

Miesiąc	Średnia temperatura [°C]				Średnia sprzedaż ciepła [GJ]			
	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
styczeń	-1,5	-1,7	-4,6	-4	248,1	162,65	66,11	75,65
Luty	-5,8	-7,5	-1,1	1,2	157,71	141,26	136,57	65,03
marzec	1,6	3	-3,5	5,1	218,99	90,68	79,99	165,79
kwiecień	9,1	7,8	5,9	8,8	155,21	167,61	160,94	115,49
Maj	13,1	13,4	14,8	13	135,5	133,13	123,33	163,29
czerwiec	17,1	15	17,5	14,4	120,73	94,25	119,12	147,19
lipiec	17,9	19	18	20,4	97,15	89,62	96,98	117,06
sierpień	17,6	17,7	17,4	17,1	448,57	89,67	114,1	73,87
wrzesień	14,1	13,5	11,3	13,6	129,8	92,79	410,15	157,95
październik	8,3	7,4	8,9	8,7	67,96	71,59	62,79	158,37
listopad	3,1	4,9	5	-	70,31	150,33	59,44	85,37
grudzień	2,3	-3,5	2,3	-	105,08	191,56	128,51	-
Razem sprzedana energia					1955,11	1475,14	1558,03	1325,06

Źródło: Analiza wytworzenia ciepła w latach 2011 – 2014 - dane ZGK Łukta

Ciepłownia w Łukcie jest doskonałym przykładem przeprowadzenia inwestycji ekologicznej. Pojęcie „inwestycje ekologiczne” oznacza zaangażowanie kapitału w działania mające na celu oprócz generacji zysków w przedsiębiorstwa również troskę o środowisko. Wspieranie i prowadzenie inwestycji ekologicznych jest wpisane w ideę zrównoważonego rozwoju. Działanie to godzi interesy przedsiębiorców, środowiska oraz społeczeństwa. Działalność gospodarcza z reguły nastawiona jest na maksymalizację zysków. Jednak przedsiębiorcy zmuszeni są do ponoszenia ekologiczno-społecznej odpowiedzialności biznesu za stan środowiska (tab. 4).

Głównymi mottami, a zarazem zadaniami inwestycji ekologicznych jest:

- ✓ Ochrona i poprawa stanu środowiska,
- ✓ Minimalizacja negatywnego oddziaływania przedsiębiorstwa na środowisko,
- ✓ Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku,
- ✓ Efektywność energetyczna,
- ✓ Bezpieczeństwo energetyczne.

Inwestowanie w technologie proekologiczne lub przeprowadzanie modernizacji mających na celu poprawę stanu środowiska stało się powszechne od 2004 roku.

Wchodząc do Unii Europejskiej przyjęliśmy powyższe cele jako priorytetowe w dziedzinie ochrony środowiska. W wyniku założeń i planów na inwestycje ekologiczne Unia Europejska przeznaczyła ogromne środki pieniężne.

Jednym z kluczowych środków prowadzących do realizacji haseł, założeń, priorytetów, celów oraz zmniejszenia negatywnego oddziaływania na ekosystem jest wykorzystanie Odnawialnych Źródeł Energii (OZE). Właśnie w sektorze „zielonej energii” Ciepłownia w Łukcie poczyniła modernizację. Modernizacja ciepłowni miała na celu pozyskanie „czystej” energii ze spalania biomasy. Tuż przed akcesją Polski do Unii Europejskiej, czyli w roku 2001 podjęte zostały decyzje dotyczące rozbudowy i modernizacji kotłowni opalanej węglem kamiennym obsługiwanej przez Zakład Gospodarki komunalnej w Łukcie.

Instalacja w kotłowni pochodziła z lat 90 XX wieku.



Rysunek 18. Stare, nieużywane kotły znajdujące się w budynku kotłowni

Źródło: Fotografia własna

Dodatkowo pobliska szkoła także posiadała swoją niezależną instalację CO. Wiązało się to ze zwiększoną punktową emisją gazów do atmosfery.

Te działania dały niewątpliwie wiele niewymiernych efektów. Zostały zagospodarowane odpady drzewne z okolicznych zakładów przetwarzających drewno.

Kolejnym aspektem, który przemawiał za modernizacją było stworzenie możliwości uprawy wierzby krzewiastej. Wierzba miała dodatkowo wyeliminować problem osadów ściekowych w gminnej oczyszczalni ścieków. Wierzba według założeń nawożona miała być osadami ściekowymi z oczyszczalni. Do spalania miała także służyć biomasa pochodzenia rolniczego.

Modernizacja kotłowni miała także skłonić właścicieli gruntów do zakładania plantacji roślin energetycznych. Zakładanie plantacji tych roślin wiąże się z zakładaniem nowych miejsc pracy. Dodatkowo zastąpienie węgla kamiennego „zielonym paliwem” zmniejsza emisję spalin emitowanych przez transport. Większość węgla kamiennego w Polsce wydobywane jest na Śląsku. Praktycznie węgiel kamienny na samochodach ciężarowych lub w wagonach pociągów musi przejechać ponad 550 km, czyli praktycznie całą Polskę. W czasie podróży ciężarówka z pełnym transportem spala orientacyjnie ok. 25-30 litrów ON/100 km. Zakładanie plantacji roślin energetycznych zmniejsza całkowitą emisję gazów i pyłów do atmosfery do minimum. Dodatkowo oszczędza znacząco zużycie paliw i zmniejsza obciążenie dróg krajowych.

4. Wnioski

1. Biomasa drzewna jest bardziej ekologicznym źródłem energii, niż paliwa kopalne.
2. Przykład ZGK Łukta pokazuje, iż modernizacja obiektu i zmiana paliwa spalanego z węgla kamiennego na biomasę daje efekty ekologiczne tj. zmniejszenie ilości produkowanych gazów do atmosfery, redukcję wytwarzanych odpadów paleniskowych – popiołów i żużli.
3. Aspektem ekonomicznym przemawiającym za zmianą paliw kopalnych na rzecz odnawialnego źródła energii, jakim jest biomasa drzewna jest fakt, iż zmniejszyła się wielkość opłat ekologicznych za wprowadzone gazy do atmosfery.
4. ZGK podejmując decyzję o zmianie paliwa spalanego jednocześnie uniezależnił się od dostawców zewnętrznych np. kopalnie, pośrednicy sprzedaży węgla. Jednocześnie dał możliwość rozwoju interesów lokalnych przedsiębiorców np. tartaki, zatrzymując część kapitału w środowisku lokalnym.
5. Poczyniona modernizacja wpisuje się w ideę zrównoważonego rozwoju. Inwestycja ta godzi interesy ekonomiczne przedsiębiorstwa, którego zadaniem jest wypracowanie zysku i dostarczenie ciepłej wody, ciepła mieszkańcom. Ponadto poprawia komfort życia ludności lokalnej nie czyniąc dużych strat w środowisku.

Literatura

1. GUS 2014 *Efektywność wykorzystania energii w latach 2002-2012*
2. <http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Odnawialne+zrodla+energii>.
3. W., M. Lewandowski *Proekologiczne źródła energii odnawialnej*. 2002.

4. GUS (Główny Urząd Statystyczny) 2012.
5. Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A. *Sektor energetyczny w Polsce*.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Dz. U. Nr 156/2008 r., poz. 969, ze zm.
7. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.).
8. Ministerstwo Gospodarki
<http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Polityka+energetyczna>.
9. K. Kubica *Spalanie biomasy i jej współspalanie z węglem - techniki, korzyści i bariery*[w]
http://conbiot.ichpw.zabrze.pl/25_Spalanie_biomasy_i_jej_wspolspalanie_z_weglem.pdf.
10. Kubica K., *Aspekty ekologiczne związane z produkcją i spalaniem biomasy*, Materiały z Konferencji nt "Energetyczne wykorzystanie biomasy – zielonego węgla w źródłach niekonwencjonalnych", Ustroń , 28.02 - 1.03.2002.
11. <https://www.google.pl/maps/search/zgk+%C5%82ukta/@53.8065482,20.0843611,1785m/data=!3m1!1e3>.
12. www.zgklukta.netiz.pl.
13. Opis techniczny ciepłowni – dane ZGK Łukta.
14. SGS Eko-Projekt Sp.z.o.o. (Laboratorium) Sprawozdanie z badań nr SB/71200/11/2014 – badania wody uzdatnione - dane ZGK Łukta.
15. Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z.o.o. w Ostródzie Protokół Analiz nr 1079 - zrębki drzewne nr 1 Łukta - dane ZGK Łukta.
16. Analiza wytworzenia ciepła w latach 2011 – 2014 - dane ZGK Łukta.

mgr inż. Kamil Srokosz¹, dr inż. Dariusz Wawrzyńczak²,
dr hab. inż. Izabela Majchrzak-Kucęba prof. PCz³

Politechnika Częstochowska, Wydział Inżynierii Środowiska i Biotechnologii, Instytut
Zaawansowanych Technologii Energetycznych, ul. Dąbrowskiego 73, 42-200 Częstochowa
e-mail: ¹ksrokosz@fluid.is.pcz.pl, ²dwawrzynczak@is.pcz.czyst.pl, ³izak@is.pcz.czyst.pl

Zastosowanie metody adsorpcji zmiennociśnieniowej w separacji CO₂ z gazów spalinowych

Słowa kluczowe: *adsorpcja zmiennociśnieniowa, DR-VPsA, ditlenek węgla, separacja CO₂*

Streszczenie: W artykule przedstawiono rezultaty uzyskane podczas badań separacji ditlenku węgla ze spalin pochodzących z konwencjonalnego spalania węgla. Testy przeprowadzono przy użyciu „Zmiennociśnieniowej instalacji pilotowej do badań wychwyty CO₂ ze spalin”, w której zastosowano innowacyjną technikę adsorpcji zmiennociśnieniowej z podwójnym płukaniem złoża składnikiem lekkim i ciężkim – DR-VPsA (z ang. Dual-Reflux Vacuum-Pressure Swing Adsorption). Przeprowadzone badania pozwoliły na określenie średniego stężenia CO₂ w gazie wzbogaconym oraz stopnia odzysku ditlenku węgla ze strumienia spalin.

1. Wstęp

Występujące coraz częściej niekorzystne zjawiska atmosferyczne wywołane postępującymi zmianami klimatu są powodem olbrzymich strat zarówno gospodarczych, jak i środowiskowych. Winą za tę sytuację obarcza się rosnący udział CO₂ w atmosferze ziemskiej [1]. W celu przeciwdziałania postępującym zmianom klimatu Parlament Europejski przyjął pakiet klimatyczny „3×20%” dotyczący zwiększenia udziału energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych oraz efektywności energetycznej do 20%, a także redukcji emisji gazów cieplarnianych do atmosfery o 20% [2-5]. Zgodnie z raportem EEA 2008 za największą emisję gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej odpowiadał sektor produkcji energii i ciepła, stanowiący 27% ich całkowitej emisji. Polski przemysł energetyczny oparty jest głównie na węglu, z którego w 2010 r. wyprodukowano około 88% energii [6]. Węgiel jest paliwem mogącym jeszcze przez wiele lat zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii dla gospodarki Unii Europejskiej i świata. Dlatego tak ważne jest wykorzystanie technologii pozwalających wyraźnie zmniejszyć emisję CO₂ towarzyszącą spalaniu paliw kopalnych. Jedną z takich możliwości jest zastosowanie technologii CCS (z ang. Carbon Capture and Storage).

Technologie, metody oraz techniki separacji ditlenku węgla są przedmiotem szeregu aktualnie prowadzonych badań. Technologia wychwytywania ditlenku węgla po procesie

spalania umożliwia usunięcie CO₂ zawartego w gazach spalinowych z wykorzystaniem odrębnej instalacji, która powstała niezależnie od istniejącego bloku energetycznego. Technologia ta pozwala na rozdział gazów z wykorzystaniem metod: absorpcyjnych, adsorpcyjnych, membranowych oraz kriogenicznych [7, 8]. Na skalę przemysłową najbardziej rozwinięta jest metoda absorpcyjna. Zastosowanie drogich cieczy absorpcyjnych (ulegających degradacji), a także ciepła w procesie regeneracji sprawia, iż koszt eksploatacji jest wysoki. W metodzie membranowej wymagane jest zastosowanie wieloetapowego procesu rozdziału z recyrkulacją strumienia produktu, co spowodowane jest małym stopniem separacji. W efekcie, metoda ta staje się złożona i energochłonna. Z kolei metoda kriogeniczna staje się nieopłacalna z uwagi na konieczność schłodzenia całej objętości gazu oraz niskie (ok. 12-13%) stężenie CO₂. Korzystne może okazać się połączenie tej metody z innymi technikami, szczególnie gdy nieunikniony staje się transport do miejsca magazynowania lub utylizacji. Kolejną metodą umożliwiającą rozdział gazów jest technika adsorpcyjna, dla której charakterystyczne jest stosowanie stałych sorbentów. Odpowiednio prowadzony proces daje możliwość ciągłej pracy instalacji bez konieczności wymiany sorbentów [8].

2. Separacja CO₂ metodą adsorpcji zmiennociśnieniowej

Adsorpcja polega na wydzielaniu i zatrzymywaniu składników gazów na powierzchni zewnętrznej i wewnętrznej (w porach) ciała stałego (adsorbentu). Odbywa się to w wyniku działania sił fizycznych (sił van der Waalsa), które wpływają na wiązanie cząsteczek gazu na powierzchni adsorbentu. Efektywność adsorpcji zależy od powierzchni właściwej zastosowanego adsorbentu oraz temperatury [10]. Wśród adsorbentów najbardziej popularne są adsorbenty węglowe oraz zeolitowe. Aby proces mógł być prowadzony w sposób ciągły, potrzebne są minimum dwie kolumny adsorpcyjne. W praktyce stosuje się systemy wielozłożowe, co korzystnie wpływa na efektywność procesu [8].

Metoda adsorpcyjna stosowana jest w przemyśle do oczyszczania i odzysku gazów, separacji tlenu z powietrza, odzyskiwania i oczyszczania wodoru, osuszania powietrza, separacji CO₂ z metanu itp. Z uwagi na różny sposób regeneracji złoża, w metodzie tej można wyróżnić następujące techniki adsorpcyjne: zmiennociśnieniową (PSA), zmiennotemperaturową (TSA), zmiennociśnieniową i zmiennotemperaturową (PTSA), zmiennociśnieniową z zastosowaniem obniżonego ciśnienia w etapie desorpcji/regeneracji złoża (VPSA) oraz zmiennielektryczną (ESA). Każda z technik posiada swoje wady oraz zalety, jednakże w przypadku wydzielania ditlenku węgla z gazów spalinowych

o niewielkim stężeniu CO₂ szczególnie użyteczna jest technika z zastosowaniem obniżonego ciśnienia w etapie desorpcji/regeneracji złoża. W jej przypadku nie jest wymagane znaczne sprężanie gazów zasilających instalację [9].

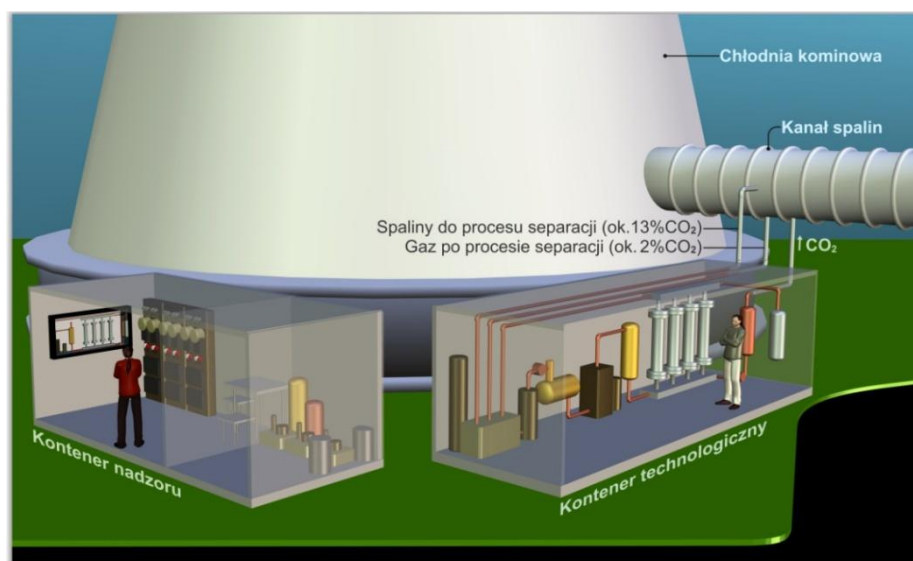
Dotychczasowe prace badawcze obejmują zarówno badania laboratoryjne [7, 11], jak również badania w skali pilotowej [12, 13]. Przeprowadzone testy wykazały, że metody adsorpcyjne są skutecznym sposobem w separacji ditlenku węgla z gazów spalinowych. Dodatkowo wyniki uzyskane z badań techniką adsorpcji zmiennociśnieniowej z zastosowaniem próżni (VPSA) wykazują czystość CO₂ w produkcie powyżej 95% przy sprawności ponad 90% [13]. Ponadto technika VPSA wydaje się bardziej perspektywiczna do usuwania CO₂ z gazów spalinowych, jakie emituje elektrownia. Dlatego w badaniach pilotowych separacji ditlenku węgla z gazów pochodzących z konwencjonalnego spalania węgla w TAURON Wytwarzanie S.A. – Oddział Elektrownia Łagisza, zdecydowano o zastosowaniu techniki VPSA. Jednakże z uwagi na możliwość dodatkowego wzbogacenia gazu podczas procesu ostatecznie wybrano technikę adsorpcji zmiennociśnieniowej z podwójnym płukaniem złoża składnikiem lekkim i ciężkim – DR-VPSA (z ang. Dual-Reflux Vacuum-Pressure Swing Adsorption), która nie była dotychczas stosowana w badaniach w skali pilotowej na rzeczywistym obiekcie na świecie.

3. Pilotowa instalacja adsorpcji zmiennociśnieniowej - badania na rzeczywistym obiekcie

Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych Politechniki Częstochowskiej, będący koordynatorem prac badawczych w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskania energii”, Zadanie Badawcze nr 2 „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂”, realizuje prace służące określeniu możliwości separacji ditlenku węgla z rzeczywistych gazów spalinowych metodą adsorpcyjną.

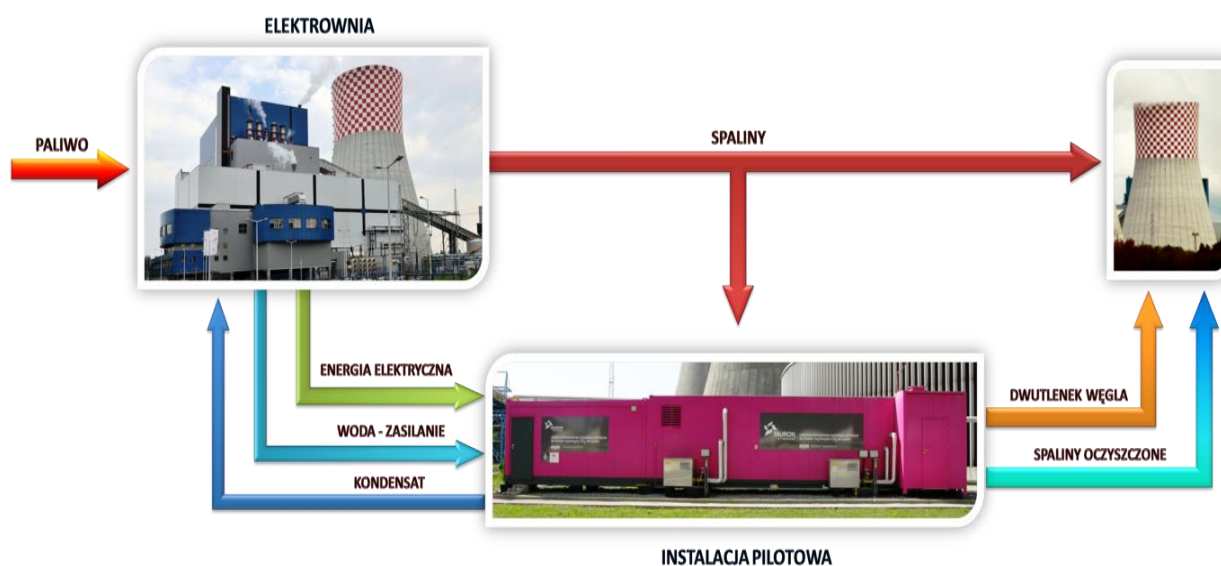
W ramach projektu TAURON Wytwarzanie S.A. jako partner przemysłowy, przy dofinansowaniu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, wybudował oraz uruchomił mobilną, zmiennociśnieniową instalację pilotową do badań wychwytu CO₂ ze spalin, która została podłączona do kanału spalin największego na świecie kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne - bloku 460 MW_e w Elektrowni Łagisza. Jest to pierwsza na świecie instalacja pilotowa, która wykorzystuje adsorpcyjną technikę DR-VPSA. Ponadto jest jednostką mobilną składającą się z dwóch kontenerów: kontenera technologicznego

z częścią procesową oraz kontenera nadzoru ze sterowaniem, pomiarami i częścią socjalną (rys. 1).



Rysunek 1. Usytuowanie kontenerów mobilnej instalacji adsorpcyjnej w Elektrowni Łagisza

Instalacja zlokalizowana jest w pobliżu chłodni kominowej, do której poprzez kanał spalin wprowadzane są spaliny z kotła. Podłączenie instalacji z kanałem spalinowym odbywa się poprzez dwa kolektory: kolektor doprowadzający spaliny surowe oraz kolektor odprowadzający gaz po procesie separacji z instalacji z powrotem do kanału spalin. Do instalacji doprowadzona jest energia elektryczna, woda oraz spaliny, zaś odprowadzane są produkty rozdziału gazu oraz kondensat (rys. 2) [6].



Rysunek 2. Schemat podłączenia instalacji pilotowej do ciągu technologicznego

Elektrowni Łagisza

Badania przy użyciu zmiennociśnieniowej instalacji pilotowej do wychwytu CO_2 ze spalin w Elektrowni Łagisza prowadzone są przez Politechnikę Częstochowską z udziałem TAURON Wytwarzanie S.A. Widok na instalację przedstawiają rysunki 3. oraz 4.

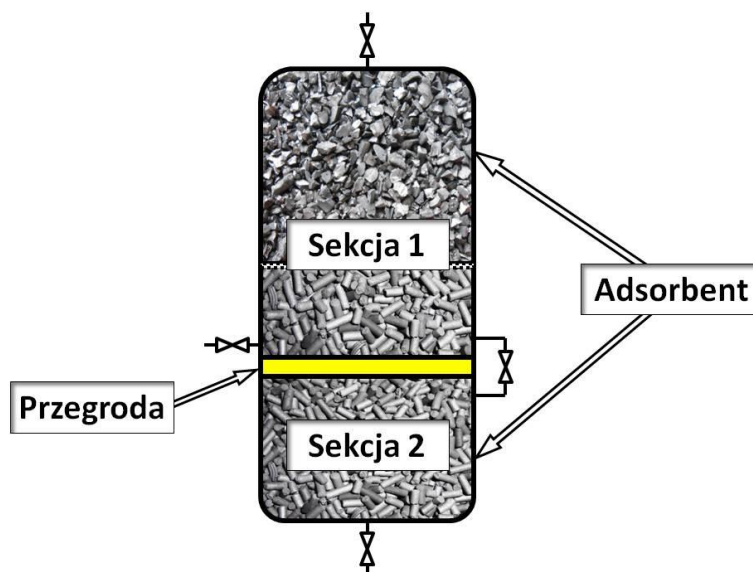


Rysunek 3. Widok instalacji pilotowej DR-VPSSA (strona lewa - kontener nadzoru, strona centralna oraz prawa - kontener technologiczny)



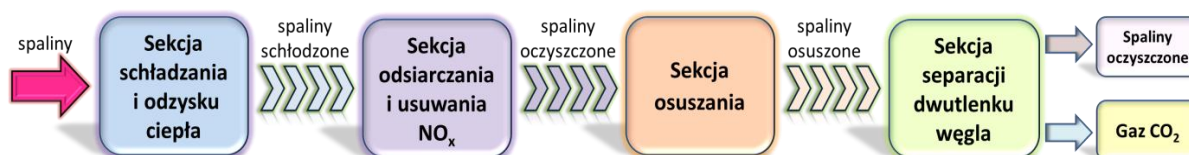
Rysunek 4. Widok instalacji pilotowej DR-VPSSA podłączonej do kanału spalin

Istotą metody DR-VPSA jest zastosowanie dwusekcyjnego adsorbera (rys. 5). Jako wypełnienie kolumn zastosowano węgiel aktywny. Dzięki takiemu rozwiązaniu istnieje możliwość wzbogacania otrzymanego produktu z pierwszej sekcji adsorbera w wydzielonej dodatkowej (drugiej) sekcji adsorbera. Takie rozwiązanie sprawia, że prowadzony proces, przy odpowiednim doborze parametrów pracy, pozwala na uzyskanie wysokiej sprawności wydzielania dwutlenku węgla oraz wysokiego stężenia CO₂ w produkcie [8].



Rysunek 5. Schemat adsorbera w technologii DR-VPSA

Z uwagi na skład spalin pochodzących z bloków węglowych oraz w celu uniknięcia degradacji sorbentu wymagane jest wstępne oczyszczenie gazów przed ich wprowadzeniem do sekcji separacji ditlenku węgla DR-VPSA (rys. 6) [6].



Rysunek 6. Schemat technologiczny pilotowej instalacji DR-VPSA

Wstępnie schłodzony i sprężony gaz kierowany jest do absorbera, gdzie poprzez przemycanie wodą usuwa się z niego pyły i alkalia. W efekcie gaz schładza się do temperatury około 30 ÷ 35°C. Z gazu usuwa się tlenki siarki oraz azotu za pomocą węgla aktywnego impregnowanego wodorotlenkiem potasu i jodkiem potasu. Tak przygotowany gaz trafia do sekcji osuszania spalin, gdzie para wodna zawarta w spalinach absorbowana jest przez glikol. Oczyszczony i osuszony gaz kierowany

jest następnie do sekcji separacji ditlenku węgla DR-VPsA. Czteroadsorberowa instalacja, realizując w każdym z adsorberów inny etap cyklu, pozwala na prowadzenie procesu w sposób ciągły [6].

4. Zakres badań

Badania zostały przeprowadzone w rzeczywistych warunkach przemysłowych przy wykorzystaniu spalin pochodzących z kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne znajdującego się w Elektrowni Łagisza. Testy wykonano dla dwóch różnych czasów cyklu (480s, 960s), przy trzech wartościach strumienia gazu zasilającego instalację – spalin (60, 80, 100 m³/h) – tabela 1.

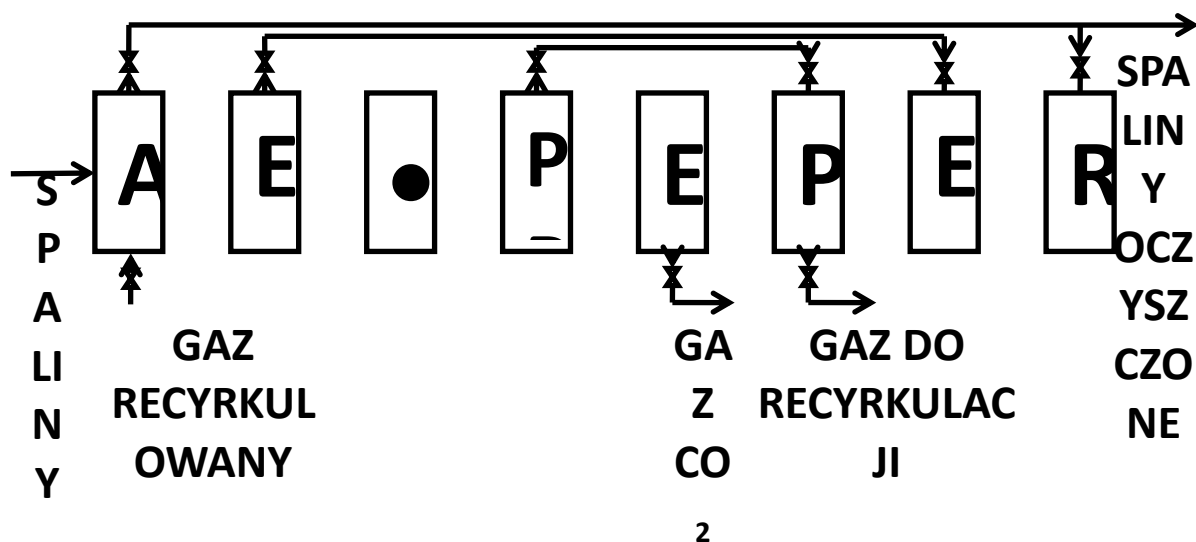
Tabela 1. Harmonogram pomiarów z uwzględnieniem analizowanych parametrów

Numer testu	1.	2.	3.	4.	5.	6.
Czas cyklu [s]	480	480	480	960	960	960
Przepływ zadany [m ³ /h]	60	80	100	60	80	100

a. Recepta procesu

Charakterystycznym elementem prowadzenia procesu jest zastosowany schemat pracy stacji zaworowych, zwany receptą. Praca poszczególnych zaworów reguluje ciśnienia oraz przepływy występujące w instalacji, a tym samym umożliwia prowadzenie procesu w sposób ciągły.

Badania przeprowadzono według recepty przedstawionej na rysunku 7. Schemat obrazuje zmiany poszczególnych etapów pracy pojedynczego adsorbera, które powtarzają się cyklicznie, zaś dla pozostałych trzech adsorberów są przesunięte w czasie.



Rysunek 7. Recepta prowadzenia procesu

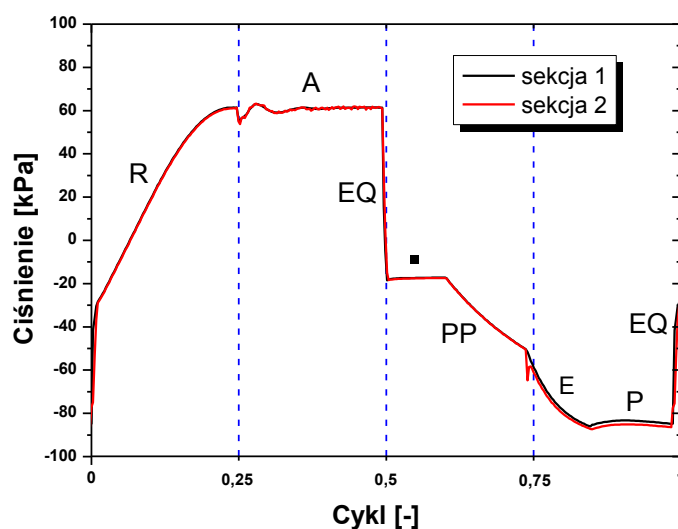
A – adsorpcja, EQ↓ - wyrównanie ciśnienia, • - przerwa, PP – obniżanie ciśnienia z jednoczesnym wytwarzaniem gazu płukania, E – desorpcja, P – desorpcja z płukaniem, EQ↑ - wyrównanie ciśnienia, R – napełnianie.

b. Parametry procesu

Prowadzone badania realizowane były przy następujących wartościach ciśnienia (względem ciśnienia atmosferycznego) w poszczególnych etapach:

- adsorpcji ok. 60 kPa,
- wyrównania ciśnienia ok. -20 kPa,
- obniżania ciśnienia z wytwarzaniem gazu płukania ok. -55 kPa,
- desorpcji ok. -85 kPa,
- desorpcji z płukaniem ok. -80 kPa.

Profil ciśnień dla obu sekcji w pojedynczym adsorberze przedstawiono na rys. 8.



Rysunek 8. Profil ciśnień dla pojedynczego adsorbera

5. Wyniki badań

Na podstawie prowadzonych badań otrzymano 6 punktów pomiarowych. Obliczono średnie stężenie ditlenku węgla w produkcie wzbogaconym w CO_2 oraz sprawność procesu wydzielania CO_2 z gazu zasilającego. Wyniki zestawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Zestawienie wyników z uwzględnieniem analizowanych parametrów

Numer testu	Strumień gazu zasilającego	Stężenie CO_2 w spalinach na wlocie do instalacji	Stężenie CO_2 w gazie wzbogaconym	Sprawność procesu (stopień odzysku)
Lp.	$V_{\text{feed}} [\text{m}^3_{\text{N}}/\text{h}]$	$C_{\text{feed}} [\% \text{ obj}]$	$C_{\text{prod}} [\% \text{ obj}]$	$R_{\text{eco}} [\% \text{ obj}]$
1.	64,5	10,3	35,8	98,0
2.	81,4	11,5	48,0	91,9
3.	96,1	13,6	60,5	75,7
4.	57,1	13,5	60,8	93,8
5.	77,7	12,4	65,5	83,7
6.	98,3	11,1	58,8	65,4

Na podstawie otrzymanych wyników stwierdzono, iż zwiększenie wydajności instalacji powoduje obniżenie sprawności wydzielania ditlenku węgla ze spalin, natomiast pozwala na osiągnięcie wyższych stężeń w gazie wzbogaconym w CO_2 . Dłuższy czas cyklu

sprzyja lepszemu wysyceniu sorbentu ditlenkiem węgla, obniża jednak sprawność wydzielania CO₂.

6. Opracowanie wyników

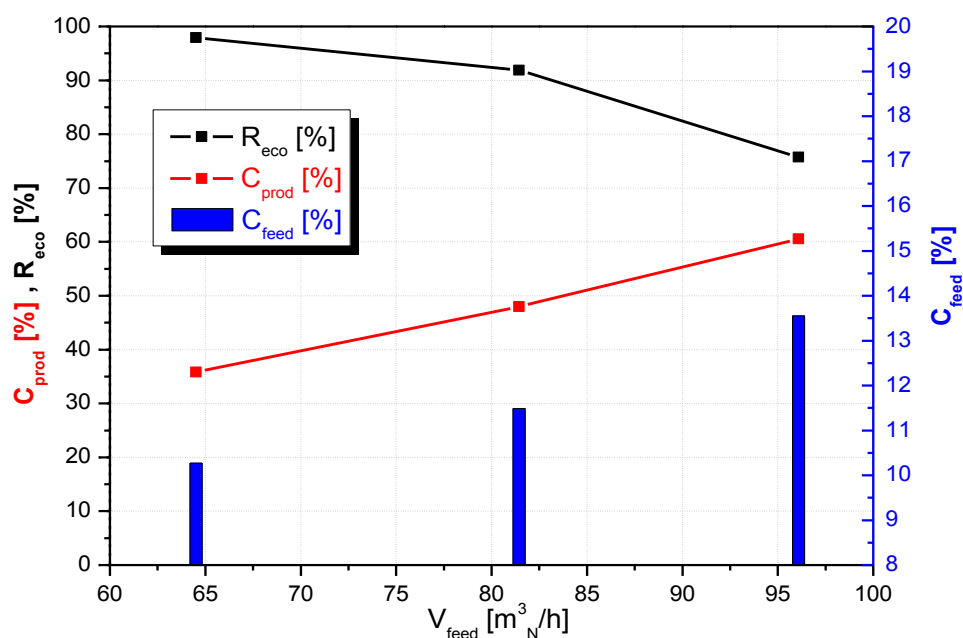
Legenda:

V_{feed} [m³_N/h] - strumień gazu zasilającego

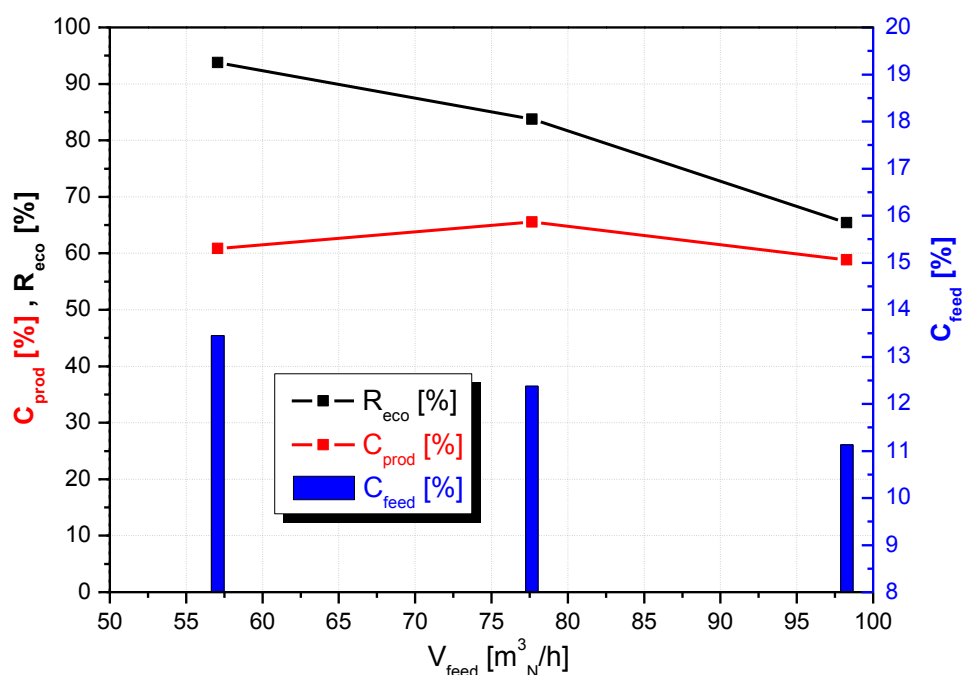
■ C_{feed} [%] - stężenie gazu zasilającego

■ C_{prod} [%] - stężenie CO₂ w gazie wzbogaconym

■ R_{eco} [%] - sprawność procesu wydzielania CO₂ – stopień odzysku



Rysunek 9. Wpływ strumienia gazu zasilającego na stężenie CO₂ w gazie wzbogaconym oraz sprawność procesu wydzielania CO₂, dla czasu cyklu 480 s



Rysunek 10. Wpływ strumienia gazu zasilającego na stężenie CO_2 w gazie wzbogaconym oraz sprawność procesu wydzielania CO_2 , dla czasu cyklu 960 s

Przeprowadzone badania przy użyciu zmiennociśnieniowej instalacji pilotowej do badań wychwytu CO_2 ze spalin w rzeczywistych warunkach przemysłowych, dla przyjętych parametrów procesu, pozwoliły na uzyskanie najwyższego stężenia CO_2 w gazie wzbogaconym na poziomie ok. 65%, przy sprawności powyżej 83%. Z kolei najwyższe wartości stopnia odzysku - prawie 98% - odnotowano dla stężenia CO_2 w gazie wzbogaconym wynoszącym ok. 36%. (rys. 9, 10)

Z uwagi na prowadzenie badań w warunkach rzeczywistych, duży wpływ na efektywność procesu separacji miało stężenie ditlenku węgla w spalinach doprowadzanych do instalacji adsorpcyjnej. Wyższe stężenie CO_2 w gazie zasilającym instalację, pozwala na uzyskanie wyższych wartości ditlenku węgla w gazie wzbogaconym. Różnice wynikające w stężeniach wlotowych spalin (tabela 2), związane były z różnymi obciążeniami bloku energetycznego w różnych porach doby.

7. Wnioski

Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, iż wzrost wydajności instalacji wpłynął na wzrost zawartości CO_2 w gazie wzbogaconym, lecz obniżył sprawność procesu.

Dwukrotne zwiększenie czasu trwania cyklu również wpłynęło na wyższe stężenie ditlenku węgla w gazie wzbogaconym w CO₂ kosztem sprawności. Otrzymane wyniki wskazują na konieczność zastosowania innych konfiguracji recept procesu, poza testowaniem różnych wartości ciśnień oraz przepływów, dzięki czemu możliwe będzie uzyskanie wyższego stężenia CO₂ w produkcie.

Literatura

1. Piekacz J., *Technologia wychwytywania i geologicznego składowania CO₂ - sposobem na złagodzenie zmian klimatu*, [w:] *Technologia wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla (CCS) sposobem na złagodzenie zmian klimatu*, Raport przygotowany na zlecenie Polskiej Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan przy wsparciu funduszu brytyjskiego Ministerstwa Spraw Zagranicznych, Warszawa 2010.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006.
5. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.
6. Wawrzyńczak D., Bieniek J., Srokosz K., Majchrzak-Kucęba I., Nowak W., *Efektywność metody adsorpcyjnej*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, nr 1, 2014.
7. Wawrzyńczak D., Majchrzak-Kucęba I., Nowak W., *Badania separacji CO₂ na wybranych sorbentach metodą adsorpcji zmiennociśnieniowej PSA*, *Budownictwo i Inżynieria Środowiska*, nr 1, 2010.

8. Nowak W., Majchrzak-Kucęba I., Wawrzyńczak D., Bieniek J., Srokosz K., Beleszyński L., Zajączkowska J., *Adsorpcyjne usuwanie CO₂ ze spalin kotłowych, Energetyka Problemy Energetyki i Gospodarki Paliwowo-Energetycznej*, Oficyna Wydawnicza Energia, styczeń 2014.
9. Tatarczuk A., Bieniek J., Srokosz K., *Doświadczenia TAURON Wytwarzanie S.A. zdobyte podczas badań na pilotowych instalacjach CO₂ ze spalin*, XI Konferencja Naukowo-Techniczna Doświadczenia z eksploatacji i rozwój instalacji oczyszczania spalin, materiały konferencyjne, marzec 2014.
10. Warych J., *Oczyszczanie Gazów procesy i aparatura*, Wydawnictwo Naukowo Techniczne, Warszawa 1998.
11. Wawrzyńczak D., Majchrzak-Kucęba I., Nowak W., *Możliwości zastosowania metody adsorpcyjnej do usuwania CO₂ ze spalin kotłowych*, Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej 290, Mechanika 86 RUTMech, t. XXXI, z. 86 (2/14), kwiecień-czerwiec 2014, s. 285-293.
12. Liu Z., Wang L., Kong X., Li P., Yu J., Rodrigues A., *Onsite CO₂ Capture from Flue Gas by an Adsorption Process in a Coal-Fired Power Plant*, Industrial and Engineering Chemistry Research, 2012, 51, 7355–7363.
13. Wang L., Yang Y., Shen W., Kong X., Li P., Yu J., Rodrigues A., *CO₂ Capture from Flue Gas in an Existing Coal-Fired Power Plant by Two Successive Pilot-Scale VPSA Units*, Industrial and Engineering Chemistry Research, 2013, 52, 7947–7955.

Podziękowania

Praca naukowa dofinansowana przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pt. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii” Zadanie Badawcze nr 2 „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂”, umowa nr SP/E/2/66420/10.

mgr inż. Justyna Topolańska¹

Politechnika Białostocka, Katedra Ciepłownictwa

ul. Wiejska 45A, 15-351 Białystok

e-mail: ¹j.topolanska@student.pb.edu.pl

Biogazownia jako źródło energii cieplnej

Słowa klucze: *biogaz, alternatywne źródła energii, ciepło*

Streszczenie: Biogazownią nazywamy instalację służącą do celowej produkcji biogazu z biomasy roślinnej, odchodów zwierzęcych, odpadów organicznych (np. z przemysłu spożywczego) lub biologicznego osadu ze ścieków. Typowa instalacja w biogazowni składa się zwykle z: układu podawania biomasy, komory fermentacyjnej, zbiornika magazynowego dla przefermentowanego substratu, zbiornika biogazu, agregatu prądotwórczego (gdy produkowana jest tylko energia elektryczna) lub agregatu kogeneracyjnego (gdy występuje kogeneracja energii elektrycznej i cieplnej). W komorze fermentacyjnej mikroorganizmy, przy temperaturze ok. 38-40°C, bez udziału światła i tlenu, rozkładają substraty. Produkt końcowy uzyskany w fermentacji to właśnie biogaz z metanem jako głównym składnikiem. Biogaz można wykorzystać na następujące sposoby: prąd (z agregatu prądotwórczego lub kogeneracyjnego), ciepło (agregat kogeneracyjny), gaz ziemny (biogaz oczyszczony z niepożądanych składników i wprowadzony do sieci gazu ziemnego jako biometan lub biogaz ziemny), paliwo (domieszka biometanu w gazie ziemnym obniża emisję CO₂ w spalinach). W artykule zostanie omówiona inwestycja zbliżająca się do realizacji – biogazownia w Michałowie, która łączyć będzie produkcję energii elektrycznej i cieplnej. Ciepło wytworzone z ten sposób popłynie siecią preizolowaną do budynku szkoły podstawowej. Przybliżone zostaną elementy projektu sieci cieplnej oraz korzyści z zastosowania biogazu jako źródła energii cieplnej.

1. Wstęp

Biogazownią nazywamy instalację, złożoną z urządzeń wytwarzających energię cieplną, elektryczną i nawóz ekologiczny, w sposób ekologiczny i bez emisji odorów. [1]

W Europie Zachodniej taki sposób pozyskiwania energii jest popularny i rozwija się dynamicznie.[1] Również Dania jest znaczącym krajem, jeżeli chodzi o produkcję biogazu. Inne kraje skandynawskie wypadają znacznie słabiej, gdzie potencjał bioenergii skupia się wokół sektora leśnego [2]. W Polsce trwają działania mające na celu popularyzację wykorzystywania biogazu. Według [3] zakłada się utworzenie średnio jednej biogazowni na każdą gminę przed 2020r. Pozytywnymi skutkami realizacji tego celu mają być:

- poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- zapewnienie dostawy dobrej jakości biogazu do wsi i miasteczek (dzięki rozproszeniu lokalnemu wytwórni),
- aktywizacja gospodarcza wsi,

- wzrost zatrudnienia wśród lokalnych społeczności i rozwój firm związanych z produkcją OZE,
- rozwój lokalnej przedsiębiorczości dzięki energii z biogazu,
- polepszenie infrastruktury energetycznej,
- wyższa konkurencyjność polskiego rolnictwa,
- wzrost znaczenia produktów ubocznych rolnictwa i pozostałości przemysłu rolno – spożywczego jako substratów do produkcji biogazu,
- wykorzystanie potencjału rolnictwa z obszarów Natura 2000 do rozwoju OZE,
- wpływ środków do lokalnych budżetów,
- uzyskiwanie nawozów organicznych wysokiej jakości,
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych dzięki wykorzystaniu pozostałości energetycznych.

Rozwój pozyskiwania energii z biogazowni ma również duże znaczenie wobec wyczerpywania się paliw kopalnych, ich wysokich cen oraz związanej z ich spalaniem emisji zanieczyszczeń do atmosfery [4]. Jest to problem krajów rozwiniętych i rozwijających się.

Liczne korzyści przyczyniają się do powstawania nowych obiektów wytwarzających biogaz. W [5] przedstawiono strukturę zarejestrowanych biogazowni w Polsce. W 2014 roku ich liczba wyniosła 39. Natomiast na początku roku 2015 (stan na dzień 01.02.2015r.), zarejestrowanych było już 51 przedsiębiorstw [6]. W województwie podlaskim funkcjonuje biogazownia w Rybołach, wytwarzając energię elektryczną. Coraz bliżej rozpoczęcia produkcji biogazu jest też obiekt w Michałowie, który będzie wytwarzać energię ciepłą i elektryczną.

1.1. Typy biogazowni

Biogazownie, wg wykorzystywanych substratów, można podzielić na [7]:

- rolnicze;

Typowymi substratami są kiszonka kukurydzy i gnojowica, w stosunku 3:1. Ten typ biogazowni jest korzystny również z uwagi na wysoką wydajność i stabilność produkcji biogazu.

- rolniczo – utylizacyjne;

Jako wsad wykorzystywane są nie tylko odpadki rolnicze (gnojowica, obornik), ale też kiszonka kukurydzy, odpady poubojowe, gliceryna. Najważniejszym składnikiem jest kiszonka z kukurydzy.

- współpracujące z gorzelnią;

Podstawą dla procesu produkcji biogazu jest odpad – wywar pogorzelniany. Można również dodać gnojowicę, obornik, odpady poubojowe. Układ gorzelnia – biogazownia jest korzystny dla obu stron, gdyż w zamian za wywar, gorzelnia otrzymuje ciepło technologiczne (para).

Poza wywarem, można również wykorzystać [8]: ścieki i nadmiar drożdży z fermentacji alkoholu z ziemniaków, kukurydzy, ziaren zbóż, melasy. Składniki wywaru są wstępnie rozpuszczone (dzięki drożdżom), więc substrat ten ma niezmienny skład. Nie ma też konieczności podgrzewania go przed podaniem do komory fermentacyjnej. Osady pofermentacyjne można użyć jako dodatek do pasz lub nawozy organiczne.

- utylizacyjne;

Produkcja biogazu jest sposobem na utylizację odpadów poprodukcyjnych. Główna część wsadu to przeterminowane produkty spożywcze lub inne odpady spożywcze. Ponadto dodawane są odpadki poubojowe i gnojowica.

- przy składowiskach odpadów;

Tzw. gaz wysypiskowy jest biogazem powstałym w wyniku rozkładu części organicznych z odpadów komunalnych. Jego ilość i jakość zależy od rodzaju i składu zdeponowanych odpadów. Produkcja biogazu może trwać nawet 20 lat od początku składowania.

- przy oczyszczalniach ścieków;

Utylizacja osadów ściekowych poprzez fermentację pozwala na neutralizację zawartych w nich bakterii chorobotwórczych, wirusów i pasożytów, dodatkową korzyścią jest powstawanie biogazu. W zależności od składu osadów, z jednej ich tony uzyskuje się 35 – 280 m³ biogazu. Ponadto [8] osady ściekowe są jedynym substratem używanym do procesu. Niestety materiał pofermentacyjny nie zawsze można wykorzystać jako nawóz, a wtedy należy go spalić, co z kolei znacznie podnosi koszty działania takich biogazowni.

W ostatnim czasie pojawia się również inne rozwiązanie biogazowni – oparte na wykorzystaniu roślin energetycznych, które dostarczają wartościowego substratu do produkcji biogazu. Badania takie prowadzono np. w Illinois w USA [1].

Podział biogazowni wg mocy wytwórczych [7]:

- mikrobiogazownie – do 40 kW,
- małe – do 200 kW,
- duże – powyżej 200 kW.

W oparciu o ilość etapów procesu technologicznego rozróżniamy następujące typy biogazowni [7]:

- jednoetapowe (jednostopniowe);

Zwykle stosowane przy biogazowniach rolniczych. Wszystkie fazy procesu technologicznego zachodzą w jednym zbiorniku (komorze fermentacyjnej).

- dwuetapowe (dwustopniowe);

Fermentacja przebiega w dwóch komorach fermentacyjnych, podczas drugiego etapu wytwarza się dodatkowo ok. 20% biogazu. System stosuje się np. przy stosowaniu odpadów tłuszczowych. Taka technologia opłaca się tylko przy dużych biogazowniach, z uwagi na wyższe koszty inwestycyjne (dwa reaktory i wymienniki ciepła).

- wieloetapowe (wielostopniowe);

Stosowane, gdy substratami są substancje trudno rozpuszczalne. Rzadko stosowane z uwagi na koszty inwestycyjne, generowane przez konieczność budowy kilku komór fermentacyjnych. Zalety tej metody to krótszy czas przebiegu procesu (4 – 6 dni) i uzyskanie większych ilości biogazu.

1.2. Zasada działania biogazowni

Biogazownia składa się z następujących elementów ciągu technologicznego: podawanie substratu, komora fermentacyjna, zbiornik magazynowy biogazu, zbiornik na przefermentowany substrat, urządzenie służące do wykorzystania biogazu. [9]

Sposób dawkowania substratu dopasowany jest do jego typu. Kiszonki z roślin i inne materiały sypkie są podawane z wykorzystaniem podajników, przy użyciu przenośników ślimakowych lub pomp tłokowych. Przed wprowadzeniem do komory mogą one być rozdrobnione przy użyciu maszyn rozdrabniających, mielących, miażdżących (w zależności od stosowanych substratów). Kiszonki są składowane w specjalnie przygotowanych silosach lub pryzmach okrytych folią. Z kolei takie substraty płynne jak gnojowica czy wywar gorzelniany są dostarczane do zbiornika buforowego, a następnie przepompowywane do komory fermentacyjnej. Zbiornik buforowy musi być szczelny, by zapobiec rozprzestrzenianiu się odorów i ewentualnym wyciekom do gruntu. W przypadku odpadów poubojowych, układ musi być rozbudowany o wstępną obróbkę – pasteryzację lub higienizację. Odbiór tych odpadów odbywa się w odrębnym budynku, posiadającym biofiltry usuwające odory. Najpierw odpady są poddawane stosownej obróbce termicznej, a następnie schładzane i dawkowane do komory fermentacyjnej. [7,9]

Komora fermentacyjna, lub po prostu fermentor, jest zbiornikiem, w którym zachodzi rozkład materii organicznej i produkcja biogazu (rys. 1). Zwykle jest to zamknięty zbiornik, wykonany z żelbetu lub stali. Zbiorniki żelbetowe są niskie i mają mieszadła boczne. Z kolei fermentory stalowe są wysokie i wyposażone w mieszadło pionowe. Odpowiednio dobrana do rodzaju substratu, jego ilości i właściwości komora fermentacyjna zapewnia stałe warunki istnienia dla bakterii metanowych. Właściwie mieszanie zawartości komory umożliwia równomierne rozprowadzenie dawkowanego substratu i utrzymanie optymalnej temperatury i pH, posiada również wpływ na uwalnianie metanu. Istotne jest również izolowanie termiczne i ogrzewanie w miesiącach zimowych komory, by zachować odpowiednią temperaturę dla procesu (ok. 37°C). [7,9]



Rysunek 1. Biogazownia w Rybolach – zbiorniki fermentacyjne

Źródło: www.adlerbiogaz.eu [10]

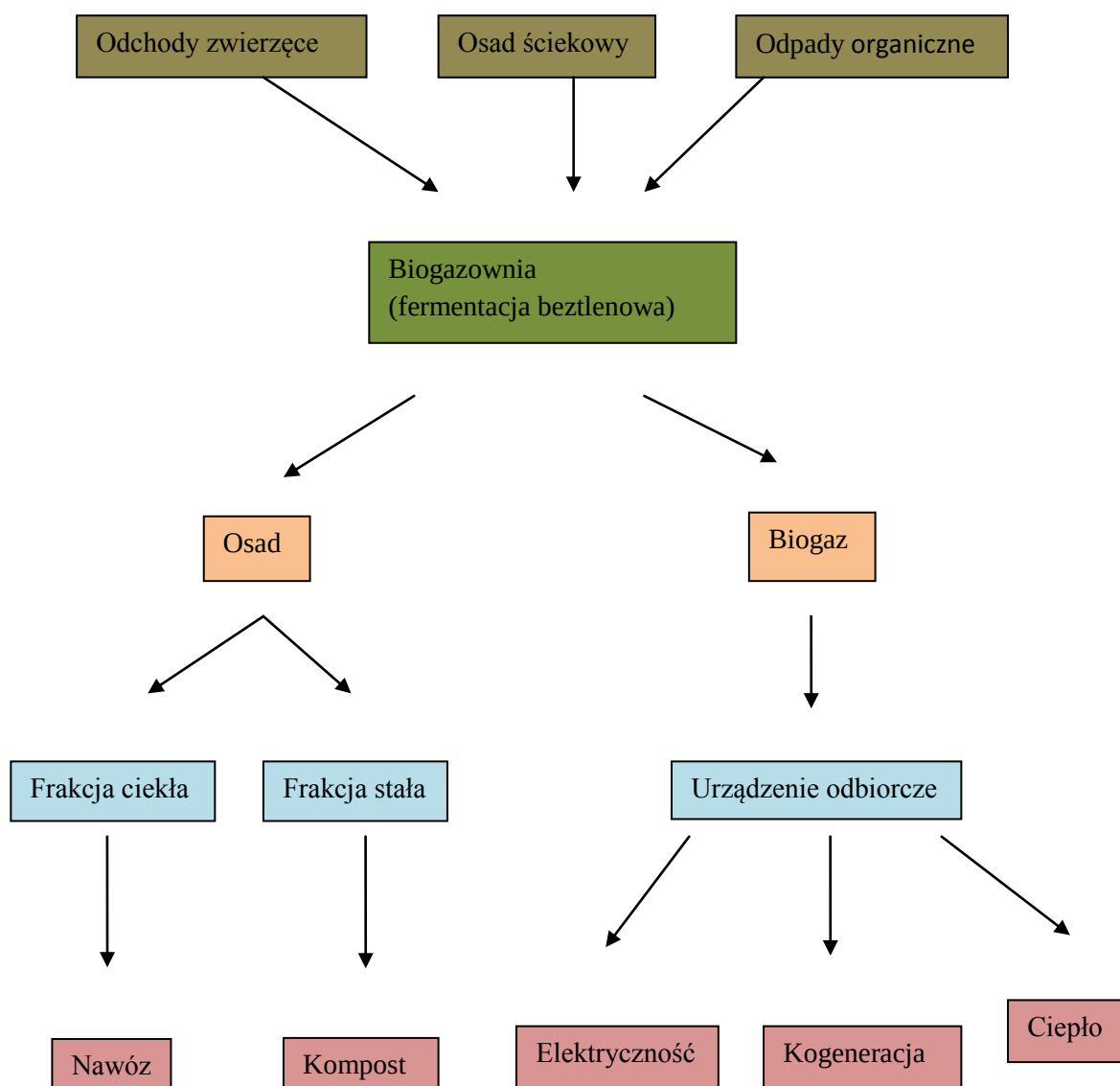
Biogaz, uwalniany w komorze fermentacyjnej, zbiera się w zbiorniku magazynowym, który jest też buforem dla urządzenia odbiorczego, niwelując nierównomierność wytwarzania biogazu. Występują tzw. zbiorniki suche i mokre. Mokre instaluje się nad komorą fermentacji. Jest to najtańsze rozwiązanie. Zbiorniki suche są odrębną konstrukcją, wykonaną z tworzyw sztucznych lub gumy. Do nich biogaz z fermentora jest przesyłany. Ponadto zbiornik ten posiada na wyposażeniu urządzenia mechaniczne, hydrauliczne i elektryczne, zabezpieczenia przed wahaniami ciśnienia, sprężarkę transportującą biogaz, pochodnie do

spalania nadmiaru gazu, przerywacz płomienia zapobiegający przejściu ognia do instalacji, ciśnieniomierze, licznik gazu.[9,11]

Urządzeniem odbiorczym może być np. agregat kogeneracyjny. Spala on biogaz, produkując w ten sposób prąd elektryczny i ciepło. Gaz doprowadzony do agregatu powinien być odsiarczony i osuszony, by nie powodować uszkodzeń urządzeń (w przypadku powstania kwasu siarkowodorowego). Odsiarczanie przebiega z wykorzystaniem metod biologicznych w fermentorze lub zbiorniku biogazu, natomiast para wykrapla się między zbiornikiem biogazu a urządzeniem kogeneracyjnym w elementach instalacji lub na odwadniaczu. [9]

W wyniku fermentacji powstaje też ciecz, posiadająca wysokie walory nawozowe z uwagi na zawartość licznych pierwiastków (azotu, fosforu, potasu, magnezu, wapnia), często w postaci łatwo przyswajalnych dla roślin zdysocjowanych soli. Nawóz ten musi być magazynowany przez okres, gdy nie jest możliwe jego zastosowanie (np. zimą). Gromadzenie może się odbywać w zbiorniku lub w lagunach. W przypadku zbiorników przykrywanych możliwe jest dodatkowe odzyskanie uwalniającego się biogazu. [7,9]

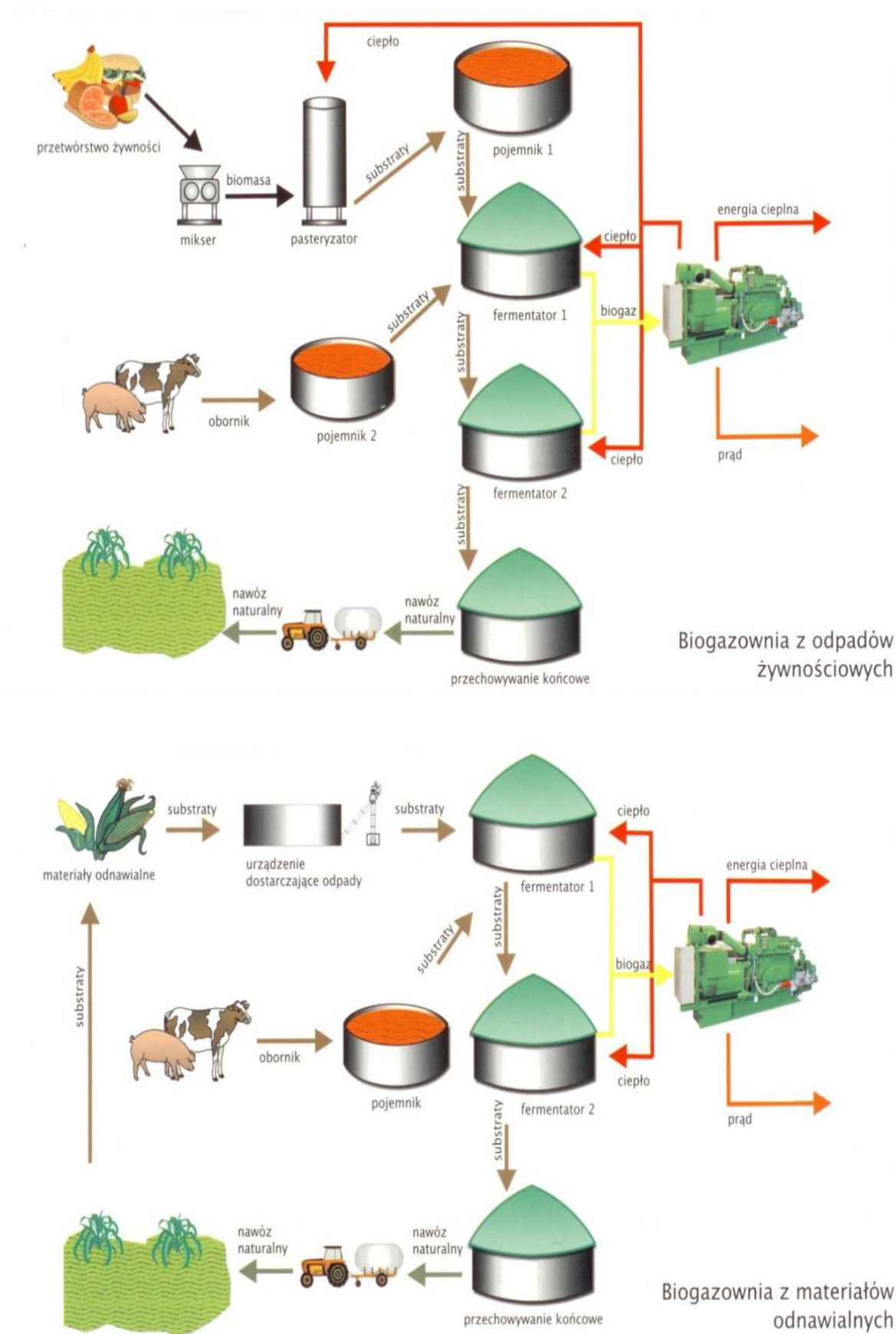
Możliwości pozyskiwania i wykorzystywania biogazu można ująć w następujący sposób (rys. 2):



Rysunek 2. Pozyskiwanie i wykorzystanie biogazu

Źródło: opracowanie własne na podstawie [1]

Na rys. 3 przedstawiono przykładowy schemat blokowy biogazowni według technologii Biogas weser-ems Friesoythe w Niemczech.



Rysunek 3. Schemat blokowy przykładowej biogazowni

Źródło: www.adlerbiogaz.eu [10]

1.3. Substraty do procesu produkcyjnego

Substratami do fermentacji mogą być odpady rolnicze, przemysłowe i komunalne.

Do odpadów rolniczych zaliczamy [11]:

- odchody zwierząt,
- uprawy energetyczne,
- odpady z hodowli roślin,
- ścinki trawy i odpady ogrodnicze,
- resztki jedzenia.

Odpady przemysłowe wykorzystywane do produkcji biogazu [11]:

- spożywcze,
- mleczarskie,
- cukrownicze,
- farmaceutyczne,
- kosmetyczne,
- biochemiczne,
- papiernicze,
- mięsne.

Do odpadów komunalnych zaliczamy [8]:

- osad ściekowy,
- odpady z terenów zielonych,
- odpady organiczne z wysypisk komunalnych,
- odpadki kuchenne, przeterminowane produkty spożywcze.

Głównym substratem do produkcji biogazu rolniczego jest zawsze gnojowica. Jej skład zależy od sposobu karmienia i ilości zużytej wody. Ma ona jednak niższy potencjał produkcji biogazu niż odpady organiczne.[11] Nie może ona być jedynym substratem, ale dobrze nadaje się do „rozcieńczania” kiszonek i roślin energetycznych. [8]

Jako substraty mogą posłużyć też rośliny z upraw energetycznych, m.in. trawa, koniczyna ziemniaki, kukurydza, bób, żyto, burak pastewny, burak cukrowy, gorczyca, pszenica, sorgo, rzepak, dynia. Do stosowania nadają się zarówno całe rośliny, jak i ich części (owoce, bulwy, liście, nasiona), ich kiszonki oraz słomy. Najpierw należy wykorzystywać odpady, a dopiero potem uprawy celowe. [11]

Każdy substrat pozwala uzyskać w wyniku jego fermentacji inną ilość biogazu. Najkorzystniejsze są: kiszonka z kukurydzy, żyto GPS, burak cukrowy, kiszonka traw. [13]

O przewadze kukurydzy decydują następujące elementy: duży potencjał produkcji biogazu, niższy koszt zbioru, nie ma konieczności zmiany techniki uprawy, łatwość magazynowania. Czas zbioru powinien zagwarantować odpowiednią zawartość suchej masy w kiszonce. Kukurydza wpływa też korzystnie na fermentację gnojowicy i osadów ściekowych.

W Polsce głównie wykorzystuje się [1]:

- gnojowicę,
- kiszonkę z kukurydzy,
- wywar pogorzelniany,
- resztki warzyw i owoców,
- wysłodki,
- obornik,
- serwatkę,
- pulpę ziemniaczaną,
- oraz inne.

1.4. Proces produkcyjny w biogazowni

Cały proces produkcyjny w biogazowni składa się z pięciu etapów technologicznych. Różnić może się przygotowanie substratów, ale ciąg procesu jest taki sam w każdym typie biogazowni.

Etapy technologiczne w biogazowni [8]:

1. Dostarczenie, przygotowanie i składowanie substratów.

Substraty mogą być cyklicznie dostarczane z miejsca powstawania lub też mogą być magazynowane na terenie biogazowni, w silosach lub zbiornikach. Substraty powinny być wcześniej odpowiednio przygotowane.

2. Wprowadzenie substratów do komory fermentacyjnej.

W zależności od rodzaju substratów, są one odpowiednio transportowane do fermentora.

3. Wytworzenie biogazu.

W komorze fermentacyjnej z substratów, w wyniku procesów chemicznych, powstaje biogaz. Może się on gromadzić w szczytowej części komory, dobrze sprawdzają się dachy membranowe elastyczne, które mogą się rozciągać w razie potrzeby.

4. Uzdatnienie i zagospodarowanie osadów pofermentacyjnych.

Przefermentowany wsad, tzw. osad lub pulpa pofermentacyjna, po odpowiednim przygotowaniu można wykorzystać jako nawóz. Posiada on dużo biogenów w formie

Etapy fermentacji metanowej [1,9]:

- Faza 1 – hydroliza. Związki organiczne, w obecności wody i enzymów, są rozkładane na prostsze (białka → aminokwasy → wielocukry → cukry proste → tłuszcze → alkohole wielowodorotlenowe i kwasy tłuszczowe). Umożliwia ona rozpoczęcie się zakwaszania.
- Faza 2 – acidogeneza. Produkty hydrolizy są rozkładane do kwasów tłuszczowych (octowy, propionowy, masłowy oraz mrówkowy, walerianowy, kapronowy) oraz do alkoholi, aldehydów i produktów gazowych CO₂ i H₂.
- Faza 3 – octanogeneza. Wyższe kwasy tłuszczowe są rozkładane do kwasu octowego i produktów gazowych CO₂ i H₂.
- Faza 4 – metanogeneza. Z powstałych podczas fazy 2 i 3 gazów, m.in. dwutlenku węgla i wodoru oraz z kwasu octowego, mrówczanu, metanolu, metyloaminy i siarczku dwumetylowego, bakterie metanowe syntezują metan.

W komorze fermentacyjnej wszystkie te procesy zachodzą równolegle. Obok siebie żyją mikroorganizmy związane z różnymi fazami procesu. Od obecności wszystkich grup biogazu i ich właściwych proporcji zależy prawidłowość procesu i jakość otrzymanego biogazu. [9]

Zwykle biogazownie pracują przepływowo – substraty są podawane do komory fermentacyjnej kilka razy dziennie, jednocześnie taka sama ilość przefermentowanej masy jest usuwana z fermentora.

Parametry decydujące o prawidłowym przebiegu fermentacji [11]:

- temperatura,
- hydrauliczny czas retencji,
- obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń organicznych,
- mieszanie wsadu,
- eliminacja inhibitorów procesu (np. antybiotyki, środki ochrony roślin).

Temperatura jest najważniejszym parametrem dla procesu fermentacji. Każdy szczep bakterii posiada swój optymalny zakres temperatur. W zależności od przedziału temperaturowego można wyróżnić trzy rodzaje fermentacji [11]:

- psychrofilowa (10 – 25 °C),
- mezofilowa (32 – 38 °C),
- termofilowa (52 – 55 °C).

Fermentacja psychrofilowa jest nieopłacalna ekonomicznie. Najczęściej spotykany jest proces mezofilowy, rzadziej termofilowy. Termofilowy stosuje się, gdy część substratu jest

poddawana obróbce wstępnej – higienizacji. W Polsce na 51 biogazowni tylko 3 realizuje proces termofilowy, pozostałe pracują na fermentacji mezofilowej. [6]

Aby utrzymać odpowiednią temperaturę, należy ogrzewać komorę fermentacyjną. Można to zrealizować poprzez wymienniki ciepła lub bezpośrednie podgrzewanie wsadu. Wymienniki ciepła (zewnętrzne i przeponowe) ogrzewają materiał wsadowy przed podaniem do komory lub mogą być wbudowane w ściany lub dno fermentora. Z kolei bezpośrednie podgrzewanie wsadu polega na rozcieńczaniu go gorącą wodą. Tą metodę stosuje się, gdy i tak konieczne jest rozcieńczenie biomasy, np. w przypadku odchodów drobiu. [11]

Hydrauliczny czas retencji musi zagwarantować pełny rozkład wsadu. Jest on zależny od temperatury, im wyższa temperatura procesu, tym szybciej zachodzi rozkład substancji organicznych. Czas retencji dla samej gnojowicy wynosi zwykle 20 dni, zaś dla roślin energetycznych – 60 dni. [11]

Czas retencji wydłuża się też w przypadku zawartości substancji trudno rozkładalnych, np. celulozy, hemicelulozy, ligniny. Krótszy okres przetrzymania potrzebny jest dla tłuszczu i białek, zaś najkrótszy – dla cukrów.

Podatność na rozkład można poprawić poprzez rozdrobnienie substratu i jego obróbkę wstępną w wysokiej temperaturze i ciśnieniu.

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń, czyli stosunek ilości dostarczanego materiału, jego uwodnienia i zawartości substancji organicznych do objętości komory, również posiada wpływ na przebieg fermentacji. Przy zwiększaniu obciążenia następuje wzrost produkcji biogazu, jednak do pewnego momentu. Przy osiągnięciu maksimum, ilość wytwarzanego biogazu ulega zmniejszeniu.

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń można obliczyć w następujący sposób [11]:

$$B_R = \frac{m \times c}{V_R} \quad [\text{kg s.m.o./m}^3/\text{doba}] \quad (1)$$

gdzie:

B_R – obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń, kg s.m.o./m³/doba,

m – ilość wsadu, kg/doba,

c – procentowa zawartość substancji organicznej we wsadzie,

V_R – objętość komory fermentacyjnej, m³.

Mieszanie wsadu zapewnia jednakową temperaturę i konsystencję w całej objętości komory, a także ułatwia wydzielanie się metanu, nie dopuszcza do utworzenia się kożucha i rozwarstwienia się biomasy. Dodatkowo dzięki mieszaniu dopływająca biomasa rozprowadza

się równomiernie w objętości komory, a bakterie mają łatwiejszy dostęp do materii organicznej. Istotne jest, by nie wytworzyły się martwe miejsca, do których nie są dostarczane substancje organiczne. Zbyt intensywne mieszanie może z kolei zniszczyć skupiska bakterii i nawet zatrzymać cały proces biologiczny. Mieszanie można realizować przy wykorzystaniu mieszadeł mechanicznych lub pomp hydraulicznych. Sposób hydrauliczny polega na wdmuchiwanie do komory sprężonego gazu, który powoduje powstawanie bąbelków. Te z kolei powodują mieszanie się zawartości komory. [11]

Inhibitory procesu nawet w niewielkich ilościach działają toksycznie na bakterie. Ich zestawienie zawiera tabela 1.

Tabela 1. Inhibitory fermentacji

Substancja		Dopuszczalny poziom
powstałe podczas źle prowadzonej fermentacji	amoniak	< 1 500g/m ³
	siarkowodór	
wprowadzone wraz ze substratem	miedź	< 100 g/m ³
	nikiel	< 100 g/m ³
	chrom	< 100 g/m ³
	antybiotyki	
	środki dezynfekujące	
	rozpuszczalniki	
	sole	
	środki chwastobójcze	

Źródło: opracowanie własne na podstawie [1,8,11]

Oprócz substancji zakłócających proces, istotna jest też proporcja pomiędzy węglem a azotem. Nie powinna ona wynosić więcej niż 100:3. W celu zachowania odpowiedniej proporcji należy rozcieńczać wsad (zawierający odchody zwierzęce, amoniak) lub dawkować biomasę, np. słomę (duża zawartość węgla).

Wskaźnikami prawidłowości procesu fermentacji mogą być następujące wskaźniki [11]:

- pH, optymalne ok. 7 (zakres 6,8 – 7,2), szczególnie groźne jest obniżenie pH, w takim przypadku należy dawkować wapno lub wstrzymać się z dodawaniem świeżego substratu,
- potencjał redox,
- stosunek LKT/OWN; test miareczkowy związany z lotnymi kwasami tłuszczowymi i z

zawartością ogólną węgla nieorganicznego; najważniejszy wskaźnik przebiegu fermentacji.

Parametry procesu są monitorowane przez mniej lub bardziej skomplikowaną aparaturę kontrolno – pomiarową. Większość urządzeń ciągu technologicznego może być zarządzana w sposób automatyczny.

Jeśli urządzenie odbiorcze nie pracuje (powodem może być naprawa lub konserwacja urządzenia), wtedy biogaz jest spalany w pochodni gazowej.

1.5. Parametry biogazu

Według [12]: „Biogaz rolniczy oznacza paliwo gazowe otrzymywane w procesie fermentacji metanowej z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, z wyłączeniem gazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów”.

Biogaz jest mieszaniną gazów, bez barwy i bez zapachu (ewentualnie w zależności od składu może mieć zapach siarkowodoru). [8]

Biogaz składa się z [10]:

- metanu (ok. 50 – 75%),
- dwutlenku węgla (25 – 45%),
- wodoru (< 1%),
- tlenku węgla (0 – 2,1%),
- azotu (< 2%),
- siarkowodoru (20 – 20000 ppm),
- pary wodnej.

Im metanu jest więcej, tym większa jest wartość kaloryczna biogazu. Można przyjąć, że biogaz o zawartości 65% metanu posiada wartość opałową równą 23 MJ/m³. Po oczyszczeniu może to być nawet 35 MJ/m³. [1,8,11]

1.6. Potencjał biogazu w Polsce

W chwili obecnej produkcja biogazu rozwija się z roku na rok. Na początku 2015 roku roczna wydajność instalacji do wytwarzania biogazu (sumaryczna dla wszystkich obiektów) wynosiła 254 554 044 m³/rok [6]. Zainstalowana moc układów 66,319 MW dla energii elektrycznej i 67,84 MW dla ciepłej [6].

Możliwe jest wyprodukowanie 3 mld m³ biogazu o wartości opałowej 20 MJ/m³. W

każdej gminie powinna zatem powstać biogazownia o mocy ok. 1 MW (co jest zgodne z [3]). Substraty byłyby zapewnione z 500 ha nieużytków obsianych trawą lub kukurydzą oraz z odpadów lokalnych (obornik, gnojowica, osady ściekowe). Z takiej biogazowni otrzymywałoby się 3 do 3,5 mln m³ biogazu do wykorzystania w lokalnej sieci gazowej lub w kogeneracji do produkcji energii elektrycznej i ciepła na lokalne potrzeby. Uzyska się też kilkanaście tysięcy ton nawozu i kompostu. [1]

Teoretyczny potencjał surowcowy umożliwia wyprodukowanie nawet 5 mld m³ biogazu. Realna ilość biogazu do wytworzenia to 1,7 mld m³ rocznie. Taka ilość pokryłaby 10% zapotrzebowania kraju na gaz lub w całości zaopatrzyłaby odbiorców wiejskich w gaz oraz dodatkowo zapewniłaby 125 tys. MWhe energii elektrycznej i 200 tys. MWhe energii cieplnej. [3]

1.7. Sposoby wykorzystania biogazu

Najbardziej ekonomicznym sposobem wykorzystania biogazu jest kogeneracja, czyli skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła (CHP). Możliwe jest to przy wykorzystaniu agregatu kogeneracyjnego, czyli urządzenia zbudowanego na bazie silnika iskrowego i prądnicy, wyposażonego również w wymienniki ciepła (odbierają ciepło z układu mieszania paliwa z powietrzem, chłodzenia silnika i układu wydechowego). Mieszanina biogazu i powietrza jest pompowana do silnika. Silnik wywołuje ruch agregatu elektrycznego, wtedy ten wytwarza prąd. Produktami ubocznymi tego procesu są – ciepło z chłodzenia silnika i ciepło odzyskane z gazów spalinowych. W nowoczesnym urządzeniu kogeneracyjnym sprawność odzysku ciepła to 40 – 43%, zaś produkcji energii elektrycznej to 30 – 40%. [7,9,11]

Energia elektryczna jest produkowana w sposób ciągły. Służy ona pokryciu własnych potrzeb, ale może też być odsprzedawana pobliskim odbiorcom lub wprowadzona do sieci Zakładu Energetycznego. [9]

Produkcji prądu towarzyszy wytwarzanie ciepła. Jest ono odbierane z wymiennika za pomocą wody o parametrach 70/90°C. Mogą to być też inne parametry lub czynnik (para wodna). Korzystna jest nieduża odległość odbiorców od miejsca wytworzenia ciepła, gdyż na drodze przesyłu występują duże straty ciepła, a koszt budowy sieci cieplnej jest wysoki. Ciepło może też pochodzić ze spalania biogazu w kotłach gazowych. [9,11]

Istnieje też możliwość produkcji chłodu. Można to zrealizować przez wykorzystanie chillerów absorpcyjnych, wytwarzającym wodę lodową o temperaturze ok. 5 – 7 °C. Taki

chłód można zastosować w chłodnictwie, klimatyzacji, itp. [9].

Budowane biogazownie są energooszczędne, dzięki odpowiedniemu projektowaniu, doborowi urządzeń, sterowaniu i optymalizacji pracy. Dlatego też zużywają one kilka procent produkowanej przez siebie energii elektrycznej i kilkanaście procent ciepła. [9,13]

Ponadto biogaz można też (rys. 5) [1,8]:

- po oczyszczeniu dostarczyć do sieci gazowej,
- wykorzystać jako paliwo do silników trakcyjnych lub w pojazdach,
- użyć w procesach technologicznych, takich jak produkcja metanolu czy nawozów.



Rysunek 5. Sposoby wykorzystania biogazu

Źródło: Opracowanie własne

1.8. Negatywne i pozytywne skutki produkcji biogazu

Negatywy związane z produkcją biogazu [1,8]:

- duże nakłady inwestycyjne,
- konieczność zachowania optymalnych warunków dla procesu fermentacyjnego,
- substraty muszą być stale dostarczane,
- źle zaprojektowana lub obsługiwana biogazownia oraz dostarczanie substratów może być źródłem odorów,
- biogaz jest gazem wybuchowym, trzeba zachowywać ostrożność na każdym etapie technologicznym,
- trudności z podłączeniem do starej infrastruktury energetycznej, mały zasięg sieci

gazowej,

- uprawy roślin „pod biogazownię” bez płodozmianu mogą wywołać wyjałowienie gleby,
- luki prawne przy utrzymywaniu „żółtych” i innych certyfikatów energetycznych,
- trudność proceduralne przy uzyskiwaniu pozwolenia na budowę,
- partnerstwo publiczno – prawne (gmina, mieszkańcy, przedsiębiorcy) nie jest szczegółowo regulowane,
- niska świadomość społeczeństwa, związana z odnawialnymi źródłami energii,
- niedostateczna ilość informacji o biogazowniach w środkach masowego przekazu,
- możliwość zachwiania cen na rynku surowców i energii,
- protesty lokalnej ludności – przyszłych „sąsiadów” obiektu.

Pozytywy związane z produkcją biogazu [1,8]:

- ekologiczne źródło energii,
- koszty produkcji energii cieplnej i elektrycznej w biogazowni są porównywalne z tradycyjnymi sposobami wytwarzania,
- zróżnicowanie rynku dostawców energii,
- mniejsza emisja CO₂ dzięki częściowemu wyeliminowaniu spalania węgla,
- decentralizacja produkcji energii,
- wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- liczne metody wykorzystania biogazu,
- możliwość dopasowania produkcji do aktualnych potrzeb,
- produkcja energii nie zależy od warunków atmosferycznych,
- zagospodarowanie odpadów na wsiach,
- dobra alternatywa dla tradycyjnych metod unieszkodliwiania odpadów,
- fermentacja nie wymaga stosowania substancji chemicznych,
- wysokiej jakości nawozy naturalne zamiast sztucznych,
- polepszenie efektywności produkcji w rolnictwie ekologicznym,
- nowe miejsca pracy,
- zagospodarowanie nieużytków rolniczych.

1.9. Samowystarczalność energetyczna

Dzięki pracy m.in. biogazowni można osiągnąć samowystarczalność energetyczną. Przykładem takiej sytuacji jest funkcjonowanie wioski Feldheim w Niemczech.

Feldheim znajduje się w odległości około 60 km od Berlina. Posiada 145 mieszkańców i 37 domów w zabudowie zwieszłej. Samowystarczalność energetyczna rozpoczęła się od inwestycji w turbiny wiatrowe w połowie lat 90. Następnie powstała farma fotowoltaiczna, budowę której ukończono w 2008r. Nadwyżki prądu są sprzedawane na rynek zewnętrzny. Aktualnie pracują 43 turbiny wiatrowe i 284 panele fotowoltaiczne. [14,15]

Koncern energetyczny, który powstał w tej miejscowości, w 2008 roku rozpoczął budowę biogazowni. Obiekt o mocy 500 kW przetwarza odchody z chlewni (ok. 2000 m³ rocznie), odchody z obory (ok. 1500 m³ rocznie), zboże (650 ton/rok) i kukurydzę (6125 t/rok) na energię. Surowce pochodzą z lokalnej spółdzielni rolniczej. Gdyby wykorzystywać olej opałowy – trzeba by było spalić 180 m³ tego paliwa, by osiągnąć podobny efekt energetyczny. Z biogazowni uzyskuje się energię elektryczną, ciepło (wykorzystywane do ogrzewania) oraz nawóz (oddawany do spółdzielni rolniczej, rocznie ok. 11500 m³). Jako instalacje szczytową zrealizowano kotłownię opalaną drewnem, dzięki czemu nie ma konieczności spalania węgla, a więc też nie są emitowane zanieczyszczenia powietrza. Aby sprostać zapotrzebowaniu na rośliny energetyczne, wszystkie nieuprawiane pola przeznaczono pod uprawy. [14,15,16]

Biogazownia produkuje 4 mln kWh energii elektrycznej i 4,3 mln kWh ciepła rocznie. Energii tej wystarcza do ogrzewania w zimie domów i obór, a w godzinach szczytu zaopatruje mieszkańców w prąd oraz gdy danego dnia panują gorsze warunki wietrzne. [16]

Z uwagi, że koncern, który obsługiwał wcześniej Feldheim, odmówił odsprzedaży gminie swojej infrastruktury, władze gminy zdecydowały o budowie własnej sieci przesyłowej. W 2010 roku prąd i ciepło popłynęły do mieszkańców ich własną siecią, którzy sami ustalają na zebraniach ceny energii. Stawki, w przypadku dostawy ciepła, są o około 10% niższe od poprzednio płaconych. Nadmiar ciepła i energii elektrycznej jest sprzedawany. Źródłem dochodu jest też uzyskiwany z biogazowni nawóz o bardzo dobrych parametrach. Dzięki tym wszystkim inwestycjom, rozwiązały się problemy z bezrobociem. [15]

Uzupełnieniem całej sieci są: stacja ładująca samochody elektryczne oraz magazyn energii, gromadzący 10 MWh, czyli 48-godzinny zapas energii dla miejscowości. [15]

Dzięki korzyściom ekonomicznym, mieszkańcy wioski nie zauważają niedogodności związanych z funkcjonowaniem alternatywnych źródeł energii, takich jak szum wiatraków czy uciążliwość zapachowa biogazowni (związana z rozładunkiem gnojówki). [16]

2. Biogazownia w Michałowie

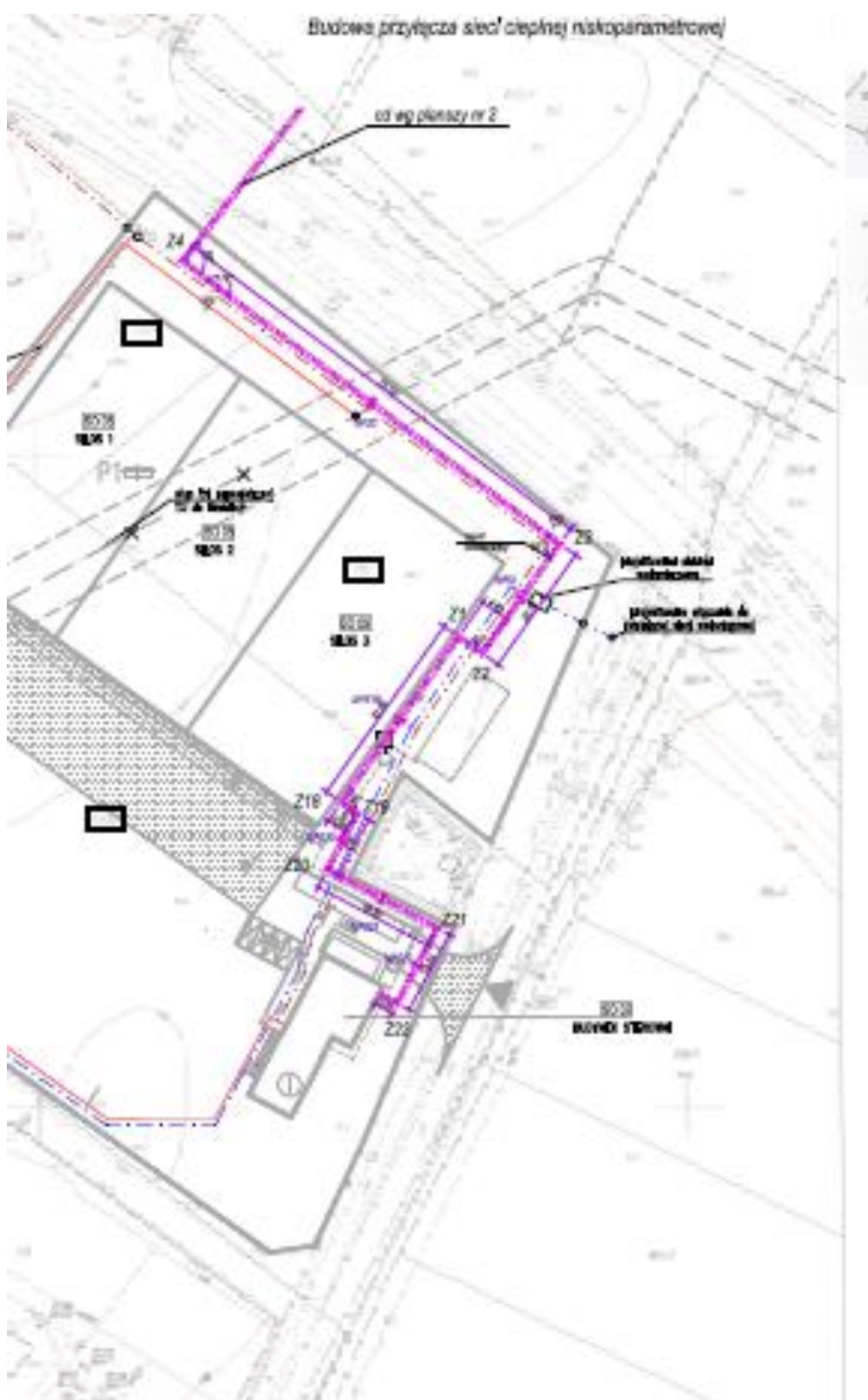
W województwie podlaskim od września 2014 roku działa biogazownia rolnicza o mocy nieco ponad 1 MW. Energia elektryczna w niej wyprodukowana trafia do sieci energetycznej, zaś energia cieplna na razie tylko zużywana jest na własne potrzeby. Docelowo nadwyżka ciepła będzie wykorzystywana do ogrzewania wielorodzinnych budynków mieszkalnych oraz do podgrzewania ciepłej wody.

Kolejną znaczącą inwestycją tego typu w woj. podlaskim jest budowa biogazowni w Michałowie.

Biogazownia rolnicza, o mocy 0,495 MW. Pozyskana z niej nadwyżka ciepła będzie trafiała do budynku szkoły wraz z basenem. Termin zakończenia prac ustalano wstępnie na czerwiec 2015 roku [17].

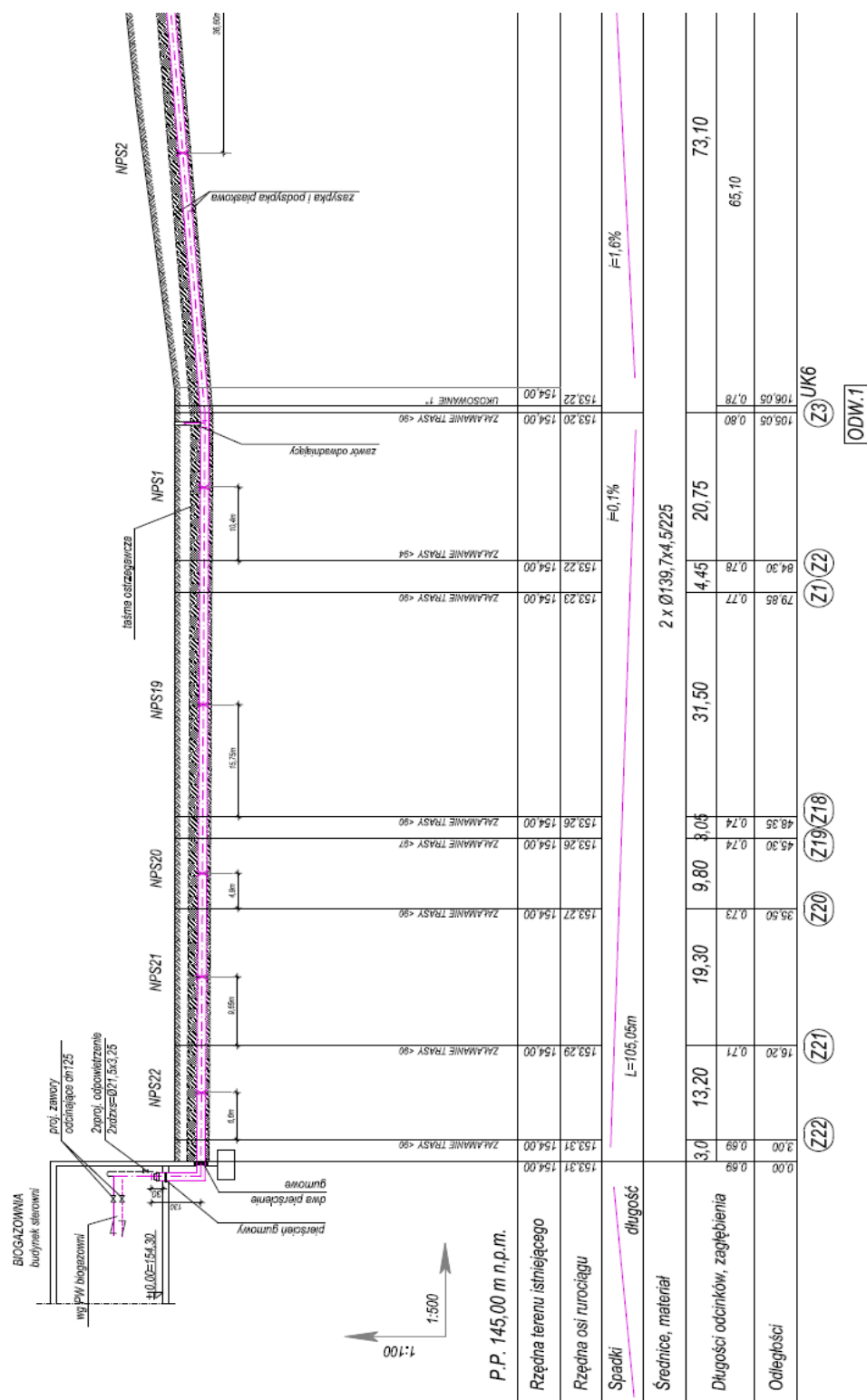
Ciepło zostanie doprowadzone do budynku szkoły przyłączem sieci cieplnej, niskoparametrowym, zrealizowanym w technologii preizolowanej. Średnica nominalna planowanego przyłącza to 2x125 mm, zaś jego długość to 1068,65m. Temperatura obliczeniowa w projektowanym przyłączu to 90/70°C, zaś ciśnienie to 0,06 MPa. [18]

Przyłącze zostanie wykonane z rur przewodowych stalowych bez szwu, o średnicy 139,7x4,5 mm. Ich izolację termiczną stanowić będzie pianka poliuretanowa. Płaszcz osłonowy wykonany będzie z polietylenu wysokiej gęstości o średnicy 225mm. Całość jako system preizolowany. Rury łączone przez spawanie, zaś izolacja – przez złącza mufowe (mufy termokureczliwe sieciowane radiacyjnie z korkami wgrzewanymi). Kształtki i armatura z elementów systemu preizolowanego. Kompensacja wydłużeń realizowana jako kompensacja „L”-kształtna oraz na długich odcinkach prostych z wykorzystaniem kompensatorów mieszkowych preizolowanych. Przejścia pod ulicami mają być wykonane techniką przecisku w rurach osłonowych stalowych. Do kontroli stanu szczelności sieci przewidziano system alarmowy impulsowy. Początek sieci (wyjście ze ściany budynku sterowni biogazowni) układany z zagłębieniem 0,69 m, maksymalne zagłębienie 1,10m, wejście do budynku szkoły (kotłownia) na głębokości 0,80m. Sieć z załamaniami trasy pod kątem 90°, spadek przewodów 0,3 – 2,2%. Odwodnienie sieci w najniższych punktach, odpowietrzenia w najwyższych punktach i przy zmianie kierunku spadku sieci. [18]. Na rys. 6 i 7 przedstawiono fragmenty projektu dotyczące projektowanego przyłącza.



Rysunek 6. Fragment trasy projektowanego przyłącza sieci ciepłej

Źródło: Projekt budowlany przyłącza sieci ciepłej [18]



Rysunek 7. Fragment profilu projektowanego przyłącza sieci ciepłej

Źródło: Projekt budowlany przyłącza sieci ciepłej [18]

3. Analiza korzyści z wykorzystania ciepła z produkcji biogazu

Ogrzewanie budynku szkoły wraz z salą gimnastyczną i krytą pływalnią generuje znaczne potrzeby energetyczne. Wykorzystanie energii wytwarzanej z odpadów w biogazowni przynosi liczne korzyści.

Budowa sieci cieplnej o długości nieco ponad 1 km jest znacznym wydatkiem, jednak poniesione nakłady inwestycyjne, zostaną zrekompensowane oszczędnościami przy ogrzewaniu budynku z wykorzystaniem własnego ciepła. Cała inwestycja z budową biogazowni zostanie dofinansowana z funduszy Unii Europejskiej, co zmniejszy obciążenie finansowe dla lokalnej spółki energetycznej.

Dzięki dostarczaniu czynnika z niskoparametrowej sieci cieplnej, możliwe będzie lepsze zarządzanie ogrzewaniem budynku. System automatyki odpowiednio dopasuje ilość ciepła podawaną do instalacji, by zapewnić wymaganą temperaturę, bez przegrzewania pomieszczeń. Zużywane będzie tyle ciepła, ile rzeczywiście jest potrzebne. Jednocześnie będzie to system bezobsługowy, niewymagający dozowania paliwa do kotłów.

Bardzo ważnym elementem jest również możliwość ograniczenia emisji spalin do atmosfery. W sytuacji spalania paliw kopalnych do ogrzewania budynku szkoły i pływalni, do atmosfery emitowane byłyby znaczne ilości zanieczyszczeń. W [8] podane zostały równoważniki energetyczne dla jednostki objętościowej oczyszczonego biogazu. Zebrano je w poniższej tabeli 2.

Tabela 2. Energia z biogazu i równoważne ilości energii z innych paliw

Ilość oczyszczonego biogazu	Ilość innego paliwa
1 m ³	gaz ziemny 0,93 m ³
1 m ³	węgiel 1,25 kg
1 m ³	olej opałowy 0,6 l

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [8]

Oznacza to, że wykorzystując do wytworzenia ciepła 1 m³ biogazu, zaoszczędza się w ten sposób 0,93 m³ gazu ziemnego, 1,25kg węgla lub 0,6 l oleju opałowego. Wobec wizji wyczerpywania się paliw kopalnych, są to znaczne ilości paliwa zastępczego, pozwalające na realną gospodarność przy zużywaniu zasobów Ziemi. Jednocześnie poprzez brak konieczności spalania tych paliw, do atmosfery nie zostaną wyemitowane żadne zanieczyszczenia wiążące się z wykorzystaniem tychże paliw do celów energetycznych, a więc (zależnie od rodzaju)dwutlenek węgla, tlenki azotu, tlenki siarki, pyły, benzo(a)piren.

Fakt ten, w dobie coraz powszechniejszej walki o czystość atmosfery i ograniczenie emisji spalin, posiada bardzo duże znaczenie. Zwłaszcza w obszarze Zielonych Płuc Polski – bliskiego sąsiedztwa z Puszcą Białowieską i Białowieskim Parkiem Narodowym.

Istotnymi korzyściami będą również: wpływy funduszy do lokalnego budżetu, zagospodarowanie odpadów rolniczych, uzyskanie dobrej jakości nawozu rolniczego, zagospodarowanie lokalnych nieużytków pod uprawę roślin dla biogazowni, aktywizacja mieszkańców, podniesienie atrakcyjności inwestycyjnej obszaru.

Tabela 3. Analiza SWOT dla wykorzystania ciepła z biogazowni

Mocne strony - ciepło pochodzące z OZE, - oszczędność zużycia paliw kopalnych, - zmniejszenie emisji spalin, - tańsza energia cieplna, - podtrzymanie wizerunku Zielonych Płuc Polski, - uzyskanie dobrej jakości nawozów, - wpływy do lokalnego budżetu.	Słabe strony - możliwość emisji odorów, - konieczność budowy sieci ciepłnej, - konieczność posiadania rezerwowego źródła ciepła na wypadek awarii, - biogaz jest gazem wybuchowym, - duże nakłady inwestycyjne.
Szanse - uniezależnienie się od dostawy i spalania paliw kopalnych, - aktywizacja lokalnych mieszkańców, - zagospodarowanie nieużytków, - wzrost znaczenia energii z OZE w skali kraju.	Zagrożenia - spadek atrakcyjności turystycznej obszaru, - niezadowolenie mieszkańców z uciążliwego sąsiedztwa biogazowni (w przypadku emisji odorów), - niska świadomość społeczeństwa.

Źródło: Opracowanie własne

Przedstawiona powyżej krótka analiza SWOT (tab. 3) koresponduje z omówionymi w podrozdziale 1.8 pozytywnymi i negatywnymi produkcji biogazu. W tym konkretnym przypadku mocne strony i szanse przeważają nad słabymi stronami i zagrożeniami. Inwestycja, na którą wyłożono znaczne środki finansowe, wydaje się być racjonalną i korzystną dla lokalnej społeczności i władzy.

4. Wnioski

1. Biogazownia jest istotnym odnawialnym źródłem energii.
2. Liczne korzyści z powstawania biogazowni przyczyniają się do bardzo szybkiego wzrostu ilości funkcjonujących w Polsce takich obiektów.
3. Biogazownia może nawet zapewnić samowystarczalność energetyczną, dzięki produkcji energii elektrycznej i ciepłej, czego dobrym przykładem jest Feldheim.
4. W obszarze województwa podlaskiego, z uwagi na aspekty ekologiczne, zaczynają powstawać biogazownie.
5. Wykorzystanie ciepła z biogazowni zamiast wytwarzania go z paliw kopalnych pozwala na obniżenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery.
6. Powstanie biogazowni przynosi wiele pozytywnych zmian lokalnych – zagospodarowanie nieużytków, aktywizacje społeczności, podniesienie atrakcyjności inwestycyjnej obszaru, wzrost wpływów do budżetu władz lokalnych.
7. Niestety, funkcjonowanie biogazowni niesie też ze sobą pewne problemy i zagrożenia.
8. Skomplikowana droga do rozpoczęcia budowy i duże koszty inwestycyjne mogą spowolnić rozwój biogazowni w Polsce, a osiągnięcie ilości średnio jednej biogazowni w każdej gminie do 2020 r. [3] wydaje się niezbyt realne.

Praca została zrealizowana w ramach pracy własnej nr MB/WBiŚ/12/2014.

Literatura

1. Tytko R.: *Materiały szkoleniowe: BIG – Biogazownie rolnicze w twojej gminie*, NFOŚiGW, 2013.
2. Scarlat N., Dallemand J.-F., Skjelhaugen O.J., Asplund D., Nesheim L.: *An overview of the biomass resource potential of Norway for bioenergy use*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, s. 3388-3398, 2011.
3. *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010 – 2020*, MG i MRiRW, Warszawa 2010.
4. Khanna M., Dhungana B., Clifton-Brown J.: *Cost of producing miscanthus and switchgrass for bioenergy in Illinois*, Biomass and Bioenergy, Vol.32 s. 482-493, 2008.
5. Kazimierowicz J., Kazimierowicz Z.: *Agricultural biogas plants*, Environmental Engineering – through a young eye, Vol.4 s. 115- 143, Białystok 2014.
6. www.arr.gov.pl/rejestr-przedsiębiorstw-zajmujących-sie-wytwarzaniem-biogazu-rolniczego, 10.02.2015r.

7. www.biogazownie.fwie.pl, 10.02.2015r.
8. Szymański B., Szymańska A.: *Biogazownie – korzyści czy zagrożenia*, Fundacja Wspierania Inicjatyw Ekologicznych, Kraków 2012.
9. www.biogazownie.pl, 11.02.2015r.
10. www.adlerbiogaz.eu, 11.02.2015r.
11. Curkowski A., Mroczkowski P., Oniszk-Popławska A., Wiśniewski G.: *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o., Warszawa 2009.
12. Ustawa z dn. 10.04.1997r. Prawo Energetyczne – zmiana wg Rozporządzenia Ministra Gospodarki obowiązująca od 30.10.2011r. (Dz.U. z 2011r., Nr 205, poz. 1208).
13. Wach E., Szajner A., Grecka K., Wach L., Pawlak A.: *Energia z zasobów odnawialnych w każdym gospodarstwie domowym*, Bałtycka Agencja Poszanowania Energii S.A., Gdańsk 2012.
14. ekorynek.com/oze/1330-feldheim-kraina-zielonej-energii, 18.02.2015r.
15. <http://www.klaster3x20.pl/sites/default/files/BZEP/22/WAWRZYCZEK%20Andrzej%20-%20Niemcy%20maj%C4%85%20samowystarczalne%20energetycznie%20miasteczko%20z%20w%C5%82asn%C4%85%20sieci%C4%85%20smart%20grid.pdf>, 18.02.2015r.
16. ziemianarozdrozu.pl/artykul/1834/Sasiedzka-zmowa-sposobem-na-tania-energie, 18.02.2015r.
17. agrikomp.de/pl, 20.02.2015r.
18. Siemiończyk G., Siemiończyk J.: *Projekt budowlany przyłącza sieci ciepłej niskoparametrowej preizolowanej w Michałowie, (...), od planowanej lokalizacji inwestycji polegającej na budowie biogazowni rolniczej do budynku Szkoły Podstawowej w Michałowie, ul. Sienkiewicza 21*, Białystok, 02.2013r.

Adam Widz¹, Paulina Kubecka¹, Ola Pańczyk¹, Szczepan Jakubaszek¹, Karolina Burek¹,

²Piotr Stanek, ²Aneta Brodziak

Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie

ul. Akademicka 13, Lublin

¹Koło Naukowe Biologów i Hodowców Zwierząt

Sekcja Ekologicznej Produkcji Żywności

²Pracownia Ekologicznej Produkcji Żywności Pochodzenia Zwierzęcego

Katedra Hodowli i Ochrony Zasobów Genetycznych Bydła

Wydział Biologii i Hodowli Zwierząt

Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie

Wykorzystanie biogazowi do zagospodarowania nawozów organicznych

Słowa kluczowe: *biogazownia, rolnictwo, nawozy naturalne*

Streszczenie: Sektor rolniczy stwarza wiele zagrożeń dla środowiska. Powszechne w Polsce nieprawidłowe składowanie gnojowicy i niewłaściwe jej wykorzystanie mogą powodować zanieczyszczenia wód powierzchniowych i gruntowych związkami azotu i fosforu. Jednym ze sposobów dbania o naturę może być możliwość budowy biogazowni rolniczych, które mają zapewniać redukcję odpadów i emisji gazów oraz odorów na terenach wiejskich. W artykule został przedstawiony projekt biogazowni rolniczej, przetwarzającej gnojowicę i obornik. Projekt uwzględnia: charakterystykę gospodarstwa, plan budowy biogazowni, rodzaj użytego wsadu oraz kryteria lokalizacji biogazowni. Pokazuje pozytywne aspekty budowy biogazowni i możliwość redukcji zagrożeń ze strony nawozów naturalnych oraz sposób wykorzystania energii z wyprodukowanego biogazu.

1. Wstęp

Aktualnie w gospodarce, w tym również w sektorze rolniczym szuka się nowych możliwości i kierunków rozwoju, a także dodatkowych źródeł dochodów. Biogazownie rolnicze umożliwiają wspieranie nowoczesnych technologii i innowacji, tworzenie nowych stanowisk pracy, dynamizację terenów wiejskich i odizolowanych, intensyfikację programów ochrony środowiska, intensyfikację energetyki oraz zwiększenie bezpieczeństwa dostarczania energii.[1]

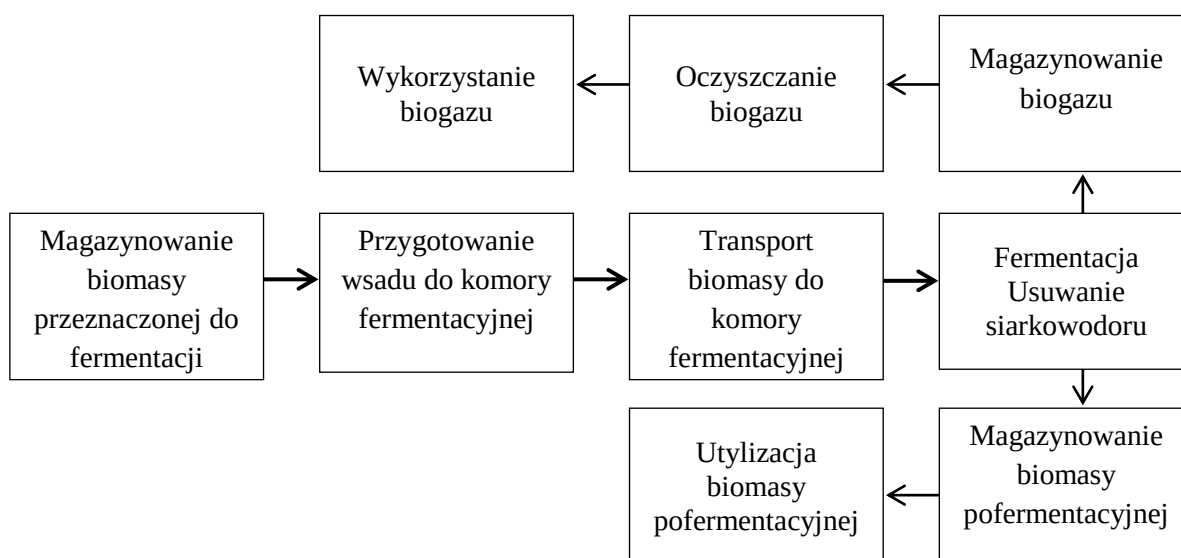
2. Powstawanie biogazu

Biogaz jest istotnym odnawialnym źródłem energii [2]. To mieszanina gazów, głównie metanu i dwutlenku węgla, produkowany jest w warunkach beztlenowych poprzez rozkład substancji organicznych przez mikroorganizmy [3]. Fermentacja odbywa się w czterech fazach:

- Hydrolizy – powstają związki o prostszej budowie poprzez rozkład polimerów organicznych,
- Acidogenezy – powstają kwasy karboksylowe (kwas walerianowy, mrówkowy i propionowy) będące produktami hydrolizy,
- Acetogenezy – powstaje octan który jest produkowany przez heterotrofy z glukozy i autotrofy z dwutlenku węgla i wodoru
- Metanogenezy – otrzymanie metanu przez metanogeny z octanu lub redukcja dwutlenku węgla wodorem [4].

3. Jak działa biogazownia

Biogazownia jest to instalacja dzięki której uzyskuje się energię elektryczną i ciepłą z biogazu wytwarzanego podczas fermentacji beztlenowej. W Polsce najczęściej budowane są biogazownie posiadające moc w przedziale 0,5 MW do 2,0 MW.[5]



Rysunek 1. Operacje jednostkowe przeprowadzane w biogazowni rolniczej

Źródło: Cebula J.: Biogazownie w niewielkich gospodarstwach. Odnawialne źródła energii i działania adaptacyjne dla zmian klimatu w rolnictwie i na wsi – przykłady doświadczeń w UE, 2009, s. 52-60.

Proces produkcji biogazu dzieli się na 4 etapy:

- Obróbka wstępna – w zbiorniku wstępnym są tymczasowo magazynowane odchody zwierząt i odpady organiczne, transportowane są do komory mieszania a następnie do komory fermentacji. W przypadku stosowania niejednorodnego materiału wsadowego należy go odpowiednio przygotować. Biomasa jest ujednolodniana za pomocą maceratora.[6]

- Proces fermentacji metanowej – ze zbiornika mieszania biomase kieruje się do komory fermentacji (inaczej bioreaktora, fermentora) jest to główne ogniwo instalacji. Zachodzi w niej proces fermentacji i produkcja biogazu. Aby fermentacja była wydajna komora powinna być wyposażona w układ mieszania oraz powinna być dodatkowo ogrzewana za pomocą wymienników ciepła. Zapewnia to odpowiednią i stabilną temperaturę fermentacji. Wydzielający się biogaz magazynowany jest w specjalnych zbiornikach. Wyróżniamy 2 typy zbiorników. Mokre, które są instalowane bezpośrednio nad komorą fermentacji gdzie gromadzony jest biogaz z bieżącej produkcji oraz suche, gdzie biogaz jest przesyłany i magazynowany do czasu gdy wystąpi zapotrzebowanie na odbiór paliwa lub energii, są to oddzielne instalacje.
- Przerób biogazu – przed wykorzystaniem na cele energetyczne biogaz poddaje się oczyszczaniu. Najbardziej powszechną metodą usuwania siarkowodoru jest oczyszczanie biologiczne, które polega na dodaniu do biogazu powietrza i przepuszczeniu przez złożo biologiczne. Instalację kończą urządzenie do produkcji energii. Silnik spala biogaz i napędza generator wytwarzający energię elektryczną, która jest kierowana do sieci elektrycznej. Podczas pracy silnika wytwarzana jest energia cieplna, która podgrzewa komory fermentacyjne.[7]
- Obróbka końcowa przefermentowanej zawiesiny – po fermentacji kierowana jest ona do komór wtórnej fermentacji (tzw. Lagun) i jest tam magazynowana. Następnie jako wysokiej wartości nawóz, jest wywożona na pola rolników. Przefermentowana gnojowica jest mniej agresywna pod względem pH i zapachu, a zawarty w niej azot jest lepiej przyswajalny przez rośliny.[3]

4. Surowce do produkcji biogazu rolniczego

Nawozy organiczne są produkowane z organicznych materiałów pochodzenia roślinnego i z odchodów zwierząt gospodarskich (obornik, gnojowica, gnojówka) lub różnych materiałów pochodzenia roślinnego, może być nim także przyorana zielona masa roślin lub słomy. Nazywane są nawozami gospodarskimi lub naturalnymi. Powodują polepszenie właściwości fizycznych i biologicznych gleby a tym samym poprawiają warunki życia i odżywiania roślin.

Podział nawozów organicznych:

- Obornik (skład: przefermentowany kał, mocz i ściółka; wartość nawozowa zależy od rodzaju odchodów zwierzęcych)

- Gnojówka(skład: przefermentowany mocz zwierząt domowych gromadzony w szczelinach zbiorników. Jest nawozem organicznym azotowo-potasowym ubogim w fosfor)
- Gnojowica(skład: płynny nawóz będący mieszaniną moczu i kału z niewielkim dodatkiem wody o zawartości 8-10% suchej masy; skład chemiczny uwarunkowany jest m.in. sposobem żywienia, wieku, gatunku zwierząt, rozcieńczenia wodą itd.
- Komposty(skład: wartość nawozowa i chemiczny skład zależy od materiału który przeznaczamy na kompostowanie i bywa bardzo zmienny)
- Nawozy zielone(świeża zielona masa roślinna dostarczana bezpośrednio do gleby. Do uprawy najlepsze są rośliny motylkowe uprawiane w plonie głównym lub międzyplonie)
- Słoma(po przyoraniu wykorzystywana jako nawóz organiczny, można wytwarzać z niej sztuczny obornik powstający poprzez kompostowanie z dodatkiem gnojówki lub gnojowicy).

4.1. Dobór substratów do biogazowi

Biogaz powstaje w procesie beztlenowej fermentacji odpadów organicznych, podczas której substancje organiczne rozkładane są przez bakterie na związki proste. Gaz ten stanowi mieszaninę metanu (40-85 %), dwutlenku węgla (30-55 %) i innych gazów w ilościach śladowych powstających w kontrolowanych procesach beztlenowego rozkładu biomasy.

Tabela 1. Porównanie wartości opalowej biogazu z innymi nośnikami energii

Rodzaj paliwa	Wartość opalowa	Przelicznik stosunku do 1 m ³ biogazu o wartości opalowej 26 MJ /m ³
Biogaz	20 – 26 MJ /m ³	1 m ³
Gaz ziemny	33,5 MJ /m ³	0,77 m ³
Olej napędowy	41,9 MJ /l	0,62 m ³
Węgiel kamienny	32,4 MJ /kg	1,1 kg
Biopaliwo z rzepaku	36,5 MJ /kg	0,70 kg
Etanol	29,6 MJ /kg	0,85 kg
Drewno opałowe	13,38* MJ /kg	2 kg

* wartość opalowa drewna zależy od wilgotności – waha się od 8 do 18 MJ

Źródło: (J. Szlachta 1999) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu

Surowcem do produkcji biogazu rolniczego jest materiał organiczny o pochodzeniu zarówno rolniczym, jak i przemysłowym. Materiałami pochodzenia rolniczego są: odchody zwierząt, uprawy energetyczne, odpady z hodowli roślin, ściłki trawy i odpady ogrodnicze, resztki jedzenia; zaś przemysłowego: odpady z przemysłu spożywczego, mleczarskiego, cukrowniczego, farmaceutycznego, kosmetycznego, biochemicznego, papierniczego, mięsnego.[8]

Tabela 2. Charakterystyka wybranych roślin oraz wybranych produktów ubocznych pod kątem uzysku biogazu

Podłoże	Zawartość suchej masy (%)	Zawartość suchej masy organicznej (%)	Uzysk biogazu (m³/t s.m.o.)	Zawartość metanu CH₄ (% obj.)
Naturalne nawozy				
gnojowica bydła	8-11	75-82	200-500	60
gnojowica świń	ok. 7	75-86	300-700	60-70
obornik bydła	ok. 25	68-76	210-300	60
obornik świń	20-25	75-80	270-450	60
obornik kurzy	ok. 32	63-80	250-450	60
Rośliny				
kiszonka kukurydzy	20-35	85-95	450-700	50-55
Żyto	30-35	92-98	550-680	ok. 55
kiszonki traw	25-50	70-95	550-620	54-55
Produkty uboczne pochodzące z przemysłu rolniczego				
wysłodziny browarniane	20-25	70-80	580-750	59-60
wywar zbożowy	6-8	83-88	430-700	58-65
wywar ziemniaczany	6-7	85-95	400-700	58-65
wytłoki owocowe	25-45	90-95	590-660	65-70
Inne substraty do biogazowni				
odpady sklepowe	5-20	80-90	400-600	60-65
treść żołądkowa	12-15	75-86	250-450	60-70
Trawy				
skoszona trawa	ok.12	83-92	550-680	55-65

Źródło: Land Technik Weiher Stephen H.Mitterleitner (Latocha 2009)

W Polsce zgodnie z ogólnie przyjętą zasadą, w pierwszej kolejności wykorzystuje się odpady organiczne, a dopiero potem uprawy celowe (tj. uprawiane z przeznaczeniem do produkcji energii elektrycznej i/lub ciepłej). Łącznie do produkcji biogazu rolniczego w Polsce w 2011r. zużyto około 470 tys. ton surowca, z czego 73,65% stanowiły odpady organiczne, a 26,35% uprawy celowe. Najważniejszym źródłem biogazu rolniczego jest gnojówka, która w 2011r. stanowiła 56,67% wszystkich substratów do produkcji biogazu rolniczego w Polsce, następnie plasują się kiszonka z kukurydzy (uprawa celowa) - 23,2% - i wywar pogorzelniany - 6,5%. Pozostałe 13,6% zużytych surowców tworzyły m.in. obornik, pozostałości z warzyw i owoców, pulpa ziemniaczana i zboża. Dodatkowo w celu pozyskania substratów do produkcji biogazu rolniczego przewiduje się prowadzenie celowych upraw energetycznych o powierzchni około 700 tys. ha [9].

Program budowy biogazowni rolniczych opracowany przez Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi zakłada, że do 2013 r. produkcja biogazu osiągnie poziom 1 mld m³ rocznie, zaś do 2020 r. wartość ta ulegnie podwojeniu. Zakłada się wykorzystanie w pierwszej kolejności produktów ubocznych rolnictwa, płynnych i stałych odchodów zwierzęcych oraz produktów ubocznych i pozostałości przy wytwarzaniu żywności w zakładach rolno-spożywczych. W sektorze przetwórstwa mięsnego rocznie produkuje się około 661 ton odpadów oraz około 377 ton z przetwórstwa owoców i warzyw, które są dobrym substratem dla biogazowni. Polskie rolnictwo produkuje rocznie 80750 tys. ton obornika i około 35 mln m³ gnojowicy z czego około 30% może być wykorzystana do produkcji biogazu. Z trwałych użytków zielonych można pozyskać około 2300 tys. ton biomasy traw do wykorzystania energetycznego, bez szkody dla produkcji pasz i wytworzyć 1,1 do 1,7 mld m³ biogazu. Wiele łąk jest koszonych tylko jeden lub maksymalnie dwa razy w roku. Trójkosne użytkowanie jest najbardziej efektywne, jednak trzeci pokos jest niewykorzystywany paszowo, a może być źródłem biomasy [8].

5. Biogazownia jako rozwiązanie problemów dotyczących nawozów organicznych

Potencjał biogazu z odchodów zwierzęcych szacowany jest w Polsce na 3310 mln m [10]. W ostatnich latach nastąpiło duże zainteresowanie biogazowniami rolniczymi ze względu na możliwości zagospodarowania gnojowicy oraz biomasy roślinnej. Zmiany w chowie zwierząt gospodarskich spowodowały powstawanie dużej ilości odchodów, które stwarzają problem z ich zagospodarowaniem. W chowie fermowym bydła i trzody chlewnej, w miejsce obornika powstaje gnojowica. Ilość gnojowicy jest wielokrotnie większa niż obornika i wymaga ona innego sposobu magazynowania i wykorzystywania do nawożenia

pól. Najlepszym sposobem zagospodarowania gnojowicy jest wykorzystanie jej do produkcji biogazu, zaś pozostałość po fermentacji metanowej można wykorzystać do nawożenia pól. Przefermentowana gnojowica cechuje się niższą zawartością suchej masy ale zawiera około 20% więcej azotu amonowego. Oprócz gnojowicy bydlęcej czy świńskiej wykorzystać można odchody innych zwierząt, a zwłaszcza podmiot drobiowy, obornik koński, owczy, zwierząt futerkowych i innych.[11]

Procesowi fermentacji towarzyszy także redukcja ilości siarki, ponieważ jej część przekształca się w siarkowodór gazowy, opuszczając w ten sposób masę pofermentacyjną. Poferment cechuje się zatem minimalną emisją uciążliwych woni i powinien być zastosowany na polach położonych w najbliższym sąsiedztwie biogazowni. Jak wynika z analiz przyrost plonu kukurydzy po zastosowaniu nowego nawozu jest porównywalny z plonami uzyskanymi po nawożeniu wapnem. Istotne jest także to, że masa pofermentacyjna wykorzystana w celach nawozowych, może ograniczyć zużycie nawozów mineralnych.[12]

Pozytywne aspekty wykorzystania masy pofermentacyjnej na cele nawozowe:

- zwiększona zawartość (N-NH₄) łatwo dostępnego dla roślin, co zmniejsza zapotrzebowanie na nawozy mineralne, zmniejsza ryzyko migracji azotanów do wód gruntowych, ogranicza proces eutrofizacji,
- nawóz jest wolny od patogenów i nasion chwastów lub zawiera niewielkie ilości tych niepożądanych składników (wpływ temperatury, okresu retencji), co zmniejsza zużycie pestycydów, ogranicza migrację patogenów do wód gruntowych i powierzchniowych,
- zmniejszony stosunek C:N,
- zwiększenie zawartości substancji organicznej w przefermentowanej masie uzyskanej z innych materiałów organicznych niż nawozy naturalne,
- likwidacja odoru.[13]

Różnorodność polskich gospodarstw rolnych dysponujących doskonałą bazą surowcową do produkcji biogazu, zapewnia stabilną cenę dostaw. Wielką zaletą jest fakt, że w procesach powstawania biogazu rolniczego stosowane są substraty, których nie można wykorzystać w inny sposób. Wykorzystywanie ich do produkcji biogazu rozwiązuje zatem problem utylizacji odpadów rolniczych, których składowanie mogłoby stanowić zagrożenie dla środowiska. Jednocześnie stworzona zostaje możliwość pozyskania znacznych ilości nawozów ekologicznych.

6. Szanse i perspektywy

Polska jest trzecim co do wielkości obszarem rolniczym w UE. Oprócz imponującej liczby gospodarstw rolnych, posiada również olbrzymi areał użytków rolnych, powierzchnie odłogów i ugorów, które stwarzają ogromne możliwości celowej uprawy roślin energetycznych. Przedmiotowy potencjał Polski, ze względu na powierzchnię pod uprawy oraz możliwości pozyskiwania odpadowej biomasy, z powodzeniem może być porównywany z niemieckim.

Powierzchnia Polski to ponad 31 mln ha, gdzie użytki rolne zajmują około 17 mln ha, natomiast odłogi i ugory dodatkowo 1 mln ha [10]. Roczne zużycie gazu ziemnego w naszym kraju wynosi około 14,5 mld m³. Możliwości produkcyjne kraju pokrywają jedynie 4,5 mld m³ /rok, pozostała część (10 mld m³ /rok) pochodzi z importu. Jeżeli do wytworzenia 10 mld m³ metanu potrzebne jest 1,9 mln ha terenów rolnych, a wiadomo że ponad 1 mln ha gruntów rolnych leży odłogiem, oznacza to, że Polska dysponuje areałem odpowiednim dla rozwoju produkcji biogazu[14].

7. Cel badań

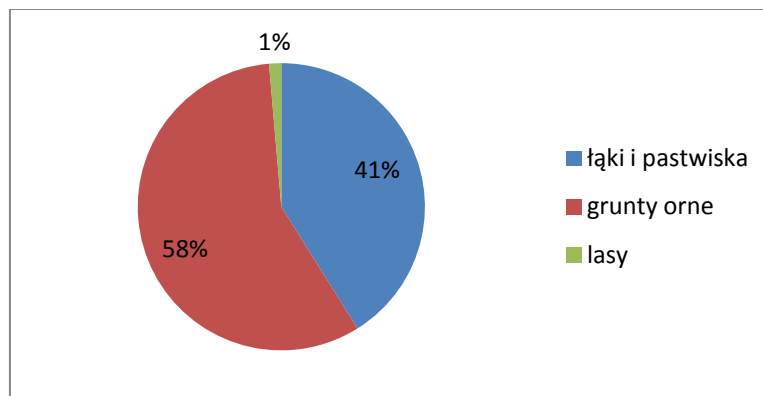
Celem pracy było opracowanie wstępnego projektu biogazowni w gospodarstwie rolnym leżącym na terenie województwa lubelskiego, prowadzącego produkcję mleka krowiego w systemie intensywnym.

Charakterystyka gospodarstwa

Na łączny areał UR wynoszący 73 ha składają się:

- 43 ha jest to areał własny
- 28 ha to obszar dzierżawny

Grunty orne zajmują 42 ha, łąki i pastwiska 30 ha i 1 ha lasu (rys.1).



Rysunek 1. Struktura użytków rolnych gospodarstwa

Źródło: Opracowanie własne

Obsada zwierząt w gospodarstwie wygląda następująco:

- 70 krów,
- 20 jałowic wysokocielnych,
- 16 jałowic powyżej 1 roku,
- 4,5 sztuki jałówek (do roku),
- 1,5 sztuki cieląt (do 0,5 roku),
- Opasy młode w liczbie 14,4 sztuk dużych.

Obsada pochodzi z rasy Holsztyńsko – Fryzyjskiej.

Produkcja:

- 700 ton obornika rocznie,
- 1000 m³ gnojowicy rocznie.

Nawóz naturalny do nawożenia pól wykorzystywany jest w całości i uzupełniany poprzez zakup sztucznych nawozów mineralnych.

Plan budowy biogazowni

Zgodnie z ustawą z dnia 26 lipca 2006 roku maksymalna roczna dawka nawozu naturalnego wynosi 170 kg azotu na hektar użytku rolnego w ciągu roku.[15]

Koncepcja nawożenia jest następująca: użyte zostanie 350 ton obornika i 450 m³ gnojowicy, co będzie wystarczające na użyźnienie 20 ha ziemi.[16] W celu wyeliminowania użycia nawozu sztucznego, pozostała ilość azotu będzie pozyskana z przefermentowanej biomasy.

Analizując budowę biogazowni należy określić rodzaj wsadu, jego ilość i jakość oraz określić jego dostępność.

Wsad: obornik i gnojowica produkowane w gospodarstwie oraz w gospodarstwach pobliskich.

Lokalizacja: powinna znajdować się w odpowiedniej odległości od budynków mieszkalnych, ponieważ emituje spaliny z układy kogeneracyjnego oraz hałas. Ważna jest dogodna dostępność do pól uprawnych ze względu na koszt rozwożenia i rozlania odpadu a także dostęp sieci energetycznej[17].

Wielkość biogazowni ustala się na podstawie dostępności obornika i gnojowicy. Ważną składową jest zawartość suchej masy we wsadzie, waha się ona w granicach 11 – 15 %.Gospodarstwo jest to ferma utrzymująca 126,4 SD. Część obornika i gnojowicy zużywa się do bezpośredniego nawożenia, rocznie dysponuje około 450 m³ gnojowicy i 350 t

obornika. Sąsiednie gospodarstwa będą zaopatrywać gospodarstwo w 1050 m³ gnojowicy i 550 ton obornika. Zakładając zawartość suchej masy 7% w gnojowicy i 25% w oborniku, by uzyskać zawartość suchej masy na pożądanym poziomie należy do 4,1 m³ gnojowicy dodać 2,7 tony obornika który zawiera 25 % suchej masy.

Wielkość komory fermentacyjnej oblicza się przez pomnożenie czasu fermentacji i dziennej dawki substratu. Średni czas fermentowania wynosi 30 dni w przypadku mieszaniny obornika i gnojowicy. Uzyskujemy objętość komory fermentacyjnej 204 m³, w wyniku pomnożenia 6,8 m³ (dzienna dawka obornika) razy 30 dni. Należy uwzględnić, że w komorze będzie gromadziła się biogaz i objętość komory należy zwiększyć o 20%, co daje wartość 244,8 m³. Trzeba wziąć pod uwagę rezerwę pojemności ze względu na możliwość wydzielania większej ilości biogazu, dlatego ostateczna pojemność komory fermentacyjnej nie powinna przekraczać 250 m³.

Zapotrzebowanie na moc agregatu kogeneracyjnego oblicza się z ilości gazu powstałego po fermentacji.[8] Z 1 tony obornika pozyskuje się 25 m³ biogazu, natomiast z 1 tony gnojowicy 45 m³ biogazu.[17] Z obliczeń wynika, że z 6,8 tony dziennej dawki wsadu uzyskamy 224 m³ biogazu, Ze spalania 1 m³ biogazu uzyskuje się 5,31 kWh energii, z czego wynika że ze spalania 224 m³ biogazu wydzielili się 1189 kWh. Zakładając 38% wydajność silnika, dobowy zysk wynosi 451 kWh. Uzyskaną ilość należy podzielić na 24 godziny, co daje moc potrzebnego agregatu 18 kW, należy zatem przyjąć wartość 20 kW.[8]

Szczególną uwagę należy zwrócić na przygotowanie formalno – prawne inwestycji, gdyż prawidłowo skompletowana dokumentacja stanowi podstawę do otrzymania dofinansowania m. in. z funduszy unijnych.

8. Podsumowanie

Spodziewanym efektem zagospodarowania gnojowicy i obornika powinna być likwidacja i ograniczenie zagrożenia ze strony nawozów naturalnych. Budowa biogazowni przyczyni się do likwidacji agresywnego zapachu nawozów oraz nastąpi redukcja emisji gazów cieplarnianych.[18] Zostanie zagospodarowany azot pochodzący z pozostałości fermentacji czego wynikiem będzie, eliminacja stosowania nawozów sztucznych oraz poprawa efektywności nawożenia i zmniejszenia kosztów. Uzyskana ciecz pofermentacyjna stosowana jako nawóz wysokiej wartości jest produktem płynnym, jednolitym oraz wolnym od patogenów, co spowoduje ograniczenia pojawiania się chorób i zakażeń mikrobiologicznych. Pozyskaną energię z odnawialną można spożytkować na ogrzanie

budynku technicznego biogazowni oraz budynków mieszkalnych. Metoda ta jest przyjazna środowisku.

Literatura

1. Cebula J.: *Biogazownie w niewielkich gospodarstwach. Odnawialne źródła energii i działania adaptacyjne dla zmian klimatu w rolnictwie i na wsi – przykłady doświadczeń w UE*, 2009.
2. Cebula J.: *Biogaz – odnawialne źródło energii, X Sympozjum, Podstawy proekologiczne u progu XXI wieku*, 2008.
3. Podkówka Z.: Podkówka W., *Biogazownia w gospodarstwie rolnym*, Bydło, 2009.
4. Chrzanowski D.: *Jak działa biogazownia – zagrożenia czy korzyści, Biogazownie rolnicze – mity i fakty*, 2011.
5. Pilarska A.: *Wpływ rozwoju biogazowni w Polsce na dywersyfikację źródeł dochodów w rolnictwie, Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, 2014, 1.
6. Polska Akademia Nauk. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią. *Wytwarzanie i wykorzystanie biogazu w biogazowni rolniczej na przykładzie fermy kurzej w Palowicach*, 2005.
7. *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp z o. o., 2009.
8. Z. Podkówka, W. Podkówka 2010: *Substraty dla biogazowni rolniczych*, Agro Serwis, 2010.
9. *Biogaz rolniczy-produkcja i wykorzystanie* (2009), Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o. , 2009.
10. Pilarski K., Dach J., Pilarska A.: *Preferowane kierunki rolniczego zagospodarowania odpadów z produkcji biopaliw*. Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna, 2010, 3.
11. Bydło 2009/8-9.
12. Czekala W., Pilarski K., Dach J., Janczak D., Szymańska M.: *Analiza możliwości i zagospodarowania pofermentu z biogazowni*. Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna, 2012, 4.
13. Schenknel Y., *Zalecenia dotyczące wykorzystania osadu z AD do produkcji bionawozu gotowego do użytkowania w rolnictwie, w ramach projektu Agrobiogas, „Zintegrowane podejście do produkcji biogazu z odpadów rolniczych”*, Europejskie Stowarzyszenie Biomasy, 2009.

14. Dach J., Zbytek Z., Pilarski K., Adamski M.: *Badania efektywności wykorzystania odpadów z produkcji biopaliw jako substratu w biogazowni*. Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna, 2009, nr 6.
15. Dziennik Ustaw, Ustawa o Nawozach i Nawożeniu z dnia 24 października 2000 r. (Dz. U. Nr 89).
16. Jończyk K., Kuś J.: *Dobra praktyka rolnicza w gospodarstwie rolnym*, Materiały szkoleniowe, 2005.
17. Becz S., Kasperska E., Kosiniec C., Mazurek E., Szewczyk A., Szych H., Zdanowicz W.: *Uwarunkowania lokalizacyjne i proces inwestycyjny budowy biogazowni rolniczych w województwie lubelskim*, Biuro Planowania Przestrzennego w Lublinie, 2009.
18. Kujawski J., Kujawski O.: *Biogazownie rolnicze – wysoce efektywna metoda produkcji energii z biomasy*, 2007.

mgr inż. Hanna Wiśniewska¹

Politechnika Wrocławska, Katedra Klimatyzacji, Ogrzewnictwa, Gazownictwa i Ochrony Powietrza

Wybrzeże Stanisława Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

e-mail: ¹hanna.wisniewska@pwr.edu.pl

Rozwój ciepła sieciowego w Polsce z perspektywy doświadczeń europejskich

Słowa kluczowe: *rynek ciepłowniczy w Europie, konkurencyjność ciepła sieciowego, generacje technologii ciepłowniczych*

Streszczenie: W artykule podjęto problematykę z zakresu kierunków rozwoju krajowych systemów ciepłowniczych. Z powodu obecnego momentu czasowego, w którym znajduje się Polska (pod względem niepewnych decyzji w sprawie energetyki na poziomie ustawodawczym), cały sektor energetyczny, w tym ciepłownictwo, stoi na skraju zmian. Oczekiwanie na długotrwałe decyzje odnośnie implementacji dyrektyw odnoszących się do polityki klimatycznej - to ważny moment z punktu widzenia przyszłości scentralizowanych systemów sieciowych. Celem podjętych badań literaturowych był przegląd doświadczeń pozostałych krajów europejskich, które mają już za sobą etap wprowadzenia działań z zakresu polityki klimatycznej, posiadają sprecyzowaną politykę energetyczną. Artykuł opisuje rozwiązania stosowane m.in. przez kraje skandynawskie (Dania, Szwecja), które odznaczają się wysokim udziałem wysokoefektywnego ciepła sieciowego w pokryciu całkowitego zapotrzebowania na ciepło. Polska posiada również wysoki wskaźnik ucieplnienia kraju, co zachęca do wykorzystania istniejącego potencjału. Na podstawie doświadczeń europejskich, pokazano możliwości rozwoju systemu sieciowego w kierunku inteligentnych sieci (*Smart Grid*) IV generacji. Dodatkowo scharakteryzowano wcześniejsze generacje ciepłownictwa, ze wskazaniem obecnej pozycji Polski w owym zestawieniu. Głównym tematem zaobserwowanym w literaturze zachodniej jest silny nacisk na rozwój systemów sieciowych, jako efektywnego narzędzia osiągnięcia celów polityki klimatycznej.

1. Wstęp

Artykuł przedstawia obecną pozycję Polski w kontekście ciepła sieciowego na tle pozostałych państw europejskich. Zdefiniowano stan polskiego ciepłownictwa ze względu na technologię oraz możliwości przyszłego rozwoju na przykładzie doświadczeń europejskich. Zauważono potrzebę zmian w obrębie zarządzania potencjałem ciepłowniczym. Korekta gospodarowania oraz podejmowania decyzji w tym sektorze gospodarki jest wynikiem procesów, jakie zachodzą obecnie na rynku energetycznym Europy, który silnie wiąże się z regulacjami wprowadzanymi na rynku krajowym. Najważniejsze zmiany, mające pośredni lub bezpośredni wpływ na przyszłość krajowego rynku energetycznego to: dyrektywa EU ETS, dyrektywa OZE, dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, dyrektywa CAFE, dyrektywa IED. Implementacje wymienionych dyrektyw do prawa polskiego zmienia „układ sił” na rynku technologii energetycznych, stwarzając

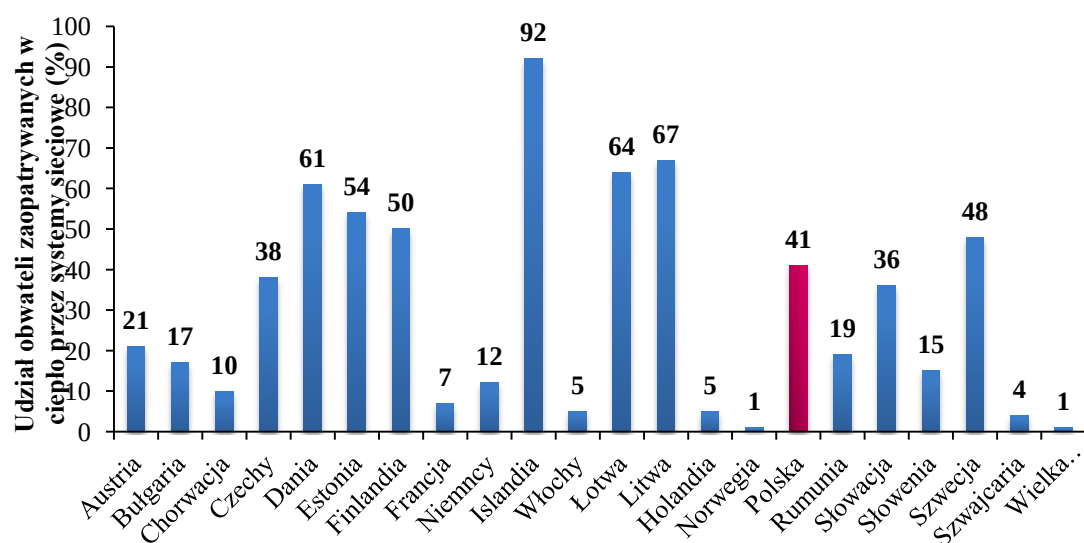
konkurencyjne warunki dla jednych, spychając inne w obszar nieopłacalnych. Aby ciepłownictwo mogło pozostać konkurencyjne, należy przede wszystkim rozpoznać i nazwać nadchodzące zmiany oraz określić szanse i zagrożenia 21.

W tym kontekście, nie bez znaczenia pozostają również kierunki obniżania energochłonności budynków, jak i energooszczędne zachowania odbiorców końcowych energii cieplnej. Mogłoby się wydawać, że po dołożeniu jeszcze zjawiska *urban sprawl-u*, powstaje mieszanka dusząca rozwój ciepła sieciowego w zarodku. Jednak, jak pokazuje przykład krajów skandynawskich, jest całkiem inaczej.

2. Tło europejskie

Polska to kraj gdzie ponad 41% mieszkańców jest zaopatrywanych w ciepło poprzez systemy ciepłownicze 3. Taki wynik daje miejsce w czołówce krajów europejskich. Dokładne dane procentowe dla poszczególnych państw posiadających infrastrukturę ciepłowniczą przedstawia rysunek 1. O ile nie zaznaczono inaczej, dane liczbowe w rozdziale odnoszą się do roku 2011.

Wyraźny prym w owym zestawieniu wiedzie **Islandia**. W Islandii ranga ciepła sieciowego jest silna ze względu na możliwość zasilania jednostek wytwórczych energią geotermalną, której Islandia ma pod dostatkiem (89% zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń jest pokrywane z energii geotermalnej). W przypadku Islandii, aż 85% domów jednorodzinnych posiada podłączenie do sieci ciepłowniczej, co jest ewenementem na skalę światową.



Rysunek 1. Udział obywateli zaopatrywanych w ciepło sieciowe w poszczególnych państwach Europy

Źródło: Opracowanie własne, na podstawie DHC & Statistics 4

Kolejne miejsca pod względem procentu ludności zaopatrywanej przez systemy ciepłownicze zajmują państwa nadbałtyckie (Litwa – 67%, Łotwa – 64%, Estonia – 54%). Tak wysoki udział ciepła sieciowego w zaopatrzeniu ogólnej liczby ludności w ciepło jest związany z koncentracją ludności w dużych aglomeracjach, które to posiadają rozbudowane systemy ciepłownicze. I tak na **Litwie** (ogólna liczba mieszkańców – 2,9 mln, z czego 0,5 mln mieszka w Wilnie, a w Kownie – 0,3 mln) w prawie każdym większym mieście znajduje się lokalna ciepłownia. Litwa dąży do ogólnego wzrostu udziału energii pozyskiwanej z OZE poprzez wzrost ilości stosowanych paliw odnawialnych w sektorze ciepłowniczym. Taka możliwość wynika ze wsparcia w postaci polityki energetycznej zwróconej w stronę ciepła sieciowego, polityki środowiskowej oraz niższej ceny biomasy w stosunku do paliw kopalnych 5 (stosowane są odpady drzewne i drewno). Postawiono cel wzrostu udziału biomasy (w całkowitej ilości wyprodukowanego ciepła) z 19% (rok 2009) do 50% w roku 2020, przy początkach w roku 2001 na poziomie 4%. Na Litwie wykorzystuje się intensywnie Fundusze Strukturalne UE do wdrażania w ciepłownictwie OZE oraz technologii kogeneracyjnych. Warto wspomnieć, że obecnie prawie 44% ilości ciepła sieciowego jest produkowane właśnie w instalacjach kogeneracyjnych.

Łotwa rozpoczęła swoją „drogę” do obecnej pozycji ciepłownictwa już na początku lat `90, uczestnicząc w projekcie Sida. Przy pomocy *Swedish International Development Cooperation Agency* powstał program wsparcia technicznego i finansowego (rehabilitacji) dla systemów ciepłowniczych w 3 największych miastach Łotwy. Tutaj również z niecałych 2 mln ludności, prawie połowa mieszka w miastach posiadających systemy ciepłownicze. Obecnie 42% ciepła sieciowego na Łotwie jest produkowane w instalacjach wykorzystujących paliwa odnawialne (biomasę). Pod tym względem Łotwa przegrywa jedynie z Islandią (79%, głównie geotermia). Zasoby leśne tego nadbałtyckiego państwa pozwalają na intensywne wykorzystanie drewna i jego odpadów jako paliwa. Łotwa stosuje również układy kogeneracyjne, zasilane w głównej mierze gazem ziemnym.

Kraje o wysokim udziale ciepła sieciowego, które zauważyły szanse w tym sposobie zaopatrzenia w energię, posiadają systemy rządowego wsparcia dla rozwoju ciepłownictwa. W **Danii**, która jest sztandarowym przykładem kraju zorientowanego na ciepło sieciowe, już przy końcu lat 70` stworzono dokument, który zapoczątkował intensywny rozwój ciepłownictwa. *Heat Supply Act*, bo o nim mowa, wyłonił z grona wariantów do walki z kryzysem energetycznym, właśnie ciepłownictwo - jako narzędzie do efektywnego wykorzystania zasobów naturalnych Danii. Zdefiniowano szereg cech, działających na korzyść ciepłownictwa. Są to m.in.: możliwość integracji z systemem elektrycznym oraz

gazowym, istniejąca infrastruktura w miastach, wysoki poziom efektywności, elastyczności w dostosowaniu do źródła zasilania, z jednoczesną możliwością implementacji w zasilaniu OZE oraz układów typu CHP, przy zachowaniu wysokiej efektywności kosztowej 6. Wszystkie wymienione cechy wraz z dużym wkładem polityki energetycznej państwa oraz współpracą na poziomie społeczności lokalnych dały środowisko przyjazne rozwojowi technologii ciepła sieciowego, z korzyścią dla środowiska naturalnego oraz odbiorców energii 7. Co ciekawe, spadek zapotrzebowania na ciepło nie przeszkadza w tym przypadku w rozbudowie sieci ciepłowniczych (do roku 2050 mają zasiląć docelowo 70% społeczeństwa). Ciepło sieciowe pozostaje konkurencyjne nawet w rejonach o niskiej gęstości zaludnienia. W 2008 roku już 48% gospodarstw jednorodzinnych w Danii korzystało z ciepła sieciowego 8.

Równie silnym przykładem wsparcia państwa dla rozwoju rynku ciepłowniczego, jest program zaproponowany i wdrożony w **Szwecji**, przez *Swedish District-Heating Association* z wkładem finansowym Szwedzkiego Resortu Energetyki 8. Zrealizowany w latach 2002-2006, miał na celu szerokie rozpoznanie rynku ciepła sieciowego na obszarach o rozproszonej gęstości cieplnej. Potrzeba przeprowadzenia takiego programu, pojawiła się w momencie „nasycenia” obszarów miejskich ciepłem sieciowym. W tym momencie rynek niejako „wymusił” na przedsiębiorstwach ciepłowniczych, poszukiwanie nowych możliwości rozwoju. Z uwagi na formę urbanizacji kraju, w kręgu zainteresowań projektu musiały pozostać obszary domów jednorodzinnych (przedmieścia dużych miast, jak i mniejsze komuny). Głównym problemem w tego typu zabudowie jest opłacalność przyłączenia odbiorców, dlatego założenia programu opierają się na obniżeniu kosztów przyłączenia oraz funkcjonowania sieci ciepłowniczej. W ramach programu zrealizowano 3 kroki. Po pierwsze - przeprowadzono szerokie studium przypadku, próbując m.in. wyłonić elementy generujące nadmierny koszt. Kolejnym krokiem było dostosowanie: technologii do specyfiki budownictwa rozproszonego i modelu podejścia biznesowego do klienta. Ostatni etap programu obejmował demonstracyjne wdrożenie wypracowanych założeń na terenie 13 lokalizacji w obrębie Szwecji. Na podstawie projektu zauważono, jak ważne dla rentowności są: innowacje, zorientowanie na indywidualnego klienta, zwiększanie wydajności technologii i wykonawstwa.

Finlandia, jako trzeci najrzadziej zaludniony kraj Europy (po Islandii i Norwegii) jest równocześnie jednym z najbardziej uciepłowionych. Jednak i tutaj główny udział ciepła sieciowego przypada na największe miasta skupione na południu kraju. Helsinki (0,6 mln), Espoo (0,25 mln), Vantaa (0,2 mln), Tampere (0,2 mln), Turku (0,18 mln). W większości tych miast, ciepło sieciowe pokrywa ponad 90% zapotrzebowania. 74% ciepła sieciowego jest

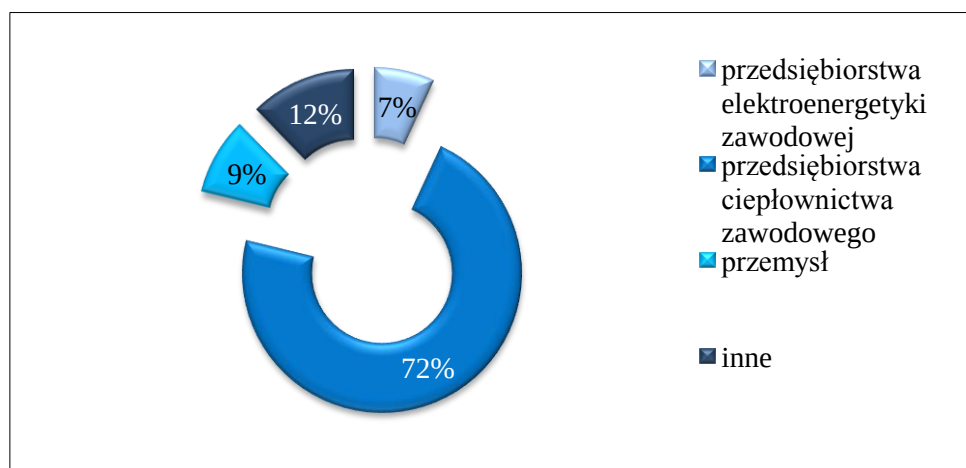
produkowane w instalacjach kogeneracyjnych. Finowie stawiają na wysokosprawną kogenerację w połączeniu z obniżaniem emisji, stosowaniem magazynów energii i skierowaniem na indywidualnego klienta. Również biomasa gra znaczącą rolę w sektorze ciepłowniczym, gdzie 20% ogółu paliw stanowią drewno i jego pochodne. Przy czym obecne technologie ciepłownicze pozostałych krajów skandynawskich (Dania, Szwecja) kierują się w stronę obniżania temperatur, to parametry sieciowe w Finlandii pozostają obecnie na poziomie 110/50°C, ze średnią temperatura w sezonie 80/45°C.

Europejska organizacja EUROHEAT & POWER w raporcie: *Heat Roadmap Europe – 2050* 9, wskazuje ciepło sieciowe, jako **remedium na problem Europy w zakresie karbonizacji oraz wzrostu kosztów energii**. Owe opracowanie jest niejaką odpowiedzią na raport *Energy Roadmap 2050*, opublikowany rok wcześniej (2011) przez Komisję Europejską. Twórcy mapy „ciepłowniczej” wskazują przewagę owego rozwiązania w zakresie: niższych kosztów implementacji, rozwoju rynków lokalnych (wykorzystanie zasobów naturalnych – odnawialnych) przy zachowaniu porównywalnego poziomu redukcji CO₂ 10.

3. Charakterystyka polskiego systemu ciepłowniczego

Podstawowe wartości liczbowe odnoszące się do rynku ciepłowniczego w Polsce można znaleźć w corocznym opracowaniu URE 11. Od 2010 roku całkowita moc zainstalowana oscyluje na poziomie około 58 000 MW, przy czym moc zamówiona stanowi jedynie niecałe 60% tej wartości, a całkowita moc wykorzystywana ponad 72%. Długość sieci ciepłowniczej systematycznie rośnie i w roku 2012 osiągnęła prawie 19 800 km, a w roku 2013 przekroczyła 20 100 km, przy stratach ciepła z sieci rzędu 12,4%. Ciepło dostarczone do odbiorców to 243 799,2 TJ. Od roku 2002 do 2013 długość sieci przypadającej na jedno przedsiębiorstwo uległa podwojeniu. Systematycznie spada liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownicznych – obecnie 455, co od 2002 roku daje spadek rzędu 49%. Na rysunek 2 wykazano podział przedsiębiorstw ciepłownicznych wg głównych grup działalności. Przy czym zdefiniowane przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej zajmują się głównie energią elektryczną, a produkcja ciepła stanowi dla nich działalność dodatkową. Dla przemysłu (małe, średnie i duże przedsiębiorstwa produkcyjne posiadające ciepłownie lub elektrociepłownie) działalność ciepłownicza to jedynie część działalności gospodarczej. Struktura wielkości źródeł jest skupiona wokół małych systemów o mocy zainstalowanej do 50 MW – 57,8% przedsiębiorstw w roku 2013. Obecnie tylko 8 przedsiębiorstw posiada moce powyżej 1000 MW, które oferują również energię elektryczną.

Oдноśnie paliw stosowanych w źródłach ciepła – nadal około $\frac{3}{4}$ udziału stanowią paliwa węglowe, przy czym wielkość ta uległa nieznacznemu spadkowi (od 2002 roku – o 3,5%). Na dalszych miejscach jest gaz – około 8%, źródła odnawialne – 7% . Obecna sprawność wytwarzana w skali kraju wynosi prawi 86% i wykazuje tendencję wzrostową.



Rysunek 2. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce w roku 2012

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych udostępnionych w corocznym raporcie Prezesa URE 11

W roku 2013 łączne nakłady inwestycyjne przedsiębiorstw ciepłowniczych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska wyniosły prawie 3 mld zł. 60% tej kwoty zostało przeznaczone na działania związane z wytwarzaniem ciepła, 40% na przesył i dystrybucję.

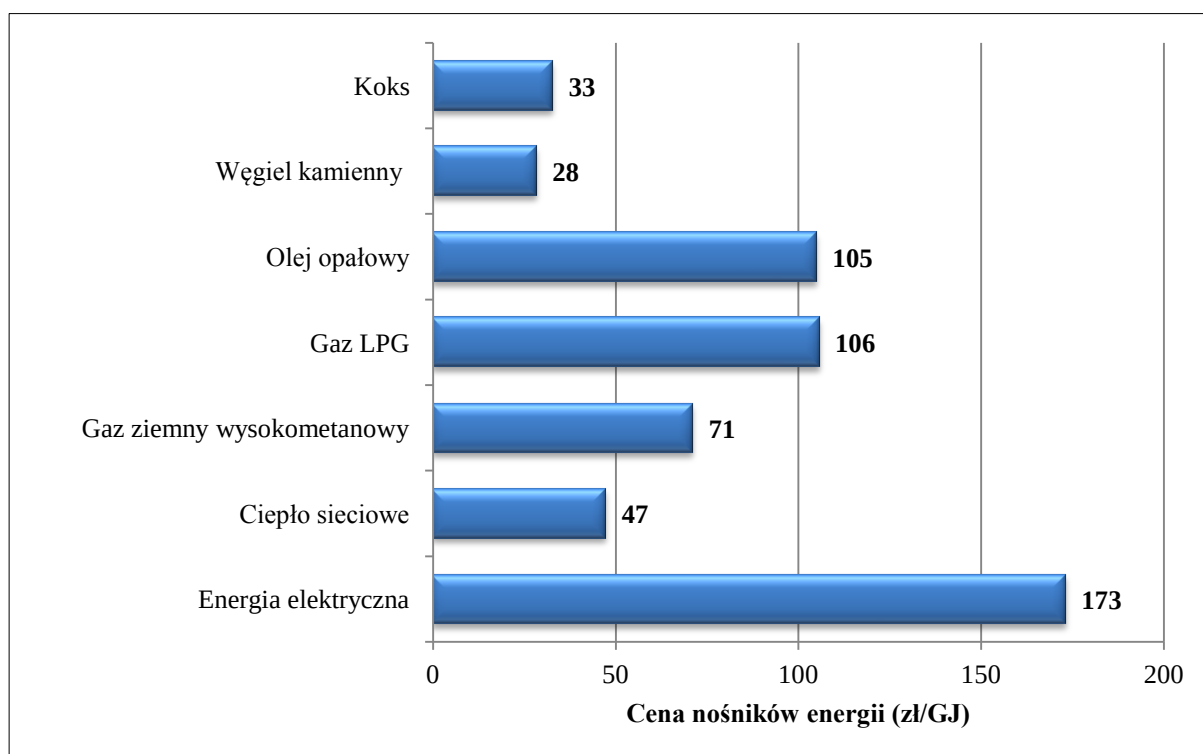
Parametry charakterystyczne obecnego rynku ciepłowniczego w Polsce zawarto w opracowaniu 12. Jako główną cechę, autorzy wskazują zaawansowany wiek jednostek wytwórczych. Oznacza to rychłą konieczność wymiany/modernizacji tych jednostek, co stwarza możliwość wprowadzenia nowych technologii. Istnieje duże pole manewru dla jednostek kogeneracyjnych - obecnie tylko 15% ogółu jednostek wytwórczych dla ciepłownictwa pracuje w tym trybie (głównie w dużych miastach). Duża dysproporcja występuje w charakterze odbiorców końcowych. Znacząca przewagę w udziale ciepła sieciowego mają większe aglomeracje miejskiej i tereny o wysokim wskaźniku urbanizacji. Klienci indywidualni (domy jednorodzinne) to tylko 1,5% wolumenu sprzedaży.

Dokładne dane obejmujące zużycie energii w mieszkalnictwie można znaleźć w opracowaniu GUS 13. Rozpatruje się ten sektor ze względu iż mieszkalnictwo pochłania prawie 54% krajowej ilości zużycia ciepła sieciowego. I tak, wg danych dla roku 2012, w celu ogrzewania pomieszczeń z ciepła sieciowego korzystało 41 % gospodarstw domowych, natomiast 49% użytkowało urządzenia grzewcze na paliwa stałe (węgiel, koks, drewno opałowe, torf). Udział ciepła sieciowego w przygotowaniu c.w.u. jest dużo niższy – jedynie

26%. Jeśli rozpatrywać zużycie energii wg nośników przypadających na sektor mieszkalnictwa, to ciepło sieciowe znajdować się będzie na 2 pozycji (22% udziału) za węglem kamiennym (30%), a przed gazem (17%). Dane statystyczne obejmują również podział ze względu na miejsce zamieszkania odbiorców. Udział gospodarstw domowych, które wykorzystują ciepło sieciowe do ogrzewania mieszkań w miastach wynosi 60%, a na wsi 4%. Dysproporcja ta, występuje również przy wykorzystaniu ciepła na cele przygotowania c.w.u. – 39% dla miasta, przy 3% dla obszarów wiejskich.

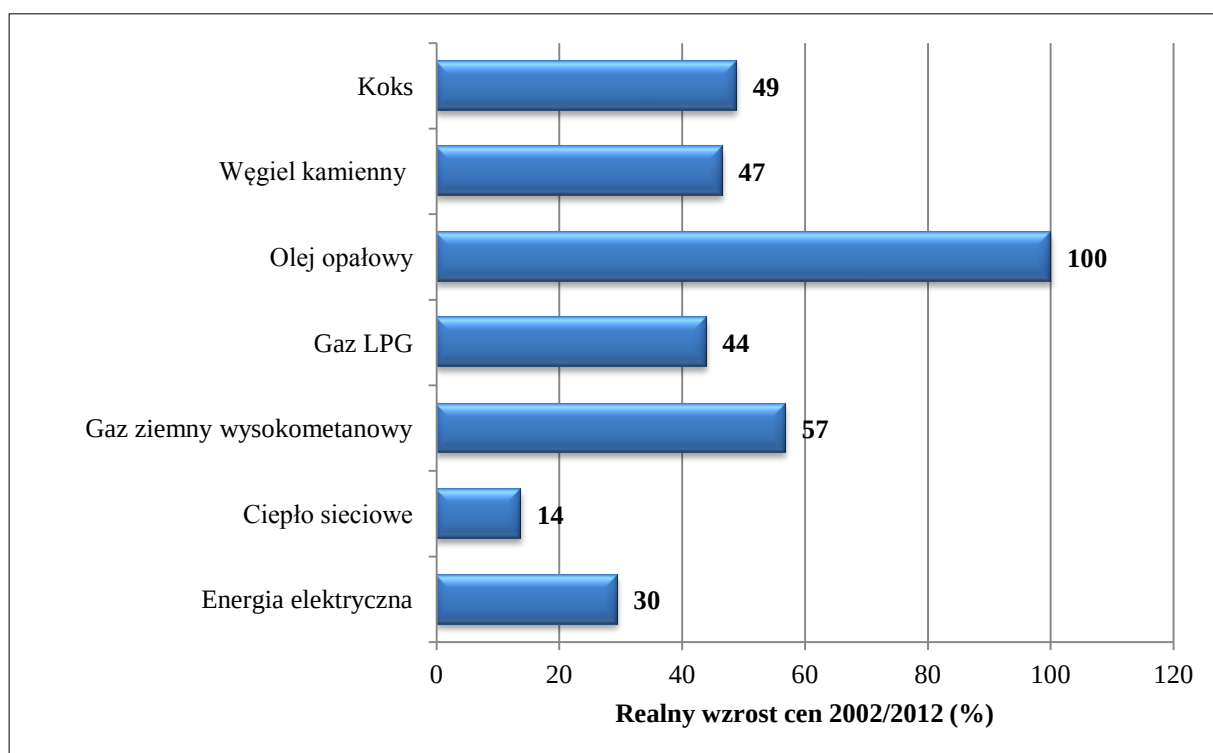
Średnie ceny nośników energii do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych przedstawiono na rysunek 3. W 2012 r. średnia cena ciepła sieciowego do ogrzewania pomieszczeń wynosiła 47,3 zł/GJ i była wyższa od ceny dla paliw węglowych, oraz drewna (nie ujęte w zestawieniu). Jednak ciekawsze jest drugie zestawienie - zobrazowane na rysunek 4, które opisuje wzrost cen wcześniej wymienionych nośników z perspektywy lat 2002-2012. Realny wzrost cen oznacza wzrost uwzględniający wskaźnik inflacji (skumulowany dla okresu 10 lat – 32%). Tutaj ciepło sieciowe wykazuje najslabszą tendencję wzrostową.

Jak zaznacza się w raporcie GUS 13, ciepło sieciowe jest bardzo ważnym nośnikiem energii dla sektora mieszkalnictwa. Plasuje się obecnie na drugim miejscu (pod względem popularności), za paliwami węglowymi.



Rysunek 3. Średnie ceny nośników energii 2012 r. dla mieszkalnictwa

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS 13.

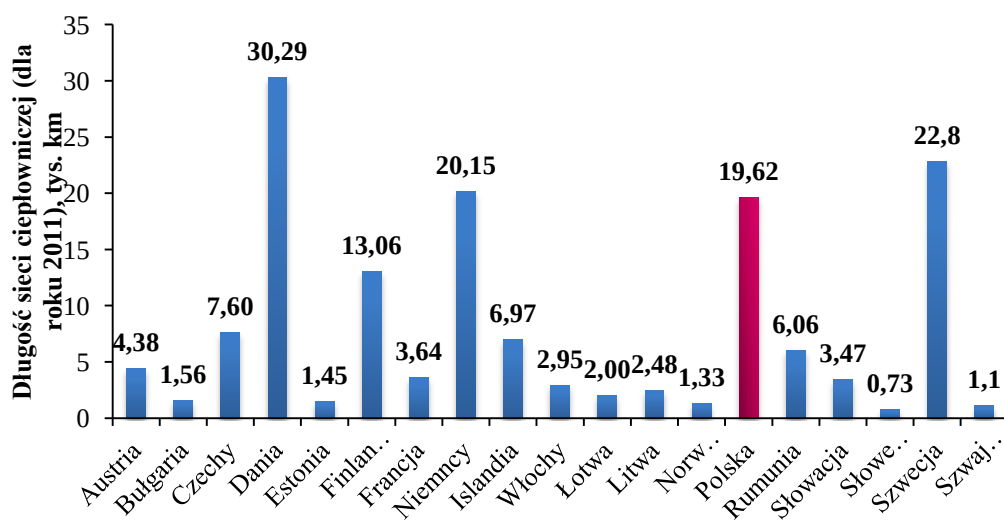


Rysunek 4. Realny wzrost cen nośników energii w latach 2012/2012

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS 13

4. Polska na tle krajów europejskich

Obecna pozycja polskiego ciepłownictwa została przedstawiona w kontekście globalnym, poprzez odniesienie do pozostałych państw korzystających z tego sposobu zaopatrzenia w ciepło.



Rysunek 5. Długości sieci ciepłowniczych w Europie dla poszczególnych państw

Źródło: Opracowanie własne na podstawie DHC & Statistics 4

Ważnym parametrem informującym o rzeczywistej wielkości systemu ciepłowniczego jest zasięg sieci. Wg danych z roku 2011 4 Polska posiada czwarty co do długości system sieci ciepłowniczej w Europie. Wartość w okolicach 20 tys. km daje pozycję niemal na równi z Niemcami, nieco za Szwecją (22,8 tys. km) i daleko za dominującą Danią (ponad 30 tys. km). Ową zależność przedstawiono na rysunek 5. Natomiast wg sprzedaży ciepła z sieci, Polska (235 TJ) w Europie ustępuje pozycji tylko Niemcom (249 TJ), zostawiając w tyle Szwecję (183 TJ), Finlandię (112 TJ) i Danię (102 TJ). Wielkość sprzedaży wiąże się z zapotrzebowaniem na ciepło, które w Polsce jest windowane przez energochłonny stan zasobów mieszkalnych i usługowych oraz liczbę ludności, wobec krajów skandynawskich.

Literatura 14, 15 wskazuje podział technologii ciepłowniczej na poziomy generacji (wg czasu najbardziej intensywnego rozwoju technologii), który zestawiono w tabeli (tabela 7). Trendem przewijającym się w owym podsumowaniu jest zmniejszanie się temperatur nośnika ciepła oraz rozwój technologii stosowanych materiałów. Działania te, mają na celu obniżenie kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych sieci ciepłowniczych, co prowadzi do wzrostu konkurencyjności ciepła sieciowego na rynku.

Najstarsze systemy – parowe (I generacja), zachowały się w miastach Stanów Zjednoczonych (m.in. Nowy York, Seattle, Boston). Odejście od pary jako nośnika w Europie, było spowodowane głównie nadmiernymi kosztami generowanymi przez straty ciepła. Systemy tzw. II generacji są nadal powszechne w krajach Europy wschodniej jak i w Polsce. Szacuje się, że w kraju, około 54% sieci to systemy tzw. tradycyjne kanałowe (dane na rok 2008 12, obecny udział jest nieco niższy). III generacja została zapoczątkowana wraz z pojawieniem się materiałów prefabrykowanych. System ten, zwany również „skandynawskim”, został wprowadzony na rynek przez firmy ABB/LØGSTØR RØR już w latach 70`. Do Polski dotarł z początkiem lat `90. Obecnie w Polsce istnieje już kilka renomowanych producentów systemów preizolowanych, które spełniają standardy europejskie. Wyższość owej technologii nad systemami tradycyjnymi wynika głównie z szybkości montażu oraz jakości gotowego materiału. Już od dłuższego czasu rozbudowy/modernizacje systemów ciepłowniczych w Polsce wykonuje się wyłącznie na systemie preizolowanym. Jest on stosunkowo tańszy od kompleksowej budowy sieci kanałowej, którą projektuje się tylko w wyjątkowych przypadkach.

Większość krajów zorientowanych na ciepłownictwo (Dania, Islandia, Szwecja, Finlandia), „wychodzi” już z poziomu III generacji w kierunku tzw. *Smart Grid*. Nastąpiła maksymalizacja możliwości technicznych materiału (powszechnie stosowane systemy rur typu twin – pipe, flex), która w połączeniu z doświadczeniem w wykonawstwie daje wysoką

efektywność systemu dystrybucji. Kolejne korzyści ekonomiczne osiąga się poprzez sterowanie pracą sieci, dobór technologii paliwowych, magazynowanie energii oraz obniżanie temperatur pracy sieci. Są to główne kierunki rozwoju systemów ciepłowniczych.

Tabela 7. Podział systemów ciepłowniczych wg hierarchii czasowej

Numer	I generacja	II generacja	III generacja	IV generacja
Okres rozwoju technologii	1880-1930	1930-1980	1980-2020	2020-2050
Nazwa systemu	<i>Parowy</i>	<i>Radziecki</i> lub <i>Rynkowy</i>	<i>Skandynawski</i>	<i>Smart Grid</i>
Nośnik ciepła	Para wysokotemperaturowa	Gorąca woda o temp. powyżej 100°C	Gorąca woda o temp. poniżej 100°C	Gorąca woda o temp. poniżej 70-50°C
Opis systemu	Rurociągi w kanałach betonowych, bez rurociągu powrotu kondensatu, kompensatory, wysokie straty ciepła	Rurociągi w kanałach betonowych, rozbudowane węzły cieplne, różnorodne materiały	Prefabrykowane komponenty (sieci preizolowane), umieszczane bezpośrednio w gruncie, węzły mieszkaniowe z wymiennikami płytowymi lutowanymi	Rozwój technologii systemów preizolowanych (twin, flex), minimalizacja strat ciepła, wykorzystanie źródeł niskotemperaturowych, odnawialnych, ciepła odpadowego, integracja z pozostałymi sieciami energetycznymi
Użytkownicy technologii	Nowy York, Paryż	Starsze części wszystkich wczesnych systemów w Europie	Rurociągi wymieniane w krajach Europy Środkowo – Wschodniej i byłych członków ZSRR, nowe systemy w Chinach, USA, Kanadzie, Korei i Europie	Obszary o niskich wartościach zapotrzebowania na ciepło, Skandynawia

Źródło: Opracowanie własne na podstawie 15

Duża zaleta, wskazywana przez opracowania zachodnie to możliwość zasilania źródła ciepła sieciowego niemal dowolnym paliwem 16, 17, 18. Oprócz tradycyjnie stosowanego węgla, gazu czy oleju, wsadem może być również biomasa, w tym odpady (komunalne, osady ściekowe). Stosuje się również ciepło odpadowe z procesów przemysłowych, energię geotermalną lub słoneczną. Dowolność zasilania umożliwia często wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych, z pominięciem nakładów na transport. Wykorzystanie OZE w ciepłowniach lub elektrociepłowniach jest również sposobem na zwiększenie ogólnego udziału energii odnawialnej w krajowym zużyciu paliw. Produkcja ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną (kogeneracja), jest wspierana przez niektóre państwa UE (m.in. Dania, Litwa, Łotwa, Finlandia). Korzyści płynące z tej technologii, wobec produkcji rozdzielonej, to: większa efektywność produkcji energii, oszczędność energii pierwotnej, redukcja emisji (CO_2 , związki siarki, pyły). W Polsce kogeneracja nie jest szeroko stosowana ze względu na niewystarczające wsparcie 19.

W wielu opracowaniach skandynawskich wskazuje się przewagę centralnego zaopatrzenia w ciepło nad indywidualnym, w redukcji emisji (m.in. CO_2), np.: 10, 20, 21, 22. Korzyści środowiskowe to bardzo istotne kryterium w opracowaniach dot. zaopatrzenia w ciepło w krajach rozwiniętych, gdzie spadek emisji jest zaliczany jako wartość dodana.

Mimo, iż zdarzają się przypadki podłączeń odbiorców ciepła sieciowego na terenach o niskiej gęstości cieplnej 8, 16 są to obecnie wyjątki. Wydaje się, że z czasem, nasycenie terenów silnie zurbanizowanych ciepłem sieciowym, wymusza skierowanie tej oferty na klientów indywidualnych (domy jednorodzinne, przedmieścia większych miast). Jednak obecnie, dominującym rynkiem są aglomeracje miejskie. Ten trend ogólnoeuropejski, jest widoczny również w Polsce. Jak pokazano w poprzednich rozdziałach, przeważająca część infrastruktury ciepłowniczej znajduje się w miastach. Konkurencyjność ciepła sieciowego na terenach o niskiej gęstości cieplnej wynika z wielu czynników składowych, odrębnych dla każdego przypadku 23.

Obecna sytuacja Polski jest osadzona w III generacji. Stopniowa wymiana istniejącej sieci zmniejsza ilość istniejących systemów tradycyjnych. Coraz częściej przeprowadza się ekonomicznie uzasadnione modernizacje: obniżanie temperatury wody sieciowej, montaż armatury regulacyjnej, podłączanie możliwie dużej liczby odbiorców w zasięgu sieci. Wprowadzane normy emisyjne wymuszają zmianę sposobu oczyszczania spalin lub nawet zmianę rodzaju stosowanych paliw na źródła odnawialne, współspalanie. Z drugiej strony droga do osiągnięcia poziomu inteligentnych systemów wydaje się być jeszcze długa. Obniżenie temperatury wody sieciowej od obecnie pracujących sieci (około $120 - 100^\circ\text{C}$) do

systemów niskotemperaturowych (max. 80°C) jest zbyt dużym skokiem, aby można było wykonać taki manewr bez wymiany całej sieci, wyposażenia węzłów czy nawet instalacji wewnętrznych. Implementacja takiej technologii jest bezpieczna, kiedy wprowadza się ją dla nowoprojektowanego systemu. Następną cechą systemów IV generacji – zaawansowane systemy preizolowane (twin – pipe, flex) nie są powszechnie stosowane przez projektantów czy wykonawców. W tym wypadku głównym ograniczeniem jest słaba znajomość technologii wykonania i funkcjonowania takich przewodów.

Pomijając powyższe ograniczenia rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce, które są trudne, ale możliwe do wypracowania, istnieje główne ograniczenie limitujące. Mianowicie - brak określenia wyraźnej pozycji ciepła sieciowego na tle krajowego systemu energetycznego. Brak wsparcia ze strony Państwa, objawiający się m.in. pominięciem w Polityce Energetycznej, powoduje zepchnięcie tego ogromnego sektora energetycznego w ekonomiczny niebyt. Konsekwencjami takiego stanu są m.in.: brak krajowej akceptacji dla pozycji ciepła sieciowego, słaba znajomość możliwości rozwoju, nieliczne programy badawcze w tym kierunku.

5. Podsumowanie

1. Z przedstawionych statystyk wynika, że Polska posiada jeden z większych systemów ciepłowniczych w Europie. Jego przeważająca część jest skupiona na terenach miejskich, silnie zurbanizowanych. Ciepło sieciowe ma znaczący udział w zaopatrzeniu mieszkalnictwa w Polsce i jest konkurencyjne pod względem cenowym.
2. Polska posiada spory udział mocy zainstalowanej, która jest niewykorzystana, co daje możliwość dociążenia istniejących systemów poprzez rozbudowę sieci.
3. Na przestrzeni lat poprawia się znacząco sprawność wytwarzania w sektorze ciepłowniczym. Gorsza sytuacja występuje po stronie sieci, której straty na poziomie 12,4 % są niewiele, ale jednak wyższe niż w roku 2002 (11,8 %). Związane jest to ze starzeniem się infrastruktury sieciowej. Jednak na przestrzeni lat stan ten powinien się stopniowo poprawiać (wdrażanie technologii preizolowanej). Liczby pokazują, że modernizacje są niewystarczające lub obejmują elementy sieci, które nie generują największych strat ciepła w systemie.
4. Potencjał polskiego ciepłownictwa jest znaczący, co oznacza, że może ono odgrywać poważną rolę w przyszłej gospodarce energetycznej kraju. Konieczne są jednak odpowiednie wzmocnienia ze strony Państwa oraz wyznaczenie kierunków rozwoju.

5. Istnieje szereg państw w Europie (m.in. Dania, Islandia, Szwecja, Finlandia, Litwa, Łotwa), które wykorzystały zalety i możliwości jakie daje zaopatrzenie w energię za pomocą sieci ciepłowniczych.
6. Jak wskazuje literatura zachodnia 17, 18, 22, 24, 25, 26 ciepło sieciowe jest i będzie podstawą zrównoważonej gospodarki energetycznej. Odgrywa ono znaczącą rolę w realizacji założeń zrównoważonych systemów energetycznych. Te same opracowania podkreślają konieczność radykalnych zmian w kierunku tzw. systemów IV generacji, zintegrowanych z budynkami o wysokim standardzie energetycznym oraz z źródłami energii odnawialnej
7. Kierunki rozwoju ciepłownictwa w Polsce należy dostosować się do potrzeb rynku. Potrzeby te mogą być trudne do określenia w dłuższej perspektywie z uwagi na obecny moment czasowy w którym znajduje się Polska. Pomocne w tym względzie mogą być doświadczenia pozostałych krajów UE, które realizują politykę energetyczną, zawierającą istotną pozycję ciepła sieciowego.
8. Nie ma możliwości prostego przełożenia obecnego modelu biznesowego zarządzania krajowym majątkiem ciepłowniczym na model IV generacji, bez utraty konkurencyjności na rynku. Konieczne jest wypracowanie nowych, indywidualnych rozwiązań w celu uzyskania rentowności inwestycji ciepłowniczych.

Literatura

1. Stoczkiewicz M. (pod redakcją): *Implementacja prawa klimatyczno-energetycznego UE w Polsce*. Fundacja Client Earth Poland, Warszawa 2013.
2. Szymczak J., Regulski B. *Najwyższy czas na odpowiednie uznanie pozycji ciepłownictwa w Polityce Energetycznej Polski*. Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja, 2/2014.
3. EUROHEAT&POWER. *Ecoheat4EU Project*. [online, zacytowano: 10.12.2014] <http://ecoheat4.eu/en/District-Heating-Barometer/Overview/>.
4. EUROHEAT&POWER. *DHC & Statistic 2011*. [online, zacytowano: 15.12.2014] <http://www.euroheat.org/Statistics-69.aspx>.
5. Konstantinavičiute I., Bobinaite V., Tarvydas D., Gatautis R.: *Renewable energy in the Lithuanian heating sector*. Energy Policy, 59/2013.
6. Dyrelund A., Lund H.: *Heat Plan Denmark-Danish Heating Sector can be CO2 neutral before 2030*. EUROHEAT&POWER, 6/2009.

7. Wichowski A.: *Kierunki rozwoju energetyki ciepłej w oparciu o doświadczenia duńskie*. Forum Ciepłowników Polskich, Międzyzdroje 1990.
8. Nilsson S.F., Reidhav C., Lygnerud K., Werner K.: *Sparse district-heating in Sweden*. Applied Energy, 85/2008.
9. Heat Roadmap Europe II - 2050. 27.05.2013. [online, zacytowano: 10.12.2014.] <http://www.euroheat.org/Heat-Roadmap-Europe-165.aspx>.
10. Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Werner S., Möller B., Persson U., Boermans T., Trier D., Østergaard P.A., Nielsen S.: *Heat RoadmapEurope:Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system*, Energy Policy 65/2014.
11. Urząd Regulacji Energetyki: *Energetyka ciepła w liczbach-2012*. Biuletyn URE, Warszawa lipiec 2013.
12. Regulski B., Ziembicki P., Bernasiński J., Węglarz A.: *Rynek ciepłowniczy w Polsce*. Rynek Energii, 8/2014.
13. Główny Urząd Statystyczny: *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 r.* Warszawa 2014.
14. Werner S.: *Current and future temperature levels in district heating systems*. Halmstad University, marzec 2013. [online, zacytowano: 10.12.2014.] <http://www.4dh.dk/publications-presentations/presentations..>
15. Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J.E., Hvelplund E., Mathiessen B.V.: *4th Generation District Heating (4GDH) Integration smart thermal grids into future sustainable energy system*. Energy, 68/2014.
16. Reidhav C., Werner S.: *Profitability of sparse district heating*. Applied Energy, 85/2008.
17. Truong N.E., Gustavsson L.: *Cost and primary energy efficiency of small-scale district heating systems*. Applied Energy, 130/2014.
18. Åberg M.: *Investigating the impact of heat demand reductions on Swedish district heating production using a set of typical system models*. Applied Energy, 118/2014.
19. Karmiński J., Rozkosz G.: *Zasadność wsparcia kogeneracji*. Energetyka, październik 2014.
20. Østergaard P.A., Lund H.: *A renewable energy system in Frederikshavn using low-temperature geothermal energy for district heating*. Applied Energy, 88/2011.
21. Gebremedhin A.: *Introducing District Heating in a Norwegian town – Potential for reduced Local and Global Emissions*. Applied Energy, 95/2012.

22. Lund H., Moller B., Mathiesen B.V., Dyrelund A.: *The role of district heating in future renewable energy systems*. Energy, 35/2010.
23. Persson U., Werner S.: *Heat distribution and the future competitiveness of district heating*. Applied Energy, 88/2011.
24. Dalla Rosa A., Christensen J.E.: *Low-energy district heating in energy-efficient building areas*. Energy, 36/2011.
25. Djuric Ilic D., Trygg L.: *Economic and environmental benefits of converting industrial processes to district heating*. Energy Conversion and Management, 87/2014.
26. Rezaie B., Rosen M.A.: *District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements*. Applied Energy, 93/2012.

mgr inż. Wojciech Pospolita¹, mgr inż. Dominik Błoński,
prof. dr hab. inż. Krzysztof Jesionek, inż. Adam Wierciak, mgr inż. Aleksander Compel²
Politechnika Wrocławska, Zakład Mechaniki i Systemów Energetycznych
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
e-mail: ¹wojciech.pospolita@pwr.edu.wroc.pl
²LABMATIK
ul. Sienkiewicza 4, 56-120 Brzeg Dolny

Adaptacja silnika lotniczego GTD-350 do pracy na rzecz energetyki rozproszonej

Słowa kluczowe: *układy cieplne, turbiny gazowe, komora spalania, obliczenia cieplne*

Streszczenie: W artykule przedstawiono koncepcję wykorzystania silnika GTD-350 do spalania wodoru powstałego jako produkt uboczny procesów przemysłowych prowadzonych przez PCC Rokita w Brzegu Dolnym. Omówiono zasadę działania oraz budowę silnika turbowałowego. Omówiono najważniejsze kwestie projektowe i konstrukcyjne konieczne przy opracowywaniu koncepcji pracy silnika na innym paliwie niż nominalne. Opisano także układ cieplny oparty o ten silnik, zapewniający wysokosprawne wytwarzanie energii cieplnej oraz elektrycznej z zachowaniem wszelkich wymagań dotyczących poziomu emisji zanieczyszczeń. W drugiej części przeprowadzono wstępne obliczenia cieplne komory silnika GTD-350 przy użyciu oprogramowania Autodesk CFD Design. Na bazie uzyskanych wyników opracowano koncepcję przeprojektowania komory spalania, dostosowując ją do spalania wodoru.

1. Wstęp

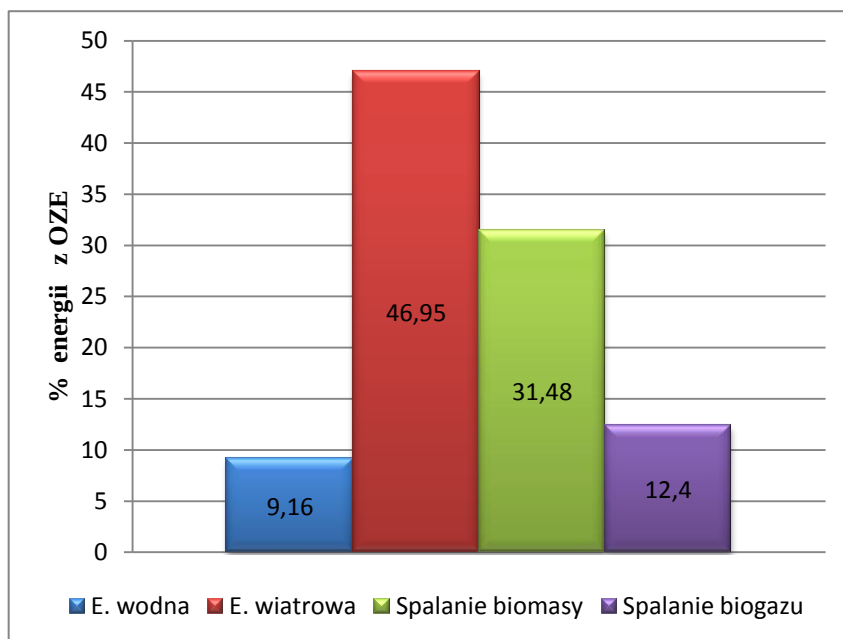
Od początku 2016 roku wejdą w życie Dyrektywy Unii Europejskiej dotyczące ograniczeń emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania. W związku z tym od kilku lat trwa w Polsce budowa nowych i modernizacja starych węglowych bloków energetycznych. Wystarczy wspomnieć o budowie nowego bloku o mocy 1000MWe w Elektrowni Kozienice, dwóch blokach 900MWe Elektrowni Opole oraz rozpoczętej niedawno rozbudowie Elektrowni Jaworzno. Niestety inwestycje te zostały rozpoczęte zbyt późno. Może to skutkować znacznym zmniejszeniem rezerwy mocy w polskim systemie elektroenergetycznym, powstałej po transformacji ustrojowej 1989r. i likwidacji wielu energochłonnych zakładów przemysłowych. Należy jednak pamiętać, że budowa nowoczesnych, dużych jednostek energetycznych nie jest jedyną możliwością poprawy sytuacji. Innym sposobem, ku któremu skłania się wiele podmiotów gospodarczych jest energetyka rozproszona oraz podwyższanie efektywności energetycznej procesów przemysłowych. W obu tych przypadkach bardzo dużą rolę odgrywa skala zjawiska. Opierają

się one bowiem na produkcji energii lub zmniejszeniu jej zużycia przez każdą gminę, zakład przemysłowy, gospodarstwo rolne oraz prywatne elektrownie przydomowe. W krajach zachodnich do energetyki rozproszonej zalicza się również np. biurowce, które wykorzystując panele słoneczne, produkują więcej energii elektrycznej niż są w stanie zużyć. Każdego z tych dostawców łączy jednak fakt, że mimo iż są przyłączeni do KSE (Krajowy System Energetyczny) nie podlegają centralnemu sterowaniu częstotliwością i napięciem.

Energetyka rozproszona jest swoistym powrotem do korzeni energetyki. Warto pamiętać, że jednymi z pierwszych elektrowni były bowiem elektrownie przyzakładowe produkujące energię na potrzeby prowadzonej działalności. Dodatkowym powodem wyłącznie miejscowego produkowania energii elektrycznej i ciepłej było niedostateczne opanowanie technologii przesyłu energii na duże odległości. Jednakże rozwój techniki i ekonomia (produkcja energii na większą skalę jest bardziej opłacalna) spowodowały, że udział energetyki rozproszonej w światowym rynku energii spadł z ok. 40% na początku XXw. do 4% na początku w roku 1990 [1]. Ostatnie lata w Polsce to przede wszystkim rozwój wysokosprawnej mikro-generacji najczęściej opartej o odnawialne źródła energii, demonopolizacja i prywatyzacja rynku energii oraz wzrost konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego procesów przemysłowych. Spowodował to gwałtowny rozwój energetyki rozproszonej. Jednostki generacji rozproszonej dzielone są według całkowitej (ciepłej i elektrycznej) wytwarzanej mocy. Wyróżnić można zatem:

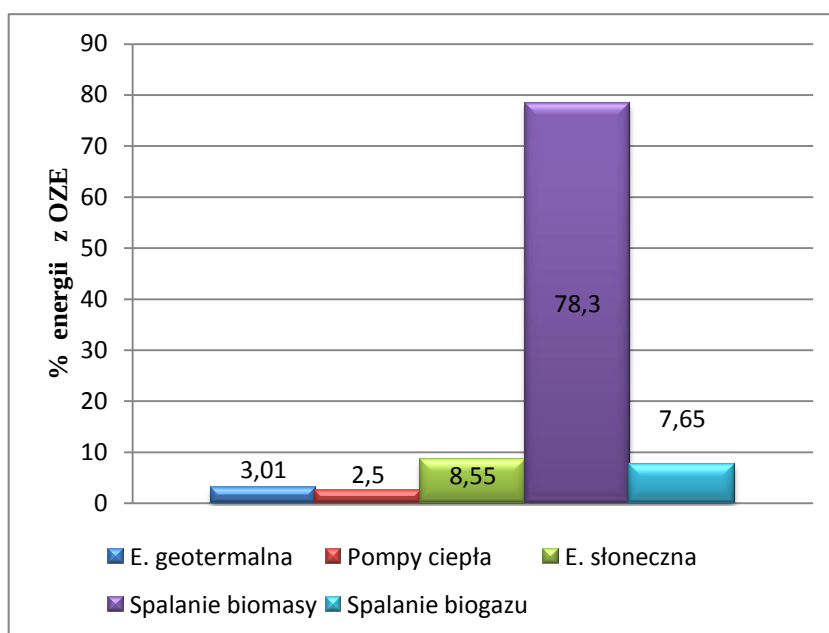
- mikro generację rozproszoną poniżej 5 kW;
- małą generację rozproszoną, 5 kW – 5 MW;
- średnią generację rozproszoną 5 MW - 50 MW;
- dużą generację rozproszoną 50 MW - 150 MW.

W Polsce z perspektywy energetyki rozproszonej dominują małe źródła. Są to głównie technologie wykorzystujące gaz ziemny w silnikach tłokowych lub turbinach gazowych (także mikro-turbinach) oraz instalacje wykorzystujące źródła odnawialne do wytwarzania ciepła np. panele słoneczne na budynkach biurowych lub mieszkalnych. We wszystkich tych rozwiązaniach, przynajmniej w teorii, producent wytwarza energię w pierwszej kolejności na potrzeby własne i wyłącznie nadwyżki sprzedaje do sieci energetycznej. Według Krajowego Planu Działania (KPD) struktura wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z odnawialnych źródeł energii (uwzględniająca energetykę rozproszoną) w 2020r. będzie miała strukturę ukazaną na poniższych wykresach.



Rysunek 6. Struktura wytwarzania energii elektrycznej z OZE w 2020r. według KPD

Źródło: [1]



Rysunek 7. Struktura wytwarzania energii cieplnej z OZE w 2020r. według KPD

Źródło: [1]

Zgodnie z przewidywaniami w dalszym ciągu w pierwszej kolejności rozwijana będzie energetyka wiatrowa oraz spalanie biomasy. Wiąże się to przede wszystkim z największą dostępnością źródeł energii, dojrzałością technologiczną oraz systemem dopłat dla inwestorów i producentów.

Istotnym faktem, sprzyjającym rozwojowi energetyki rozproszonej w Polsce, jest położenie największych elektrowni na południu kraju w pobliżu złóż węgla. Koniecznością jest zatem przesył energii na duże odległości, co powoduje znaczne jej straty. Przy ciągłe

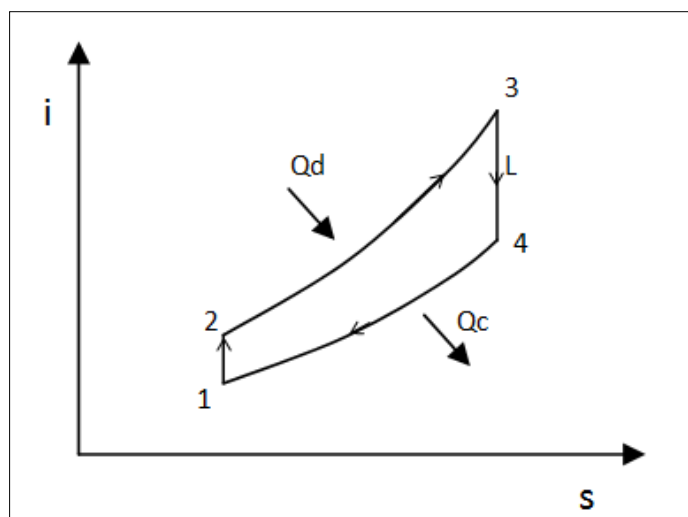
rosnącym zapotrzebowaniu na energię, każda możliwość wytwarzania energii w miejscu jej bezpośredniego zużycia musi być brana pod uwagę. Przykładem zakładu przemysłowego, który wytwarza energię na potrzeby własne, a także sprzedaje jej nadwyżki jest PCC Rokita z siedzibą w Brzegu Dolnym. Zakład ten jest producentem i dystrybutorem wielu produktów wykorzystywanych m.in. w procesach wytwarzania chemii gospodarczej, chemii przemysłowej, tworzyw sztucznych, budownictwie oraz tekstyliach. PCC Rokita jest ponadto producentem energii elektrycznej i ciepłej. Zakład wytwarza ok. 75 tys. MWh energii elektrycznej rocznie na potrzeby własne. Wytwarza także energię ciepłą, która w ilości 96 tys. GJ jest sprzedawana do Brzegu Dolnego. PCC Rokita posiada również możliwość zwiększenia ilości produkowanej energii. W procesie produkcji chloru powstaje bowiem wodór, którego duża część zużywana jest następnie przy produkcji kwasu solnego oraz sody kaustycznej. Jednakże ze względu na konieczność regulacji instalacji wodorowej, pewna część tego gazu jest stale upuszczana do atmosfery. W roku 2015 całkowita produkcja wodoru ma wzrosnąć do 4900 Nm³. Pojawia się zatem możliwość zagospodarowania tej części wodoru, która nie jest zużywana w procesach przemysłowych i trafia do atmosfery.

W artykule opisano możliwość dostosowania poresursowego silnika lotniczego GTD - 350 do wytwarzania energii ciepłej i elektrycznej wykorzystując wodór jako paliwo.

1.1. Zasada działania silnika turbowałowego

Silnik turbowałowy jest ciepłą maszyną przepływową, w której gorące spaliny rozprężając się w turbinie przekazują swoją energię łopatom wirnika napędzając wał. Działanie silnika porównuje się do pracy idealnej turbiny działającej w obrębie obiegu Braytona- Jule'a pokazanego na rysunku 3.

Najważniejszymi elementami każdego silnika turbowałowego jest sprężarka, komora spalania, turbina oraz układ wyprowadzenia mocy. W sprężarce czynnik (powietrze) zwiększa swoje ciśnienie - przemiana 1 - 2. Następnie przepływa do komory spalania gdzie wtryskiwane jest paliwo oraz następuje proces spalania. Na rysunku 3 przemiana ta zaznaczona jest izobarą 2 - 3. Gorące spaliny o wysokim ciśnieniu kierowane są na turbinę, gdzie rozprężają się wykonując pracę L, przemiana 3 - 4. Następnie kierowane są do chłodnicy lub są usuwane do atmosfery, przemiana 4 - 1.



Rysunek 8. Obieg Braytona - Jule'a w układzie i-s

Źródło: Opracowanie własne

Sprawność silnika działającego według obiegu Braytona - Jule'a określa się wzorem [2]:

$$\eta = 1 - \frac{T_4}{T_3} = 1 - \frac{1}{\left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}} \quad (1)$$

gdzie:

T_x - temperatura czynnika w K,

p_x - ciśnienie czynnika w Pa,

κ - wykładnik adiabaty.

Analizując wzór (1) można zauważyć, że sprawność silnika turbinowego wzrasta wraz ze wzrostem sprężu. Wraz ze wzrostem sprężu rośnie jednak praca sprężania dlatego należy kierować się wartością sprężu optymalnego dla danej temperatury spalin T_3 przed turbiną. Ważne jest zatem, by w trakcie projektowania układów cieplnych opartych o tego typu silniki zapewnić jak najmniejsze straty ciśnienia w komorze spalania oraz w kanałach łączących jego poszczególne elementy.

W rzeczywistym silniku zachodzące procesy nie są idealne. Występuje szereg strat, z których do największych należą:

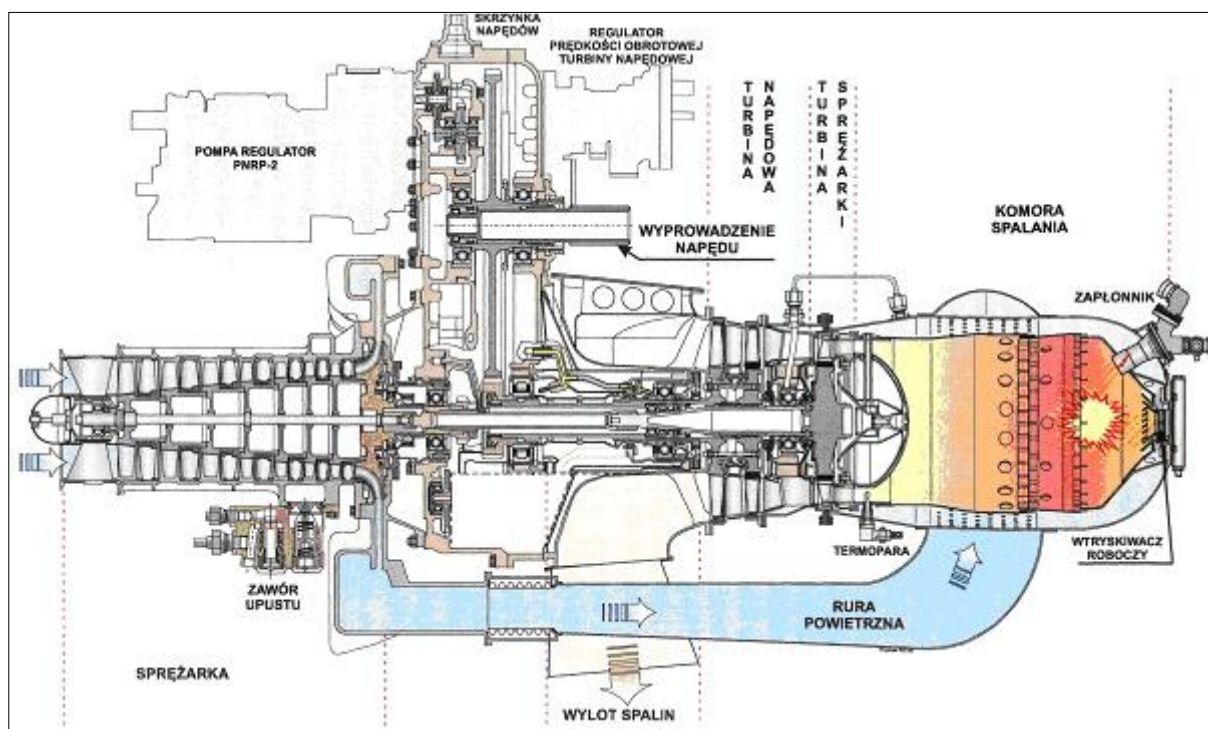
- strata ciśnienia w komorze wywołana dostarczeniem ciepła do powietrza,
- straty przepływowe w sprężarce oraz turbinie,
- straty mechaniczne w częściach obracających się np.: łożyska.

Zaletą silników turbinowych jest fakt, że zachodzące w nich intensywne procesy

cieplne są ciągle, w przeciwieństwie do silników spalinowych. Dzięki temu uzyskuje się znacznie większe moce na jednostkę masy własnej silnika.

1.2. Silnik GTD 350

Silnik GTD 350 jest silnikiem turbowałowym, zaprojektowanym w ZSRR w połowie lat 50 XX w. W Polsce produkowany był od 1966 r. do początku lat 90. w Rzeszowie. Służył jako napęd do wojskowej wersji helikopterów MI-2 produkowanych w Świdniku [3]. Rysunek 3 przedstawia przekrój przez silnik GTD-350. Sprężarka tego silnika składa się z 7 stopni osiowych i jednego promieniowego zapewniających osiągnięcie ciśnienia powietrza na poziomie XX. Następnie powietrze kierowane jest do komory spalania przez 2 kanały dyfuzorowe. Tam następuje proces spalania paliwa podanego przez dwa wtryskiwacze, rozruchowy zblokowany ze świecą zapłonową oraz lub przez roboczy umieszczony centralnie. Gorące spaliny trafiają do turbiny, odpowiednio jednostopniowej napędzającą sprężarkę oraz dwustopniowej napędzającą reduktor. Wał wyjściowy z reduktora napędzał wirnik helikoptera MI-2.



Rysunek 9. Schemat silnika GTD-350

Źródło: [3]

Prędkość obrotowa sprężarki wynosi 45000 obr/min, przy sprężu nominalnym $\Pi=6,02$, turbiny napędowej 24000 obr/min, wału wyjściowego 5904 obr/min. Przy podanej konfiguracji silnik osiąga moc nominalną 294,2 kW [4]. Masa silnika wynosi ok. 139 kg [3].

Na rysunkach 5, 6 przedstawiono części składowe sprężarki silnika GTD - 350.



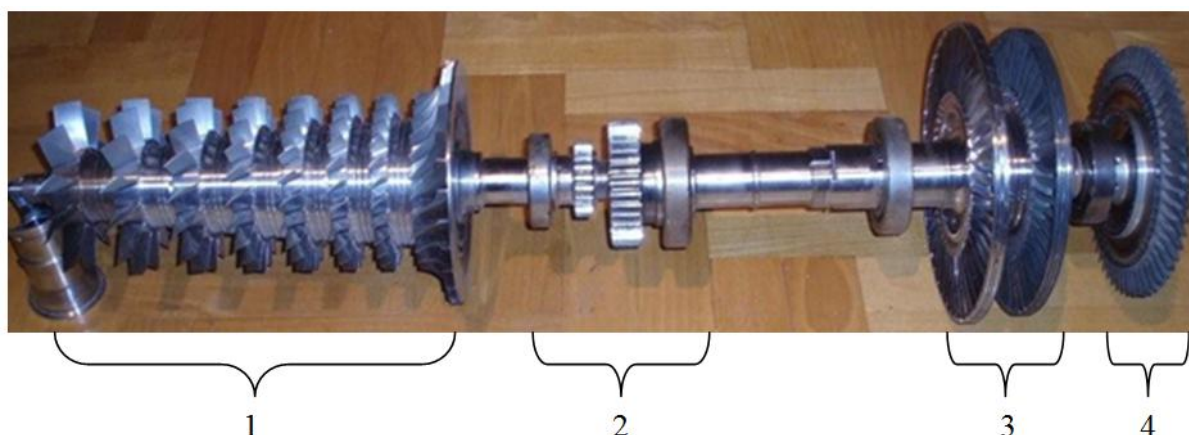
Rysunek 10. Tarcze kierownicze sprężarki silnika GTD-350

Źródło: Opracowanie własne



Rysunek 11. Łopatki sprężarki silnika GTD - 350

Źródło: Opracowanie własne



Rysunek 12. Sprężarka oraz turbina silnika GTD-350

Źródło: Opracowanie własne

Na rysunku 7 przedstawiono wał silnika GTD - 350. Od lewej strony, jako nr 1. widoczna jest 8 stopniowa sprężarka (7 stopni osiowych, 1 promieniowy). Następnie jako nr 2 przedstawiono koła zębate reduktora oraz łożyska. Numerem 3 opisano turbinę napędową reduktora, a numerem 4 jednostopniową turbinę sprężarki. Mechanizm ten wykonany jest w technice dwuwałowej. Oznacza to umieszczenie wału w wale. Tylko dzięki takiemu rozwiązaniu możliwy jest napęd sprężarki oraz reduktora z różnymi prędkościami przy zachowaniu minimalnych gabarytów. Rysunek 8 przedstawia silnik GTD - 350 ze zdjętą obudową.



Rysunek 13. Przekrój silnika GTD - 350

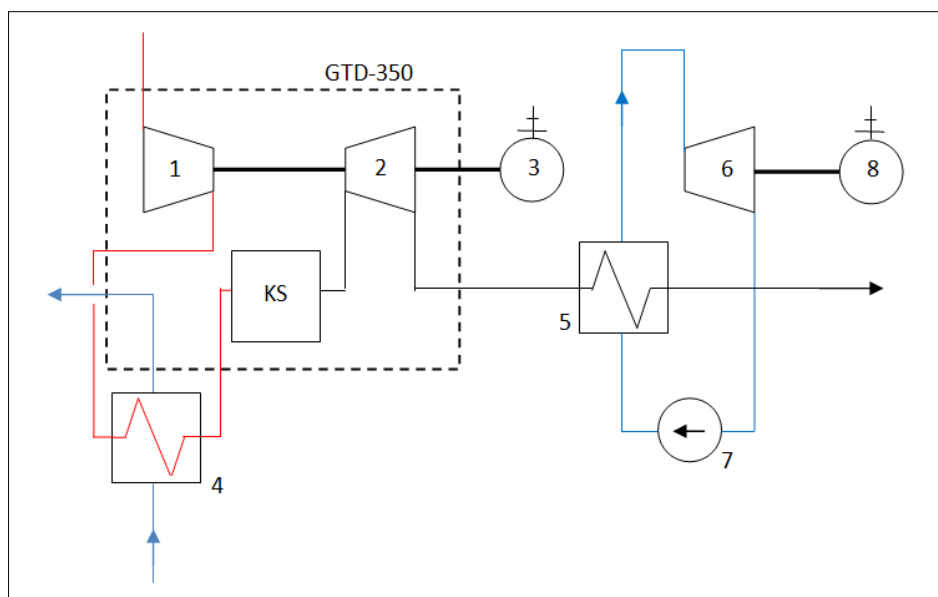
Źródło: [5]

Po przepracowaniu określonej liczby godzin silnik lotniczy nie może być już wykorzystywany w lotnictwie i powinien przejść remont. Wymagania do pracy naziemnej nie są jednak tak restrykcyjne i mogą one pracować dalej np. na rzecz energetyki rozproszonej. W tym aspekcie ich dużym atutem jest dostępność. Silników GTD-350 wyprodukowano łącznie ok. 11000 sztuk. Produkcję zakończono także stosunkowo niedawno, nie ma zatem problemu z dostępem do części zamiennych. Popularność tych silników sprawiła także, że dostępnych jest wiele opracowań naukowych, w których autorzy poddawali silnik licznym modyfikacjom lub obliczeniom sprawdzającym. Cena silnika również jest stosunkowo niewielka, w zależności od stanu technicznego waha się w okolicach 5000 PLN.

1.3. Koncepcja układu cieplnego na bazie silnika GTD-350

W celu zapewnienia optymalnego wykorzystania mocy silnika GTD - 350, należy w całości wykorzystać generowaną przez niego moc, zarówno tę zawartą w obracającym się wale jak i moc cieplną w spalinach odlotowych. Temperatura spalin zawiera się w przedziale $400 \div 600^{\circ}\text{C}$ [6]. Jest to wartość zupełnie wystarczająca do ekonomicznego wykorzystania układu odzysku ciepła. W planowanym układzie odzysk ciepła będzie możliwy w dwóch miejscach.

W pierwszej kolejności część ciepła zostanie odebrana z powietrza za sprężarką. W skutek procesu sprężania temperatura gazu rośnie. W przypadku omawianego silnika temperatura powietrza za sprężarką wynosi 255°C [6]. W celu wydłużenia żywotności silnika oraz podniesienia sprawności wytwarzania energii, w miejscu rury doprowadzającej powietrze do komory spalania planowane jest zamontowanie wymiennika ciepła, podgrzewającego wodę użytkową w zakładzie. Obniży to koszty zakładu związane np. z ogrzewaniem hal produkcyjnych. Dzięki niższej temperaturze powietrza w komorze spalania, zapewni się niższą temperaturę spalin trafiających na turbinę. W konsekwencji wydłuży to okres pracy całego silnika.



Rysunek 14. Schemat obiegu cieplnego z wykorzystaniem silnika GTD - 350. 1 - sprężarka, 2 - turbina gazowa, 3 - generator elektryczny, 4 - wymiennik ciepła, 5 - kocioł odzyskowy, 6 - turbina parowa, 7 - pompa obiegowa, 8 - generator elektryczny, KS - komora spalania

Źródło: Opracowanie własne

Na rysunku 9 przedstawiono schemat planowanego obiegu cieplnego. Numerem 1 i 2 zaznaczono odpowiednio sprężarkę i turbinę. Do silnika musi zostać podłączony generator elektryczny (3). Jako numer (4) oznaczono wymiennik powietrze - woda. Linia czerwoną oznaczono przepływ powietrza. Spaliny z turbiny (linia czarna) mogą zostać skierowane do kotła odzyskowego (5). Jest to typ wymiennika, w którym bez procesu spalania przekazywane jest ciepło między spalinami a wodą. Wskutek dostarczenia odpowiedniej ilości ciepła woda zmienia się w parę kierowaną na turbinę (6), podłączoną do drugiego generatora (8). Jako turbinę można wykorzystać wielostopniową turbinę promieniową. Możliwe jest to ze względu na fakt, że mogą one pracować w obszarze pary mokrej o stopniu suchości $x=0,88$. Ponadto ich wykorzystanie jest bardziej korzystne ze względu ekonomicznego oraz prostej konstrukcji. Należy bowiem pamiętać, że w przypadku kotłów odzyskowych parametry pary są znacznie niższe niż w kotłach parowych. Konieczne w obiegu parowym (linia niebieska) będzie zamontowanie pompy (7), w celu zapewnienia przepływu oraz ciśnienia w układzie.

W przypadku chęci wykorzystania turbiny parowej pojawia się niestety konieczność zabudowy kosztownej instalacji przygotowania wody. Musi być ona bowiem zdemineralizowana w celu ochrony kotła i turbiny przed osadzaniem się kamienia. Analiza ekonomiczna planowanego układu nie stanowi jednak części powyższego artykułu.

1.4. Wymagania stawiane komorze spalania

Z założenia komora spalania jest elementem silnika, w którym paliwo spalane jest w powietrzu o wysokim ciśnieniu. Energia gorących spalin pożytkowana jest zarówno do napędu sprężarki (stopień I), dzięki czemu proces spalania jest ciągły jak i do generatora (stopnie II i III).

Komora spalania musi być wykonana z materiału o odpowiedniej wytrzymałości oraz sztywności w wysokiej temperaturze. Obecnie stosuje się do tego stopowe stale żarowytrzymałe o zwiększonej wytrzymałości na pełzanie. Są to materiały o zwiększonej zawartości pierwiastków jak nikiel czy chrom.

Obecnie budowane komory spalania bazują na podstawie wielu lat doświadczeń eksploatacji silników turbowalowych. Kształt komory spalania powinien zapewnić jak najmniejszą stratę ciśnienia, odpowiednie spalanie paliwa oraz odpowiednią strukturę przepływu spalin trafiających na turbinę. Nie bez znaczenia jest również metoda doprowadzenia powietrza w celu jak najlepszego wymieszania mieszanki paliwowo-powietrznej. W celu obniżenia strat ciśnienia przed komorą spalania, za sprężarką stosuje się dyfuzor, który powoduje zmianę energii prędkości na energię ciśnienia. Skutkuje to kilkukrotnym spadkiem prędkości czynnika w stosunku do prędkości wylotowej ze sprężarki. Straty ciśnienia wynikające ze spalania są proporcjonalne do kwadratu prędkości gazu i mogą osiągnąć nawet 25% ciśnienia uzyskanego ze sprężarki [7]. Ponad to niska prędkość gazu jest konieczna w celu niedopuszczenia do zerwania płomienia oraz zapewnienia takiej ilości powietrza, by utrzymać spalanie w granicach palności używanego paliwa. W tym celu stosowane są również specjalne zawirowywacze umieszczone bezpośrednio w komorze.

Przepływ powietrza wewnątrz komory powinien być zaplanowany w taki sposób, by zapewnić odpowiednie warunki dla spalania oraz nie dopuścić do przegrzania ścianek komory. Dlatego też prowadzi się obliczenia i doświadczenia w celu doboru właściwej średnicy otworów wlotowych oraz ich rozmieszczenia. Strumień spalin wypływający z komory powinien być tak uformowany, by najwyższa temperatura spalin była wewnątrz strugi. Związane jest to bowiem z koniecznością niedopuszczenia do zbytniego wzrostu temperatury ścianek komory spalania i w konsekwencji jej spalania.

Ponadto do najważniejszych wymagań stawianych komorom spalania zalicza się zachowanie wysokiej sprawności cieplnej, na poziomie 95 - 98% (procent ciepła przekazanego czynnikowi), zapewnienie optymalnego współczynnika nadmiaru powietrza λ (3,5 - 5) oraz ograniczenie pulsacji ciśnienia. W przypadku pracy w lotnictwie bardzo

ważnym aspektem jest zachowanie stateczności pracy w szerokim zakresie ze względu na konieczność pracy przy różnych obciążeniach.

1.5. Wodór jako paliwo

W omawianej koncepcji układu cieplnego, paliwem będzie wodór pozyskany jako produkt uboczny procesów przemysłowych. Spalanie wodoru jest technologią ciągle rozwijaną ze względu na wiele korzyści jakie ze sobą niesie. Wodór jest bardzo powszechnym pierwiastkiem, zatem jego zasoby są praktycznie niewyczerpalne. Ponadto jest najbardziej przyjaznym dla środowiska paliwem spośród wszystkich obecnie używanych. Jego spalanie wiąże się z niewielką emisją zanieczyszczeń (głównie termiczne NO_x), produktem spalania wodoru jest para wodna. Wodór ma wysoką wartość opałową ok. 120 MJ/kg [8], jest zatem ciekawą alternatywą w celu zwiększania zasięgu maszyn transportowych (samochodowy, lotniczy). Wykorzystanie wodoru generuje korzystne dla środowiska naturalnego i zakładu koszty uniknione. Są to koszty jakich można uniknąć spalając wodór zamiast np. węgla. W tabeli 1 zawarto porównanie ilości paliwa (węgla i wodoru) jaką należy zużyć do wytworzenia określonej mocy elektrycznej, w tym wypadku 230 kW. Wartość opałową węgla przyjęto na poziomie 22 MJ/kg (węgiel kamienny) oraz średnią sprawność elektrowni węglowych 38%. Sprawność silnika GTD - 350 przyjęto na poziomie 16%, a generatora elektrycznego 95%.

Tabela 1. Zapotrzebowanie wybranych typów paliwa do wytworzenia mocy

Paliwo	Węgiel	Wodór
Wartość opałowa, MJ/kg	22	120
Zapotrzebowanie paliwa, Mg/rok	1079	493

Źródło: Opracowanie własne

Do wad wodoru jako paliwa zalicza się przede wszystkim wysokie koszty uzyskania oraz niebezpieczeństwo wybuchu związane ze składowaniem (szeroki zakres palności). W przypadku omawianej koncepcji zastosowania obie te wady nie stanowią większego problemu. Pozyskiwany wodór jest produktem odpadowym, inwestor nie ponosi więc kosztów zakupu paliwa. Dodatkowo zakład posiada już wszelkie niezbędne instalacje zabezpieczające przesył i składowanie. Pracownicy zakładu posiadają ponadto doświadczenie

w procedurach związanych z użytkowaniem tego gazu.

Zaletami wodoru związanymi z wykorzystaniem go w silniku turbowalowym jest fakt, że posiada wysoką sprawność spalania przy małym obciążeniu silnika, łatwiej ulega całkowitemu spaleniu oraz szybką propagację płomienia. Wodór ma również bardzo szeroki zakres palności, dzięki czemu można go spalać z zachowaniem wysokiego, optymalnego dla komory współczynnika nadmiaru powietrza. Ponadto przy bezpośrednim podaniu wodoru do komory nie występuje ryzyko wybuchu w układzie ssącym (jeżeli tego prędkość wypływu jest wystarczająca). Dużym problemem może okazać się jednak działanie wodoru, połączonego z produktem swojego spalania, czyli parą wodną na części silnika, wywołujące kruchość wodorową metali oraz efekt odwęglania stali.

Przygotowanie silników do spalania wodoru będzie wymagało każdorazowo obliczeń i pomiarów sprawdzających. Związane jest to z występowaniem rozrzutów pomiędzy poszczególnymi egzemplarzami produkcyjnymi silnika. Literatura [9] podaje następujące przyczyny występowania rozrzutów:

- rozrzuty wymiarowe oraz błędy kształtu palisad łopatek stopni sprężarki oraz turbiny, mieszczące się w zakładanej tolerancji,
- rozrzuty parametrów wykonawczych oraz nastaw wszystkich podzespołów i agregatów układu zasilania, wynikających z określonych tolerancji odbioru technicznego,
- rozrzutu dobranych parametrów geometrycznych części przepływowych wynikające z osiągnięć silnika w czasie badań na hamowni.

2. Teren i metodyka badań

Prowadzone badania dotyczyły pierwszej fazy przeprojektowania komory spalania silnika GTD - 350 w kierunku spalania wodoru. Badania polegały na przeprowadzeniu komputerowej analizy przepływu powietrza przez komorę spalania. W analizie wykorzystano oprogramowanie firmy Autodesk.

Pierwszym krokiem było określenie zapotrzebowania powietrza. Moc silnika ustalono na poziomie 300 kW. Strumień wodoru, który zapewni uzyskanie takiej mocy określa zależność (2):

$$\dot{m}_{\text{wodoru}} = \frac{P}{Q_{\text{wr}}} = \frac{300000}{119,7 \cdot 10^6} = 2,5 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}_{\text{wodoru}}}{\text{s}} \quad (2)$$

gdzie:

P - wymagana moc silnika w W,

Q_{wr} - wartość opałowa wodoru w MJ/kg,

m_{wodoru} - strumień masy wodoru w kg_{wodoru}/s .

Teoretyczna masa powietrza potrzebna do spalania 1 g wodoru wynosi 34 g [8]. Współczynnik nadmiaru powietrza dla małych komór spalania przyjmuje się z zakresu od 3,5 do 5 [7]. Korzystając z prostej zależności (3) uzyskano wymaganą wartość objętości powietrza:

$$m_p = m_t \cdot \lambda = 34 \cdot 4,5 = 153 \frac{kg_{powietrza}}{kg_{wodoru}} \quad (3)$$

gdzie:

m_t - teoretyczne zapotrzebowanie powietrza w $kg_{powietrza}/s$,

m_p - rzeczywiste zapotrzebowanie powietrza w kg_{wodoru}/s ,

λ - wsp. nadmiaru powietrza.

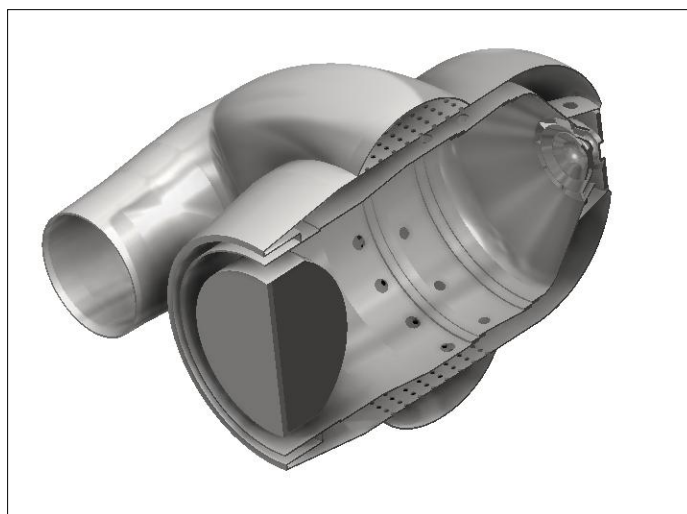
Wymagana ilość powietrza wynosi zatem:

$$\dot{m}_{powietrza} = \dot{m}_{wodoru} \cdot m_p = 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 153 = 0,383 \frac{kg_{powietrza}}{s} \quad (4)$$

gdzie:

$\dot{m}_{powietrza}$ - strumień masy powietrza w $kg_{powietrza}/s$.

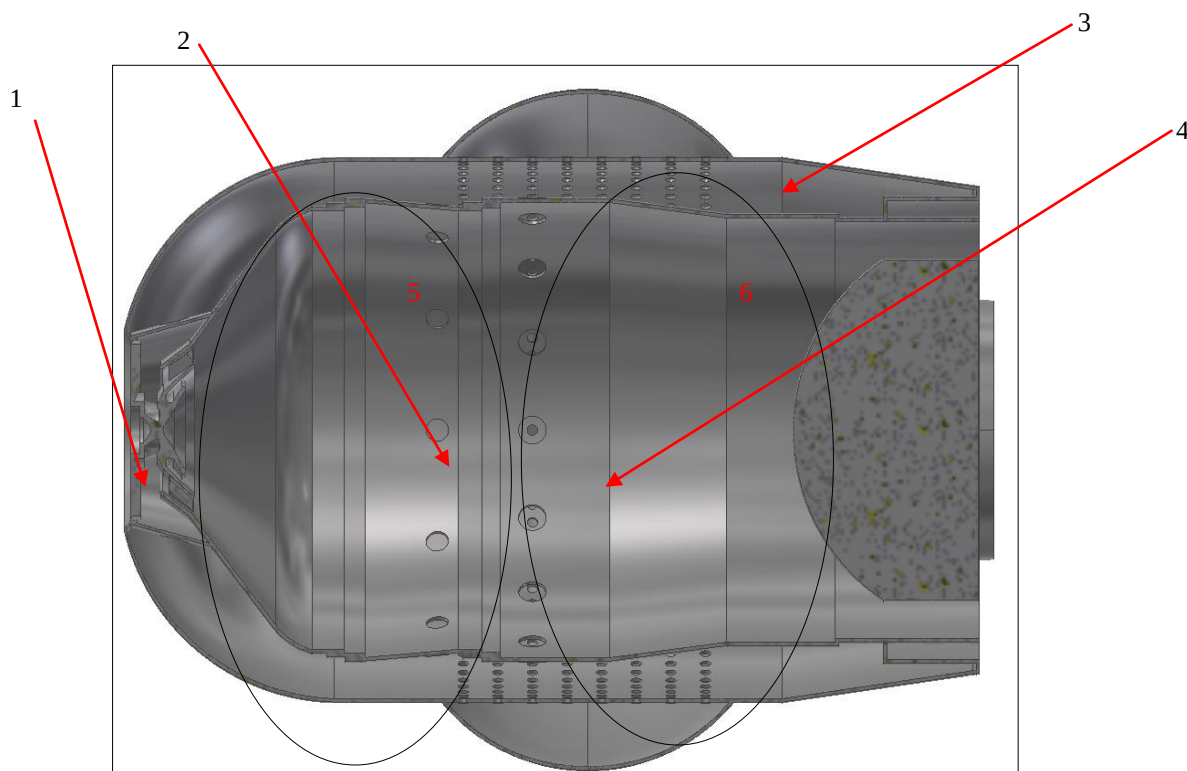
Drugim krokiem badań było wykonanie modelu 3D CAD (ComputerAided Design) komory spalania. W tym celu wykorzystano program Autodesk Inventor 2014 Professional. Model został stworzony na bazie dostępnej dokumentacji technicznej silnika.



Rysunek 15. Przekrój modelu CAD komory spalania silnika GTD-350

Źródło: Opracowanie własne

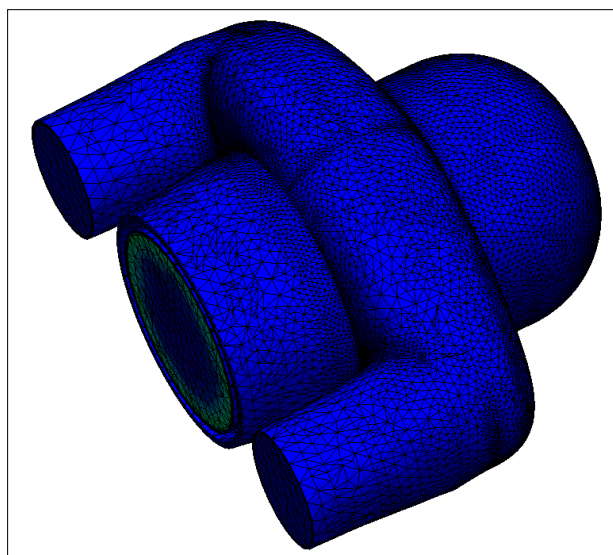
Istotnym aspektem wpływającym na zjawisko w komorze spalania jest rozmieszczenie otworów doprowadzających powietrze. W opracowanym modelu przedstawionym na rys.10, zgodnie z podanymi wymiarami umieszczono 720 otworów ϕ 6 mm 3 rozprawdzających powietrze na zewnątrz rury żarowej. Na rysunku 11 zaznaczono strefy spalania. W strefie pierwotnej - 5, powietrze jest doprowadzane 4 otworami ϕ 16 mm (oznaczono cyfrą 1) oraz 12 otworami ϕ 12 mm (2). W tej strefie następuje zapłon mieszanki i jej najbardziej intensywne spalanie. Doprowadzenie zbyt dużej ilości powietrza w tym miejscu mogłoby doprowadzać do zerwania płomienia. W strefie mieszania (oznaczona cyfrą 6), powietrze doprowadzane jest 16 otworami ϕ 16 mm (4). W tym miejscu musi nastąpić ustalenie temperatury spalin do temperatury obliczeniowej dla turbiny. Powietrze w tym miejscu musi zapewnić także odpowiednie intensywne schłodzenie ścianek komory.



Rysunek 16. Przekrój modelu CAD komory spalania silnika GTD - 350

Źródło: Opracowanie własne

Trzecim krokiem było wykonanie siatki numerycznej na badanej geometrii. Została ona wykonana w programie Autodesk CFD Design. Siatka składała się z ok. 3 mln elementów typu tetragonalnego. Model z nałożoną siatką przedstawia rysunek 12.



Rysunek 17. Model komory spalania z nałożoną siatką numeryczną

Źródło: Opracowanie własne

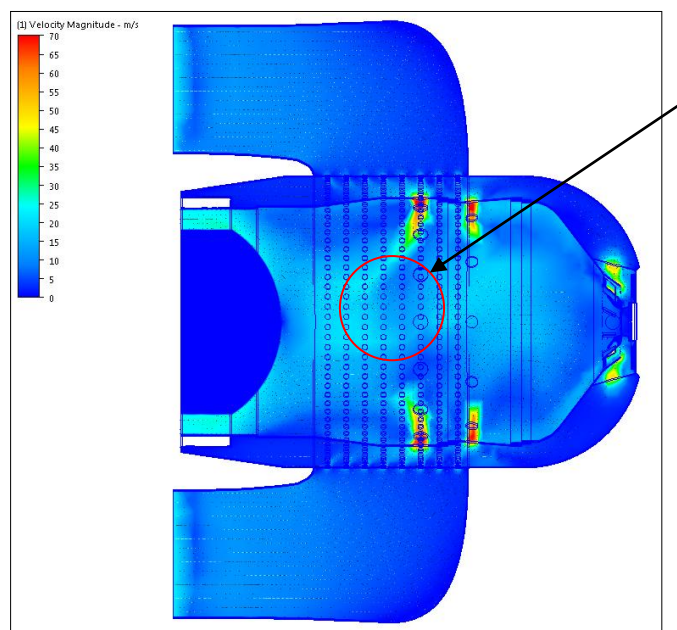
Symulację przepływu wykonano przy użyciu tego samego oprogramowania.

Warunkami brzegowymi ustalono:

- temperaturę powietrza 255°C,
- strumień masy powietrza 0,383 kg/s,
- ciśnienie powietrza na wlocie 6 bar.

Bazując na analizach numerycznych przepływu powietrza podawanych w literaturze [10], jako model turbulencji przyjęto model standardowy k-epsilon.

Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 13.



Rysunek 18. Wyniki pierwszej części obliczeń w skali prędkości (m/s)

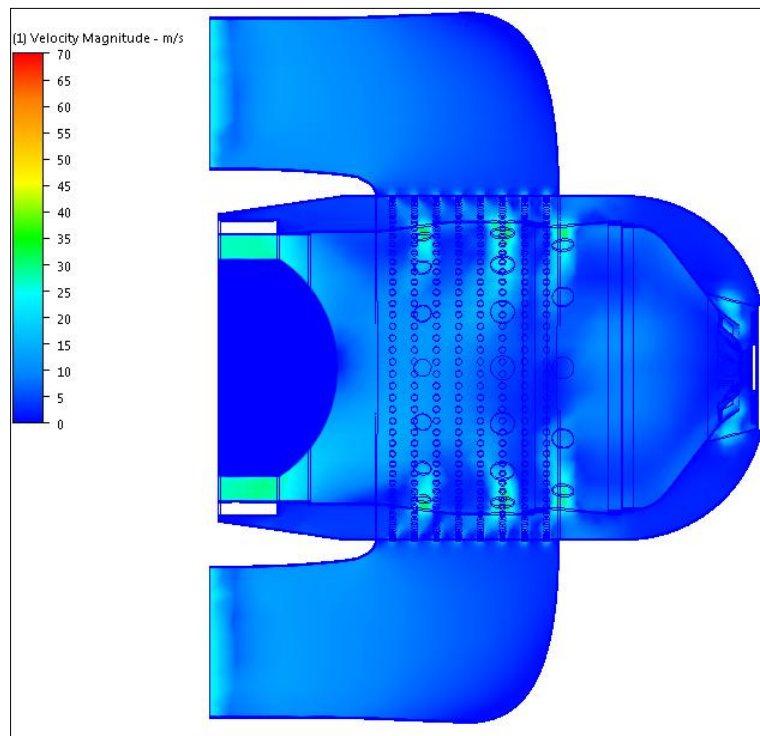
Źródło: Opracowanie własne

Analizując wyniki pierwszej części obliczeń można zauważyć prędkość przepływu powietrza niższą od podawanej w literaturze [7, 11]. Jest to efekt niewielkiej mniejszej powietrza potrzebnej do spalania. Niska prędkość może powodować niewystarczające wymieszanie powietrza z paliwem, niekorzystnie wpływające na spalanie. Kolejnym negatywnym zjawiskiem przepływowym jest bardzo prędkość powietrza przy ściankach komory w środkowej części strefy mieszania (oznaczona na rysunku 11). Może to spowodować przegrzanie ścianek komory oraz niedokładne wymieszanie powietrza ze spalinami.

W celu poprawy procesu przepływu powietrza wewnątrz komory przygotowano poprawki do geometrii. Postanowiono zwiększyć średnice otworów odpowiednio:

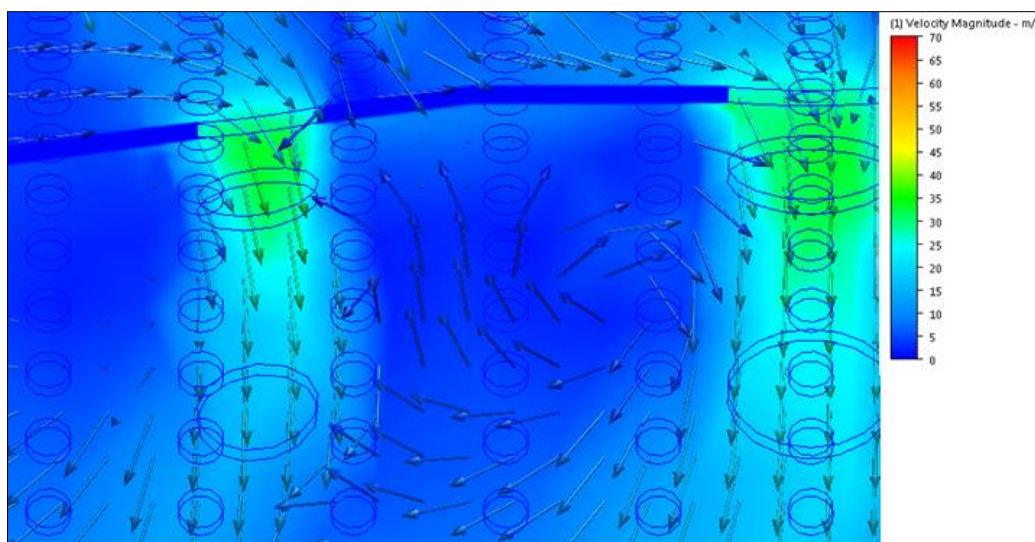
- w części pierwotnej z 12 x ϕ 16 mm na 12 x ϕ 20 mm,
- w strefie mieszania z 16 x ϕ 16 mm na 16 x ϕ 22 mm,
- w strefie mieszania wykonano także dodatkowe otwory, 16 x ϕ 16 mm, w celu zapewnienia lepszego chłodzenia ścianki komory w tym obszarze.
- zwiększono także nadmiar powietrza z 4, 5 na 5. Zwiększyło to przepływ masowy powietrza do 0,468 kg/s.

Wyniki symulacji dla nowej geometrii przedstawiają rysunki 14, 15 i 16.



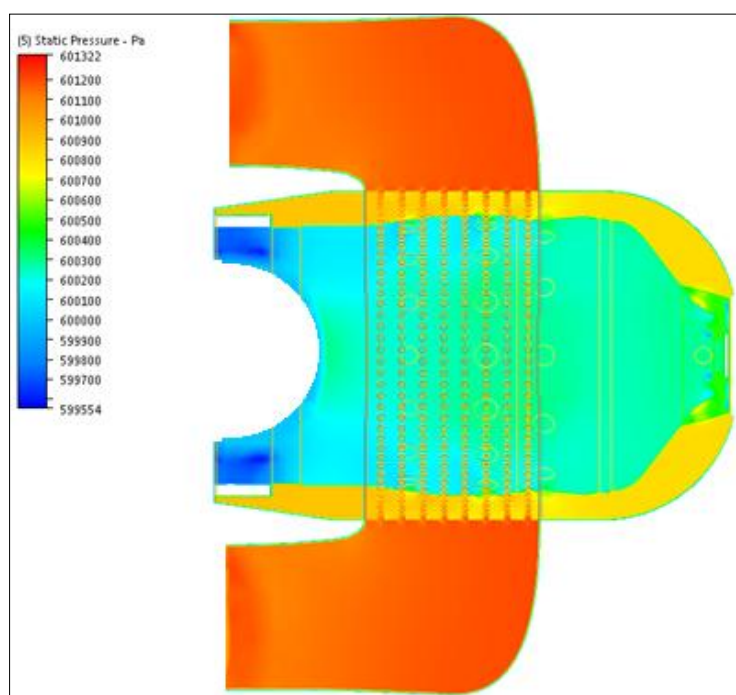
Rysunek 19. Wyniki drugiej części obliczeń prędkości powietrza (m/s)

Źródło: Opracowanie własne



Rysunek 20. Przemył czynnika w analizowanym obszarze (m/s)

Źródło: Opracowanie własne



Rysunek 21. Wyniki obliczeń ciśnień statycznych (Pa)

Źródło: Opracowanie własne

3. Wyniki badań i dyskusja

W trakcie przeprowadzonych obliczeń wykonano symulacje przepływu powietrza w komorze silnika GTD - 350 w celu wykazania konieczności zmiany geometrii ze względu na zmianę spalnego paliwa. Poprawienie geometrii komory poprzez zwiększenie średnicy otworów wlotowych powietrza, powinno poprawić warunki spalania w komorze. Uzyskano większe prędkości przepływu powietrza przy ściankach (rys. 15). Jest to warunek konieczny do poprawnego funkcjonowania komory spalania według [7, 11].

Prędkość powietrza wewnątrz komory jest znacznie niższa niż wartości podawane w literaturze i wynosi ok. 15 m/s [7]. Jest to spowodowane przede wszystkim znacznie mniejszym strumieniem powietrza podawanego do komory. Należy także uwzględnić fakt, że średnia prędkość czynnika w komorze znacząco wzrośnie w trakcie procesu spalania na skutek dostarczenia ciepła i spadku ciśnienia czynnika. Niezbędne będzie jednak obniżenie strumienia masy powietrza, na jaką projektowana była sprężarka, gdyż wartość wymagana dla wodoru (0,468 kg/s) jest znacznie niższa od nominalnej równej 2,1 kg/s. Regulację można uzyskać korzystając z zaworu upustowego zabudowanego standardowo w konstrukcji silnika.

W niskiej prędkości powietrza w komorze, uzyskano niewielki spadek ciśnienia (rys. 16). Ciśnienie powietrza na wylocie z komory jest różni się od ciśnienia na wlocie o ok. 2kPa, spełniając wymagania podawane w literaturze [11]. Niski spadek ciśnienia jest także korzystny ze względu na zachowanie wysokiej sprawności całego silnika zgodnie z równaniem 1.

W literaturze [11] wprowadza się parametr porównawczy dla turbin, określający stosunek masy paliwa przepływającego w komorze spalania w ciągu godziny do wagi samej komory. Powinien on być większy od 20. W badanym przypadku przepływ wodoru w ciągu godziny to 6,2 kg, waga komory wynosi 24 kg. Wartość współczynnika zupełnie odbiega od podawanej wartości. Jest to spowodowane faktem, że współczynnik ten prawdopodobnie uwzględnia paliwa ciekłe o znacznie większej gęstości.

4. Wnioski

1. Wykorzystanie silnika GTD - 350 może zwiększyć konkurencyjność zakładu PCC Rokita poprzez podwyższenie efektywności energetycznej procesów przemysłowych dzięki zwiększeniu własnej produkcji energii.
2. Spalanie wodoru jest jednym z najbardziej przyjaznych środowisku sposobów pozyskiwania energii. Jest technologią, którą warto rozwijać ze względu na fakt spełniania przez nią wszelkich norm dotyczących emisji szkodliwych substancji.
3. Spalanie wodoru w silniku GTD - 350 doskonale wpisuje się w koncepcję rozwoju energetyki rozproszonej opartej o małych i średnich wytwórców energii. Pozwala na skorzystanie szerokiego wsparcia naukowego i finansowego oferowanego przez instytucje rządowe.
4. Wykorzystanie silnika GTD - 350 do spalania wodoru wymaga wprowadzenia niezbędnych zmian konstrukcyjnych już w obrębie komory spalania, np. poprzez wykonanie dodatkowych otworów wlotowych powietrza. Wszelkie zmiany muszą być tak

zaplanowane, by nie pojawiła się konieczność wytwarzania zupełnie nowych elementów silnika.

5. Wymagane będą dalsze obliczenia, których celem będzie wybranie odpowiedniego pod względem efektywnego działania silnika, stosunku masowe powietrza do paliwa. Konieczna będzie regulacja ilościowa sprężarki, w cel obniżenia strumienia dostarczanego do silnika powietrza.
6. Prędkość czynnika przepływającego przez wykonany model CAD komory wykazuje podobieństwo z danymi doświadczalnymi podawanymi w literaturze [7], [11]. Może zatem posłużyć do dalszych symulacji, których celem będzie sprawdzenie przebiegu procesu spalania wodoru w komorze GTD - 350.

Literatura

1. Dziamski P., Kamińska M., Michałowska-Knap K., Wiśniewski G., *Energetyka Rozproszona*. Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2011.
2. Wilk S.: *Termodynamika Techniczna*. Wydawnictwo Szkolne i Pedagogiczne, Warszawa 1989.
3. Hocko M., Lipták P., *Application of a selected transformed engine from redundant special equipment for crisis management needs*. University Review 2012 vol. 6 2012, nr. 2, s. 27 - 33.
4. www.elektroda.pl, dostęp: 2.02.2015, godzina 14.30.
5. www.cursorkeys.com dostęp: 20.01.2015, godzina 11:00.
6. www.wskrz.com dostęp: 4.02.2015, godzina 15.30.
7. Gieras M.: *Komory spalania silników turbinowych*. Organizacja procesu spalania. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.
8. Kordylewski W.: *Spalanie i paliwa*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2008.
9. Pawlak W.: *Turbinowy silnik odrzutowy, elementy symulacji sterowania i monitorowania*. Biblioteka Naukowa Instytutu Lotnictwa, Warszawa 2011.
10. Kosma Z., Piechnik B., Kalbarczyk R., *Modelowanie Inżynierskie nr. 48* 2013., s. 63 - 69.
11. Gundlach W.: *Silniki turbospalinowe malej mocy*. Wydawnictwo Naukowo - Techniczne, Warszawa, 1963.