



# Elektrownia opalana biomasą pochodzącą z odpadów

## Power plant fuelled by biomass from waste

dr inż. Henryk KARCZ, mgr inż. Wojciech KOMOROWSKI, mgr inż. Piotr PĘDZIK

dr inż. Henryk Karcz  
Katedra Kotłów i Turbin  
Wydz. Mech-Energet. Politechniki Wrocławskiej,  
mgr inż. Wojciech Komorowski  
ZBUS-TKW Combustion  
Głowno,  
mgr inż. Piotr Pędzik  
West Real Estate S.A.  
Wrocław



### W KILKU SŁOWACH

Biomasa stała stanowi obecnie największe źródło energii odnawialnej w Polsce. Podstawowe sposoby wykorzystania biomasy w instalacjach energetycznych realizowane są poprzez jej spalanie (jako paliwa podstawowego) lub współspalanie z innym paliwem alternatywnym). W grę wchodzi także przygotowanie paliw specjalnych na bazie biomasy (brykiety, pelety itp.). Problem energetycznego wykorzystania biomasy z odpadów komunalnych jest szczególnie istotny w aspekcie zobowiązań Polski wynikających z Traktatu Akcesyjnego, a także z ustawy o odpadach, dotyczących redukcji składowanych odpadów ulegających biodegradacji. Dotychczas spotykane trudnienia, ograniczenia i zdarzające się awarie instalacji prowadzące do zrzutu zanieczyszczonych spalin lub wytworzonych popiołów zawierających znaczne ilości niedopału, które tworzą nowy odpad konieczny do dalszej utylizacji spowodowały obawy ekologów i protesty ludności przeciwko termicznej utylizacji, która przy zastosowaniu poprawnej technologii spalania jest praktycznie jedyną technologią „zielonej” utylizacji odpadów pozwalającą uzyskać minimalną emisję substancji szkodliwych do otoczenia i maksymalną sprawność termiczną energetycznego recyklingu odpadów, które zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi i krajowymi w blisko 50% są biodegradowalne i stanowią biomasę zaliczaną do odnawialnych źródeł energii (OZE).



### SUMMARY

Presently biomass constitutes the largest source of renewable energy in Poland. The basic methods used for utilizing biomass in power installations involve its combustion alone or in combination with other alternative fuels. Special fuels based on biomass have also been considered (briquettes, pellets, etc.). The issue of using biomass from municipal waste is especially important with regard to Polish obligations resulting from the EU Accession Treaty as well as the act on waste concerning reduction of stored waste subject to biodegradation. The difficulties encountered so far involve restrictions and incidents of failures leading to the discharge of untreated exhaust emissions or ash containing a large percentage of unburned coal. The latter constitutes new waste and carries the necessity for its utilization, which has resulted in ecologists expressing their fears and protests by the public against thermal utilization which, with the application of suitable combustion technology, is practically the only “green” waste utilization technology achieving a minimal emission of harmful substances into the environment and maximal thermal performance from waste recycling. This, according to binding EU and national regulations, is almost 50% biodegradable and constitutes biomass considered to be a renewable energy source (RES).



## 1. WSTĘP

W Polsce nie istnieje efektywny ekonomicznie i ekologicznie system odzysku oraz recyklingu odpadów. To zaś powoduje, że brakuje pieniędzy na inwestycje związane z zagospodarowaniem odpadów poprzez budowę segregowni, spalarni czy kompostowni. Dotychczas podstawę postępowania odpadami stanowił recykling organiczny – kompostowanie i fermentacja. Zaostrzenie jednak wymagań dla produkowanych kompostów pociąga za sobą konieczność zagospodarowania wytworzonych kompostów, które nie spełniają ustalonych norm, w inny sposób. Alternatywą, która w inny sposób może przekształcić biomasę z odpadów komunalnych jest przekształcenie termiczne.

Alternatywa ta jest szczególnie cenna z uwagi na fakt włączenia przez U.E. odpadów komunalnych ulegających biodegradacji do definicji odnawialnych źródeł energii – dyrektywa 2001/77/WE. Możliwość włączenia części odpadów komunalnych do odnawialnych źródeł energii (OZE) została zapewniona również w krajowym ustawodawstwie. Procentowy udział odpadów komunalnych ulegających biodegradacji przeznaczonych na cele energetyczne zależy od sposobu ich wytwarzania oraz wyznaczonych prawnie poziomów biodegradacji i odzysku materiałów opakowaniowych. Odpady ulegające biodegradacji nie można składować, lecz należy przekształcić w alternatywne paliwo energetyczne (APE) zaliczane do odnawialnych źródeł energii (OZE), które poddane zostaną energetycznemu recyklingowi w elektrociepłowni pracującej w hybrydowym systemie turbozespołu parowego w kogeneracji i olejowego systemu z turbiną ORC.

Prognozowana w Polsce ilość odpadów biodegradowalnych zaliczanych do biomasy wynosić będzie w 2010 roku 5.777,6 tys Mg/rok, a w 2013 roku 5.550,9 tys Mg/rok. Wartości te zostały określone przy założeniu, że energetycznemu recyklingowi zostanie poddany jedynie 30% strumień odpadów biodegradowalnych. Założenie to w wyraźny sposób preferuje recykling biologiczny, co wobec problemów z pozyskaniem pełnowartościowego rolniczo kompostu wydaje się zbyt optymistyczne.

Bardzo istotne znaczenie ekonomiczne z punktu widzenia produkcji energii w elektrociepłowni opalanej APE zaliczanej do OZE jest założenie, że udział odpadów komunalnych ulegających biodegradacji wynosi około 50% takich odpadów. Wynika stąd wniosek, że około 50% wyprodukowanej energii w EC opalanej APE zaliczana będzie do energii „zielonej”.

Wyznaczony przy powyższych kryteriach strumień odpadów komunalnych zaliczanych do biomasy będzie w 2013 roku wynosił około 500 tys Mg. Z jednej strony jest to optymistyczna informacja, gdyż stwarza możliwość wypełnienia zobowiązań wynikających ze świadectw pochodzenia „zielonej” energii, a z drugiej strony obciążuje Polskę do wyłożenia olbrzymich środków na budowę infrastruktury, przygotowania, spalania i wykorzystania wyprodukowanej energii do celów energetycznych. Odzysk ciepła wytwarzanego w tym procesie i jego efektywne wykorzystanie stało się już obligatoryjne.

Funkcjonowanie elektrociepłowni opalanej APE pochodzących z odpadów uwarunkowane jest lokalnymi możliwościami i potrzebami w zakresie przesyłania i wykorzystania wyprodukowanej energii. Najbardziej sprawny termicznie i elastyczny eksploatacyjnie jest hybrydowy układ instalacji składającej się z turbozespołu parowego i olejowego ORC pracujących w skojarzeniu. Pewne niedomaganie związane z dotychczasowym unieszkodliwianiem odpadów, spowodowały w ubiegłych latach zainteresowanie alternatywnymi metodami odgazowania i zgazowania odpadów oraz ich kombinacjami. Stosowane w instalacji kotły z rusztami schodkowymi lub rusztami obrotowymi stwarzały również wiele niedogodności eksploatacyjnych pod względem niezawodności pracy – duża awaryjność oraz jakość spalania i selektywność spalanych odpadów. Kotły te charakteryzują się dużym niedopałem w postaci karbonizatu w żużlu oraz w lotnym koksiku. Ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery metodami „pierwotnymi” w procesie spalania jest również niemożliwe do zrealizowania. Z uwagi na wysoką zawartość NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> i par metali ciężkich w spalinach opuszczających komorę spalania kotła, koniecznym jest sto-





sowanie drogich metod oczyszczania spalin z emitowanych szkodliwych substancji metodami „wtórnymi” zainstalowanymi w ciągu odprowadzanych spalin do komina. Z technologicznego punktu widzenia stosowane dotychczas instalacje do termicznej utylizacji odpadów wykorzystujące techniki spalania na rusztach nie dawały praktycznie żadnych możliwości ograniczenia emisji substancji szkodliwych do otoczenia metodami „pierwotnymi” oraz nie dają możliwości spalania odpadów w innej postaci jak w postaci ciała stałego o odpowiedniej granulacji i wilgotności. Praktycznie nie możliwe jest spalanie osadów ściekowych oraz substancji mazi- stych, pulp i ciał stałych o wilgotności wyższej od 50%. Powyższe utrudnienia i ograniczenia oraz zdarzające się zrzuty zanieczyszczonych spalin lub wytworzonych popiołów zawierających znaczne ilości niedopału, które tworzą nowy odpad konieczny do dalszej utylizacji, spowodowały obawy ekologów i protesty ludności przeciwko termicznej utylizacji, która przy zastosowaniu poprawnej technologii spalania jest praktycznie jedyną technologią „zielonej” utylizacji odpadów pozwalającą uzyskać minimalną emisję substancji szkodliwych do otoczenia i maksymalną sprawność termiczną energetycznego recyklingu odpadów, które zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi i krajowymi w blisko 50% są biodegradowalne i stanowią biomasę zaliczaną do odnawialnych źródeł energii (OZE).

W świetle tych rozważań należy stwierdzić, że stosując termiczne przekształcenie odpadów w układzie energetycznego recyklingu metodą „K” można jednocześnie zredukować ilość składowanych komunalnych odpadów ulegających biodegradowalności (dyrektywa 1999/31/WE oraz ustawa o odpadach) oraz pozyskiwać użyteczne formy energii cieplnej i elektrycznej w sposób kontrolowany i bezpieczny dla środowiska [ 1-14].

Problem energetycznego wykorzystania biomasy z odpadów komunalnych jest szczególnie istotny w aspekcie zobowiązań Polski wynikających z Traktatu Akcesyjnego, a także z ustawy o odpadach, dotyczących redukcji składowanych odpadów ulegających biodegradacji [ 15-17 ].

## **2. Wykorzystanie biomasy pochodzącej z OZE oraz formowanych alternatywnych paliw energetycznych (FAPE) w elektrociepłowniach małej mocy**

Biomasa stała stanowi obecnie największe źródło energii odnawialnej w Polsce. Podstawowe sposoby wykorzystania biomasy w instalacjach energetycznych realizowane są poprzez jej spalanie ( jako paliwa podstawowego) lub współspalanie ( z innym paliwem alternatywnym). W grę wchodzi także przygotowanie paliw specjalnych na bazie biomasy (brykiety, pelety itp.).

Współspalanie jest sposobem stosowanym przede wszystkim w większych instalacjach (np.. w energetyce zawodowej) w kotłach przystosowanych zwykle do innego paliwa. Udział biomasy w procesie współspalania limitowany jest przede wszystkim przez jej własności, w tym dużą wilgotność, zawartość składników mogących powodować korozję oraz problemy z żużłowaniem kotłów. Przy dużej wilgotności, przekraczającej niekiedy granicę 50%, oraz znaczącym udziale biomasy we wsadzie, energetycznym zagrożeniem może być nawet radykalne obniżenie sprawności kotła [16-28].

Jednym z trendów rozwoju ciepłownictwa w krajach europejskich jest budowa małych elektrociepłowni, przystosowanych konstrukcyjnie do korzystania z biomasy jako paliwa podstawowego. Doskonalone są technologie tradycyjne, znane od dawna, ale obok nich rozwijane są także zupełnie nowe. Wykorzystanie biopaliw w małych elektrociepłowniach jest intensywnie rozwijane w „starych” Krajach Unijnych co najmniej od lat 80-tych ubiegłego wieku. Polska wstąpiła na drogę intensywniejszego rozwoju tej klasy obiektów dopiero od drugiej połowy lat 90-tych. Rozpowszechnienie zarówno różnorodności stosowanych technologii, jak i skali wykorzystania biopaliw w naszym kraju należy uznać za małe lub w optymistycznym aspekcie za umiarkowane.

Wobec planów radykalnego rozwoju wykorzystania energii odnawialnej oczekiwać należy w bliskiej przyszłości intensywnego rozwoju zarówno różnorodności technologii, jak i ilości wdrożeń . Jeśli zsumować wszystkie instalacje do spalania biomasy w Polsce to ich łączna moc



zainstalowana sięgała w roku 2005 granicy 190 MW, zaś w roku 2006 przekroczyła 252 MW. Znaczącą pozycję w krajowym bilansie energii elektrycznej, odnawialnej jest produkcja oparta na współspalaniu biomasy w instalacjach elektrowni parowych (głównie dużych). Według URE, na koniec roku 2006 współspalanie biomasy realizowane było w 18 instalacjach o łącznej mocy 1700 MW<sup>6</sup>.

Biomasa stała była w naszym kraju w przeszłości tradycyjnym surowcem dla niewielkich przemysłowych siłowni parowych (np. w zakładach przemysłu drzewnego).

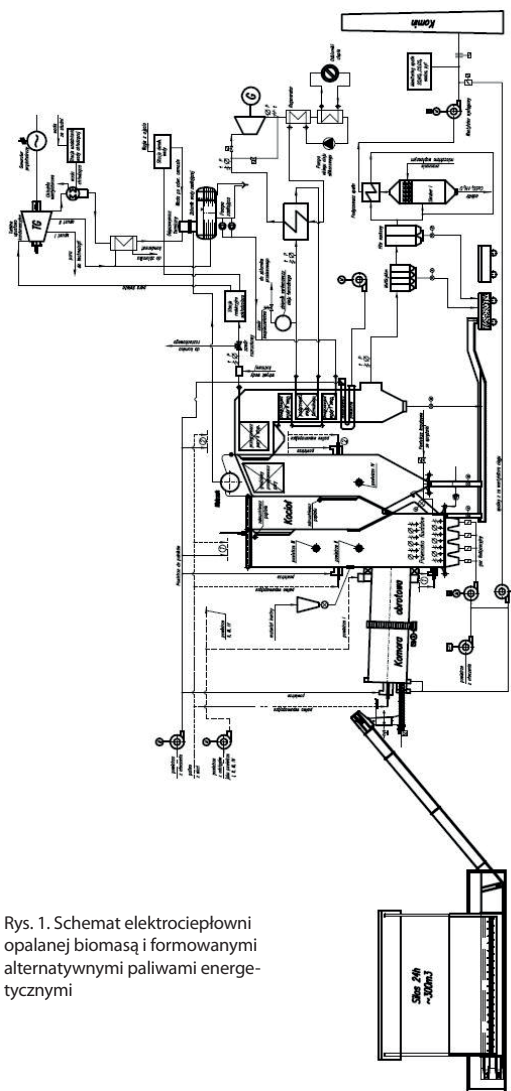
Małe elektrociepłownie biomasowe, korzystające z technologii rozwijanych, obecnie doczekały się dopiero pierwszych, jeszcze nielicznych realizacji. Przykładami są:

- elektrociepłownia w „Jeziuckiej Strudze” SA wyposażona w turbinę parową o mocy 5 MW
- ciepłownia w ZPM „Ostrowite” o mocy cieplnej 12 MW
- ciepłownia w „Jeziuckiej Strudze” SA o mocy cieplnej 10 MW
- ciepłownia w ZPM Ełk o mocy cieplnej 8 MW
- uruchamiana komunalna elektrociepłownia wyposażona w turbinę parową o mocy 2,1 MW w Płońsku
- elektrociepłownia ORC o mocy 8 MW na biomasę w Ostrowie Wielkopolskim
- oraz szereg niewielkich elektrociepłowni planowanych do realizacji w najbliższym czasie.

Jako źródło napędu generatora w małych elektrociepłowniach (wykorzystywane lub przewidywane do stosowania) wymieniane są m. in: małe turbiny parowe, w tym instalowane w siłowniach ORC na czynniki robocze inne niż para wodna na układzie siłowni na niskie parametry. Celem ich wprowadzania jest zapewnienie możliwie niskich kosztów produkcji energii z zachowaniem dostatecznie wysokiej sprawności konwersji energii w elektrociepłowni o małej mocy, pomimo niskich parametrów początkowego czynnika roboczego oraz umiarkowanych strumieni masy (a w konsekwencji objętości) czynnika roboczego. Sprawność siłowni pracujących wg tej technologii jest znacząco niższa niż osiągnięta w dużych instalacjach energetycznych. Mamy jednak do czynienia z instalacjami ciepłowniczymi małej mocy, opalanymi specyficznym paliwem jakim jest biomasa.

Wysoki powyżej 95% stopień niezawodności eksploatacyjnej całego układu wymusza ostre wymagania wobec właściwości fizyko-chemicznych spalanej biomasy lub alternatywnych paliw formowanych. Ich jakość i skład chemiczny trzeba utrzymać w wąskich granicach tolerancji, a w dodatku przy niezawodnym systemie usuwaniu wszelkich wtrąceń metalowych, ceramicznych i ponadwymiarowych ze spalanej biomasy[ 24-28].

### 3. Instalacja kotłowa do spalania biomasy i alternatywnych paliw energetycznych



Rys. 1. Schemat elektrociepłowni opalanej biomasą i formowanymi alternatywnymi paliwami energetycznymi

Źródło energii dla elektrociepłowni parowej z turbosespołem kondensacyjno-upustowym i olejowym układem ORC stanowi instalacja kotłowa z układem komory obrotowej i komory fluidalnej opalanej biomasą. Jako instalacje do spalania biomasy proponuje się układ technologiczny typu „K” składający się z komory





obrotowej, w której zrealizowany jest proces suszenia i odgazowania biomasy oraz z komory fluidalnej, w której w górnej części spalane są gazy pirolityczne, a w dolnej części spalany jest karbonizat pozostały po odgazowaniu biomasy. Powstałe w komorze fluidalnej spaliny oczyszczane są z lotnego popiołu i lotnego koksiku w komorze separacji i są dopalane w komorze dopalania kotła [11-14].

Schemat instalacji przedstawiony jest na rys. 1

Powyższy układ technologiczny zapewnia całkowite i zupełne spalanie biomasy ( brak zawartości części palnych w żużlu i lotnym popiele oraz gazów palnych w spalinach) oraz niższą od dopuszczalnych norm emisję substancji szkodliwych do atmosfery ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{HCl}$ ). Układ technologiczny typu „K” zawierający komorę obrotową i komorę fluidalną w przeciwieństwie do instalacji technologicznej zawierającej kocioł z rusztem schodkowym, który nie zapewnia całkowitego spalania i generuje żużel, który zawiera części palne w postaci karbonizatu składającego się z węgla organicznego w ilościach przekraczających dopuszczalne normy ilości ( powyżej 5% udziału masowego). Otrzymany ze spalania biomasy w instalacji z rusztem schodkowym żużel stanowi w tym przypadku odpad, który musi zostać poddany dalszej utylizacji termicznej. Zjawisko powstania niedopału w żużlu w ilościach przekraczających dopuszczalne normy jest praktycznie powszechnie spotykana cechą układów technologicznych z zastosowaniem kotłów z rusztem schodkowym. Z tego powodu układ kotła z rusztem schodkowym do spalania biomasy w technologii typu „K” nie został zastosowany.

Popiół z energetycznego recyklingu pochodzący z odpadów organicznych stanowi cenny surowiec do produkcji nawozów fosforowych, potasowych i wapniowo-magnezowych. Zawartość tzw. „fosfatów” w popiele, które stanowią główny surowiec do produkcji nawozów dochodzi do 25-28% i jest około 5 razy wyższa od zawartych w kopalinach naturalnych.

Uzyskany popiół jest bardzo cennym surowcem z powodu dużej zawartości  $\text{P}_2\text{O}_5$  oraz śladowych zawartości niedopału w postaci koks węgla organicznego. W porównaniu do dotychczas otrzymanego w innych instalacjach popiołu ( instalacjach utylizujących odpady organiczne)

w których niedopał jest znacznie większy od 10% zawartości niedopału w popiele pochodzącym z energetycznego recyklingu przy pomocy technologii typu „K” i wynosi mniej niż 1% udziału masowego. Otrzymany w instalacji popiół nie tylko nie stanowi niepożądanego niedopału, lecz stanowi cenny surowiec do produkcji nawozów sztucznych.

Musi spełniać jeden ważny warunek, musi być pozbawiony węgla organicznego w postaci karbonizatu. Spełnienie tego warunku powoduje, że technologia spalania biomasy metodą „K” ma charakter technologii innowacyjnej i może być dotowana ze środków Unijnych w ramach programu operacyjnego Innowacyjna Gospodarka (4, 4.4)

Charakter innowacyjnej technologii spalania biomasy metodą „K” potwierdzają opinie o innowacyjności wydane przez niezależne ośrodki naukowe w kraju.

Technologia typu „K” energetycznego recyklingu odpadów i spalania biomasy jest uniwersalną technologią, przy pomocy której można samodzielnie termicznie utylizować dowolne odpady lub spalać w dowolnych mieszankach różne rodzaje biomasy. Technologia typu „K” umożliwia termiczną utylizację dowolnych rodzajów odpadów oraz spalania dowolnej biomasy o łącznej zawartości wilgoci do 90% udziału masowego, przy zachowaniu dopuszczalnych emisji substancji szkodliwych do atmosfery i do gleby, poniżej wartości określonych jako wartości dopuszczalne w stosownych zarządzeniach i normach krajowych oraz dyrektywach unijnych.

Energetyczny recykling odpadów bezpiecznych i niebezpiecznych przy użyciu technologii typu „K” gwarantuje termiczną przemianę odpadów bez zawartości jakichkolwiek dioksyn i furanów w emitowanych do atmosfery spalinach. Energetyczny recykling odpadów i biomasy zapewnia termiczną przemianę energii chemicznej zawartej w odpadach i biomacie w energię cieplną i elektryczną przy optymalnej sprawności termodynamicznej układu technologicznego.

W zależności od stopnia zawilgocenia spalanej biomasy ilość doprowadzonego paliwa wspomagającego, ciekłego lub gazowego może zawierać się od 0,015 do 0,070 kg/kg biomasy.



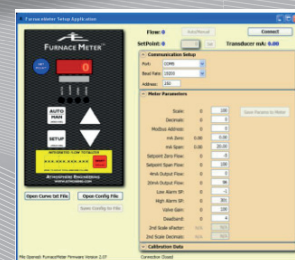
## NOWOŚĆ NA RYNKU POLSKIM

### Łatwy monitoring ilości i kosztów gazów i cieczy TOTAL-METER™

- **Total-Meter™** jest zaprojektowany do zainstalowania bezpośrednio na instalacji gazu lub cieczy.
- Kontaktowa konstrukcja pozwala na montaż w dowolnym miejscu instalacji.
- Elektroniczny przepływomierz ze zintegrowanym oprogramowaniem do kalkulacji zużycia i kosztów.
- Zintegrowane, programowane alarmy minimalnego i maksymalnego przepływu.
- Łatwy pomiar zużycia gazów takich jak:  
Acetylen, Powietrze, Amoniak (tylko model HP), Argon, Butan, Dwutlenek Węgla, Zdysocjowany Amoniak, Atmosfera Endotermiczna i Egzotermiczna, Hel, Wodór, Metan, Gaz Ziemny, Azot, Tlen, Propan, LPG, Propylen.
- Łatwy pomiar zużycia cieczy (tylko model HP) takich jak:  
Alkohol, Metanol, Olej, Woda
- **Total-Meter™** to elektroniczny przepływomierz z wbudowanym układem sumującym zużycie oraz koszty gazów i cieczy przemysłowych.
- **Total-Meter™** wykorzystuje pomiar różnicy ciśnień przepływu gazów i cieczy. Aktualny przepływ wyświetlany jest na wyświetlaczu LED **Total-Meter™** jak również retransmitowany za pomocą sygnału 4-20mA.
- Dodatkowo **Total-Meter™** zbiera informacje o zużyciu gazów lub cieczy aż do 999,999,999,999 jednostek i przekazuje do oprogramowania zainstalowanego na komputerze PC za pomocą ModbusRTU lub RS-485/232.
- Dołączone oprogramowanie umożliwia autoamtyczną kalkulację kosztów zużycia gazów i cieczy.



**NOWOŚĆ**



**AVION**  
CENTRAL EUROPE

Tel: 61 625 07 13 / Fax: 68 41 45 437 / Kom: 504 215 130  
Email: info@avion-central-europe.eu

[www.avion-central-europe.eu](http://www.avion-central-europe.eu)

## BUDOWA I REMONTY PIECÓW PRZEMYSŁOWYCH

Serdecznie zapraszamy do współpracy!

**refra**  
SERWIS  
TECHNIKI OGNIOTRWALE  
REFRACTORY TECHNICS

*Mamy ogień  
pod kontrolą, ...*

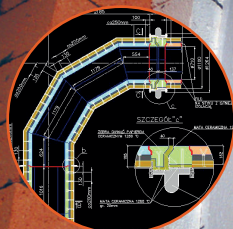
[www.refraserwis.com.pl](http://www.refraserwis.com.pl)

**Refraserwis Sp. z o.o.** w Dąbrowie Górniczej jest firmą ze 100% kapitałem polskim oferującą szeroki zakres usług z branży ogniotrwałego budownictwa przemysłowego.

Oferta firmy obejmuje:

- Budowę i remonty ogniotrwałych instalacji przemysłowych
- Projektowanie wyłożyń ogniotrwałych
- Wyrzwanie obiektów przemysłowych
- Dobór oraz sprzedaż materiałów ogniotrwałych
- Produkcję ogniotrwałych prefabrykatów betonowych
- Projektowanie i wytwarzanie konstrukcji stalowych pieców

Jesteśmy obecni niemalże w każdej branży przemysłu, a w oparciu o nasze doświadczenie oraz Know-how oferujemy różne rozwiązania od projektu aż po serwis...





Struktura fizyczna spalanej biomasy może być w postaci stałej jak i postaci „pulpy” i gęstej „mazi” Technologia typu „K” zapewnia w każdym przypadku optymalny efekt cieplny.

Optymalne wykorzystanie wytworzonego ciepła odbywa się w układzie kogeneracji przy pomocy turbozespołu parowego i olejowego z turbozespołem ORC, w których wytworzona zostaje energia elektryczna oraz energia cieplna w ilościach zależnych od potrzeb technologicznych.

Energetyczny recykling odpadów i spalanie biomasy przy użyciu technologii typu „K” umożliwi osiągnięcie maksymalnej sprawności termicznej, maksymalną ochronę ekologiczną atmosfery i gleby oraz optymalny efekt ekonomiczny. Podstawowym paliwem energetycznym są paliwa alternatywne i biomasa pochodząca z produkcji rolnej i produkcji leśnej.

Paliwem pomocniczym, rozruchowym jest paliwo gazowe lub paliwo ciekłe. Najkorzystniej jest stosować paliwa wspomagające pochodzące z OZE, gdyż wówczas całość energii wytworzonej w instalacji będzie pochodziła z OZE.

Instalacja charakteryzuje się wysoką dyspozycyjnością i niezawodnością pracy.

Instalacja termicznego recyklingu typu „K” składa się z n/w układów i zespołów:

- Układ przyjęcia i transportu paliwa alternatywnego lub biomasy,
- Komora obrotowa do suszenia i odgazowania paliwa alternatywnego lub biomasy,
- Komora fluidalna z kotłem odzysknicowym ,
- Układ materiału inertnego,
- Układ paliwa pomocniczego,
- Układ preparatu wapiennego,
- Układ powietrza zasilającego, chłodzącego i AKPiA oraz gazu fluidyzacyjnego,
- Układ chemicznego przygotowania wody kotłowej,
- Układ kondensatu,
- Turbozespół parowy z turbiną kondensacyjno-upustową,
- Układ oleju termalnego,
- Układ oleju silikonowego,
- Układ generatora ORC, Układ odprowadzania energii elektrycznej,

- Układ oczyszczania i odprowadzania spalin,
- Układ odprowadzania popiołu,
- Układ sterowania i AKPiA,
- Układ elektryczny,
- Układ monitoringu spalin,
- Układ wytwarzania energii elektrycznej,
- Układ wytwarzania i odprowadzania energii cieplnej do odbiorników technologicznych i grzewczych.

Minimalna ilość wsadu, przy którym instalacja może pracować wynosi 10% wydajności nominalnej, natomiast maksymalna to 150%, przy wilgotności roboczej do 80%.

Proces spalania przebiega przy temperaturach wyższych od 850°C i przy zawartości tlenu powyżej 8%. Zawartość części palnych w popiele jest poniżej 1%, a zawartość substancji szkodliwych w spalinach jest mniejsza od wielkości określonych w stosownych normach i rozporządzeniach.

Proces energetycznego recyklingu i spalania biomasy jest procesem ciągłym, przebiegającym w jednym ciągu urządzeń instalacji. Instalacja jest wyposażona w niezbędną aparaturę kontrolno-pomiarową do odczytów miejscowych i zdalnego przekazywania sygnałów do nastawni.

Instalacja jest wyposażona w system automatycznego sterowania pracą według założonego wstępnie algorytmu pracy. System sterowania obejmuje przebieg procesu technologicznego, wizualizację, archiwizację parametrów pracy instalacji, zachodzących zdarzeń oraz monitoringu parametrów substancji opuszczających instalację z możliwością bezpośredniej natychmiastowej ingerencji w przebieg procesu w celu zachowania założonych parametrów.

Instalacja i proces spalania są obsługiwane przez zaawansowany system sterowania, oparty na sterowniku PLC z wizualizacją w stacji operatorskiej, komunikujący się z inteligentnymi węzłami obiektowymi, zbierającymi informacje z czujników, przetworników pomiarowych oraz elementów wykonawczych. System realizuje algorytm sterowania pracą instalacji oraz rejestruje podstawowe parametry, istotne z punktu widzenia spełnienia wymogów Rozporządzenia 1774/2002 oraz wymogów Prawa Ochrony Środowiska.



### 3.1. Proces suszenia i odgazowania biomasy i paliw alternatywnych

Proces suszenia i odgazowania paliw alternatywnych i biomasy przebiega w komorze pieca obrotowego. Komora pieca wyposażona jest w specjalne półki zgarniające. Komora pieca obraca się z szybkością 0,5 – 5 obr/min. Komora pochylona jest w kierunku wylotu pod kątem około 1-3°. Komora wykonana jest z rury stalowej z wewnętrzną wymurówką termo i żaroodporną. Od przodu zamknięta jest płytą czołową odpowiednio uszczelnioną z komorą obrotową. Poprzez płytę czołową podawane jest podajnikiem paliwo podstawowe w postaci biomasy lub paliwa alternatywnego z dodatkiem preparatu wapiennego w ilości zależnej od zawartości siarki i chloru w podawanej biomacie lub paliwie alternatywnym. W płycie czołowej znajduje się palnik zasilany paliwem wspomagającym [18], który wyposażony jest w układ zapłonowy i układ dozoru płomienia [29-31]. Ilość spalanej paliwa jest regulowana automatycznie tak, aby temperatura w komorze obrotowej w strefie suszenia i odgazowania była w przedziale 700-800°C. W zależności od ilości spalanej paliwa wspomagającego doprowadzone jest powietrze do spalania w takiej ilości, aby nastąpiło całkowite i zupełne spalanie tego paliwa, a zawartość tlenu ( $O_2$ ) w strefie suszenia i odgazowania biomasy była zbliżona do zera (atmosfera redukcyjna). W zależności od zawartości  $O_2$  w biomacie, regulowana jest ilość doprowadzonego powietrza do palnika. Proces (suszenia i odgazowania) prowadzony jest w atmosferze redukcyjnej (beztlenowej) w celu wytłumienia procesu spalania i wydzielania ciepła w komorze obrotowej. Komora obrotowa, suszenia i odgazowania połączona jest z komorą fluidalną aparatem zawirowującym powietrze „pierwotne” niezbędne do częściowego spalania gazów pirolitycznych.

### 3.2. Proces spalania biomasy lub paliw alternatywnych

Proces spalania produktów termicznego rozkładu biomasy lub paliw alternatywnych odbywa się w komorze fluidalnej połączonej bezpo-

średnio z wylotem pieca obrotowego. Komora fluidalna z komorą obrotową połączona jest poprzez aparat zawirowujący powietrze „pierwotne” niezbędne do częściowego spalania gazów pirolitycznych w takim zakresie, aby w jądrze płomienia nie przekroczyć temperatury 1300°C. W ścianach bocznych komory, nad złożem fluidalnym umieszczone są palniki, które służą jako źródło zapłonu i stabilizacji spalania gazów pirolitycznych oraz nagrzewu złoża fluidalnego w fazie rozruchu. Palniki wyposażone są w układ zapłonu oraz układ dozoru płomienia [29-31].

Proces spalania gazów pirolitycznych w komorze spalania jest rozciągnięty na całą wysokość komory fluidalnej poprzez rozdzielanie powietrza niezbędnego do spalania na powietrze „wtórne” i powietrze „trzecie”. Dzięki takiemu rozdziałowi powietrza, możliwe stało się ograniczenie temperatury w jądrze płomienia spalających się gazów pirolitycznych poniżej 1300°C. Ograniczenie temperaturowe i ograniczenie koncentracji powietrza (cząstek  $N_2$  i  $O_2$ ) w strefie spalania, pozwala utrzymać proces tworzenia się termicznych  $NO_x$  na możliwie niskim poziomie [13-14], [32-39].

Proces dopalania niespalonych gazów pirolitycznych i cząstek stałych karbonizatu, wyniesionych ze spalinami z komory spalania następuje w komorze dopalania, do której doprowadzone jest powietrze „czwarte” niezbędne do całkowitego i zupełnego spalania wszystkich części palnych spalanej biomasy lub paliwa alternatywnego.

Dolną część komory fluidalnej stanowi dno dyszowe złoża fluidalnego [40-41] do spalania karbonizatu powstałego w czasie odgazowania biomasy. Dno dyszowe składa się z czterech sekcji pochylonych w kierunku leja odprowadzającego popiół pod kątem 1-3°. Karbonizat, substancja mineralna, materiał inertny i kamień wapienny służący do wiązania siarki i chloru zawartych w odpadzie zsypywane są z komory obrotowej do pierwszej sekcji dna dyszowego, gdzie pod wpływem doprowadzonego gazu fluidyzacyjnego, składającego się z powietrza i spalin z recyrkulacji, tworzą złożo fluidalne, które zapala się od promieniowania płomienia palników i spalających się gazów pirolitycznych.

Gazy pirolityczne spalają się w górnej części komory fluidalnej po wymieszaniu z powie-







trzem „pierwotnym” oraz powietrzem „drugim” i „trzecim”. Temperatura w strefie płomienia gazowego wynosi 1200 – 1300°C, a zawartość tlenu ( $O_2$ ) w spalinach 2-6%. Temperatura złoża fluidalnego wynosi 750-900°C i określona zostaje w oparciu o charakterystyki mięknięcia popiołu otrzymanego w procesie termicznej destrukcji. Współczynnik nadmiaru powietrza w złożu fluidalnym, odniesiony do całkowitej ilości powietrza wynosi 0,2 – 0,4, a zawartość  $O_2$  w gazie fluidyzacyjnym zawiera się w przedziale 2-8%. Czas przebywania gazów pirolitycznych w komorze fluidalnej w temperaturach 1200-1300°C wynosi 6-10s. Czas przebywania stałej pozostałości po odgazowaniu karbonizatu w złożu fluidalnym w temperaturach 750-900°C wynosi około 5 minut.

Gazy spalinowe na wylocie z komory dopalania będą zawierać:

- pył < 8 mg/nm<sup>3</sup>
- SO<sub>x</sub> < 30 mg/nm<sup>3</sup>
- HCl < 6 mg/nm<sup>3</sup>
- CO < 30 mg/nm<sup>3</sup>
- HF < 0,5 mg/nm<sup>3</sup>
- NO<sub>x</sub> < 150 mg/nm<sup>3</sup>
- suma dioksyn i furanów < 0,1 ng/nm<sup>3</sup>

Popiół na wylocie ze złoża fluidalnego nie będzie zawierał w ogóle części palnych, sporadycznie w stanach ekstremalnych będzie zawierał jednak mniej niż 1% części palnych w postaci węgla pierwiastkowego.

### 3.3. Proces odprowadzenia popiołu

Miejszem odprowadzenia popiołu jest :

- ruszt fluidalny w komorze kotła
  - lej zsypany komory dopalania
  - przewał kotła
  - lej zsypany kanału konwekcyjnego
  - leje zsypane filtra workowego
- Odbiór popiołu z rusztu fluidalnego

Dno komory fluidalnej podzielone jest na kilka sekcji, zaopatrzonych w dna dyszowe z dyszami fluidyzacyjnymi [40-41] . Ostatnia sekcja stanowi jednocześnie lej zsypany popiołu. Popiół ze spalonego na ruszcie fluidalnym karbonizatu jest odprowadzany układem podajników zgrzeblowych z zamknięciem wodnym na zewnątrz kotłowni. Popiół zmagazynowany jest w zamkniętych bunkrach, skąd transportowany

będzie do zakładów chemicznych wytwarzających nawozy sztuczne (Police, Puławy, Alweria).

Odbiór popiołu z pozostałych ujęć

Popiół gromadzący się w leju żużlowym komory dopalania, w leju przewału, leju kanału konwekcyjnego oraz w komorach cyklodfiltra, będzie odprowadzany do podajników zgrzeblowych z zamknięciem wodnym poprzez dozowniki celkowe z napędem elektrycznym. Ilość gromadzącego się w tych miejscach pyłu jest rzędu kilku kg/h.

Dozowniki będą uruchamiane okresowo w czasie pracy kotła. Czas i odstęp czasowy zostanie ustalony w czasie ruchu próbnego i wprowadzony do systemu sterowania.

### 3.4. Proces odprowadzania i oczyszczania spalin oraz monitoringu

- temperatura spalin na wylocie z kotła poniżej 160°C

- ilość spalin od 3-15 nm<sup>3</sup>/s
- zapylenie < 8 g/nm<sup>3</sup> ( w przeliczeniu na 6% tlenu)

Spaliny z kanału wylotowego kotła trafiają do urządzeń odpylających multicyklonu i filtra workowego.

Po wyjściu z cyklodfiltrów spaliny kierowane są do płuczki, w której są zraszane rozpylnym roztworem wodnym, w wyniku czego następuje całkowite usunięcie par metali ciężkich oraz ( $H_2S$ ). Słabo rozpuszczalne w wodzie gazy kwaśne , takie jak resztkowe ilości  $SO_2$ , będą usuwane ze spalin w skruberze z mokrą metodą wapniową.

Oczyszczone gazy spalinowe są monitorowane w stacji monitoringu spalin.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 30.07.2001 (Dz.U., nr 87 poz. 957) instalacja będzie wyposażona w ciągły monitoring gazów odlotowych obejmujący:

- pomiar temperatury
- pomiar ciśnienia
- pomiar zawartości wilgoci
- pomiar zawartości tlenu
- pomiar zawartości pyłu
- pomiar zawartości  $SO_2$
- pomiar zawartości CO
- pomiar zawartości HCl



- po miar zawartości C org
- pomiar zawartości NOx

System pomiarów monitoringowych będzie odpowiadać wymaganiom zawartym w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 13.06.2003r w sprawie wymagań w zakresie pomiarów wielkości emisji. (Dz.U. Nr 110 poz. 1057).

Odpylone i oczyszczone ze szkodliwych składników gazowych spaliny po przejściu przez płuczkę i skruber posiadają zbyt niską temperaturę, aby wprowadzić je bezpośrednio do komina, dlatego układ odprowadzania spalin wyposażony jest w wymiennik ciepła spaliny-spaliny.

Odprowadzenie spalin do komina wspomagane jest wentylatorem spalin.

Cały proces energetycznego recyklingu biomasy będzie się odbywał bez segregacji i przygotowania wg pochodzenia organicznego lub technologicznego i będzie przebiegał prawie autotermiczne. Instalacja typu „K” zapewnia oczyszczanie spalin powstałych w procesie spalania i ogranicza emisję szkodliwych substancji do wymaganych poziomów. Stałe produkty z procesu oczyszczania spalin, o ile takowe powstaną będą zneutralizowane i zdeponowane na specjalnie przygotowanym składowisku odpadów.

System oczyszczania spalin będzie systemem „pół - suchym”, z wykorzystaniem reagentu na bazie wapna palonego i węgla aktywnego.

Neutralizacja popiołów i stałych pozostałości po procesie oczyszczania spalin ma na celu zmianę ich klasyfikacji z odpadów niebezpiecznych na odpady nie niebezpieczne. Popioły będą stanowić pełnowartościowy surowiec do produkcji nawozów sztucznych. Do energetycznego recyklingu może być kierowana biomasa organiczna dowolnego pochodzenia roślinnego i zwierzęcego.

### 3.5. Turbozespół parowy

Siłownia parowa składa się turbozespołu wyposażonego w klasyczną turbinę kondensacyjno-upustową z regulowanym upustem lub w turbinę przeciwpiętną i trójfazowy generator elektryczny o mocy do 5 MW 5-cio megawatowa moc generatora podyktowana jest przepisami

URE, które dopuszczają punktowe wprowadzenie do sieci energetycznej energii o mocy nie większej jak 5 MW pochodzącej ze źródeł innych niż od koncesjonowanych wytwórców (elektrowni lub elektrociepłowni).

Turbina parowa napędzana jest parą wodną o ciśnieniu  $P_p \sim 40$  bar i temperaturze  $t_p \sim 400^\circ\text{C}$ . Ilość pary doprowadzanej do turbiny i odprowadzanej z upustu zależy od potrzeb technologicznych i maksymalnie może dochodzić do 30 t/h. Sprawność układu kogeneracji jest zależna od stopnia wykorzystania pary wylotowej z turbiny i szacunkowo według optymistycznych prognoz może dochodzić do 70%.

### 3.6. Obieg technologiczny ORC.

Turbinowe układy parowe pracujące w skrajzeniu, praktycznie rzadko kiedy posiadają większą sprawność kogeneracji (dostarczonej do turbiny energii) jak 60%. Stopień wykorzystania dostarczonej w parze energii ma szczególne znaczenie ekonomiczne dla małych elektrociepłowni opalanych biomasą pochodzącą z (OZE) i alternatywnymi paliwami energetycznymi (APE) pochodzącymi z odpadów. Możliwość zwiększenia sprawności kogeneracji całej elektrociepłowni istnieje poprzez w budowę w system cieplny systemu olejowego napędzającego generator ORC.

Organic Rankine Cycle – ORC są to układy pracujące w obiegu siłowni parowej, w których czynnikiem roboczym jest wybrany związek organiczny. Pierwsza eksperymentalna elektrownia ORC powstała w 1967r w miejscowości Paratunka (Kamczatka, Rosja) i miała moc 680 kW, a zasilana była wodą geotermalną o temperaturze  $81^\circ\text{C}$ . Od tamtego czasu na całym świecie zostało zainstalowanych setki megawatów w układach ORC, wykorzystywanych zarówno jako instalacje pilotażowe, jak i (ostatnio coraz liczniejsze) komercyjne. W układach ORC jako czynnik roboczy wykorzystuje się związki organiczne, umożliwiające (dzięki odpowiednim parametrom przemian fazowych) dokładne dostosowanie do temperatury źródeł ciepła. Lekkie węglowodory stosowane w układach ORC charakteryzują się ciepłem parowania stanowiącym ok. 17% ciepła parowania wody. Związki te spełniają w układzie taką samą rolę jak woda





w układzie parowym, jednakże pracują w innym przedziale ciśnień (np. mogą skraplać się przy ciśnieniu atmosferycznym). Instalacje ORC charakteryzują się zwartą budową i niewielką ilością elementów składowych, dodatkowo małe jednostki mogą być uruchamiane i sterowane zdalnie, praktycznie bez udziału obsługi.

Źródło energii dla elektrowni ORC stanowić może kocioł energetyczny, w który wbudowany jest podgrzewacz oleju termalnego opalany biomasą. Do wyprowadzenia ciepła z kotłów zasilających takie układy stosuje się zwykle gorący olej termalny.

Bardzo istotny z punktu widzenia osiągnięć jest dobór odpowiedniego czynnika roboczego oraz jego parametrów w poszczególnych punktach układu cieplnego. Ilość czynników możliwych do zastosowania w układach ORC jest bardzo duża. Do tej pory wykorzystywano szereg związków (np. CFC, freony, izobutan, amoniak, izooktan, toluen lub olej silikonowy).

Układy ORC stosowane są do produkcji energii elektrycznej z niskotemperaturowych źródeł ciepła, zabudowane jako końcowe powierzchnie ogrzewalne ciągu konwekcyjnego kotła (pomiędzy 1-szym stopniem podgrzewacza wody a podgrzewaczem powietrza), dla których obieg wodno-parowy mógłby okazać się bardzo mało sprawny oraz trudny do zrealizowania w związku z bardzo dużymi strumieniami objętości pary, pojawiającymi się w strefie niskiego ciśnienia. Korzystanie z pary wodnej o niskim ciśnieniu prowadzi do zwiększenia rozmiarów, a w konsekwencji podwyższenia kosztów turbozespołu. Biomasa jako paliwo charakteryzuje się stosunkowo wysoką zawartością wilgoci (nawet powyżej 50%), co powoduje iż bardzo trudno jest uzyskać wysoką temperaturę spalania, stąd celowość stosowania układów ORC. Obecnie budowane układy ORC, oparte o kotły opalane biomasą realizowane są dla mocy w zakresie od 400 do 1500 kWe. Przedział uzyskiwanej sprawności to orientacyjnie 10-20%. Sumaryczna sprawność kogeneracji hybrydowego układu może więc realnie wzrosnąć do 70, 80%.

W Polsce przedmiotem realizacji są dwie instalacje ORC korzystające z biomasy. W miejscowości Siemiatycze powstaje elektrociepłownia opalana biomasą (wierzba energetyczna oraz odpady z lokalnych lasów). Moc elektryczna

ma wynieść 1,1 MW, zaś cieplna 13 MW. Zadanie budowy bloku kogeneracyjnego ORC, składającego się z kotła na olej termalny wraz z systemem podawania paliwa i turbogeneratorsa ORC o mocy elektrycznej netto 1,5 MW oraz mocy cieplnej 9 MW, zostało zrealizowane przez Zakład Ciepłowniczy w Ostrowie Wielkopolskim.

Sprawność kotła opalanego zrębkami drewna spalany w komorze paleniskowej z rusztem schodkowym, chłodzonym wodą wynosi około 79%, a zużycie paliwa wynosi około 124 kg/GJ. Uzyskany z kotła popiół posiada bardzo dużą ilość niedopału w postaci karbonizatu składającego się głównie z węgla organicznego. Uzyskany popiół stanowi odpad konieczny do dalszej utylizacji.

Parametry emisji spalin:  $\text{NO}_x < 400 \text{ mg/m}^3$ ,  
 $\text{SO}_2 < 400 \text{ mg/m}^3$ ,  $\text{CO} < 170 \text{ mg/m}^3$ ,  
pył  $< 100 \text{ mg/m}^3$ .

Własności eksploatacyjne turbogeneratorsa ORC to : wysoka dyspozycyjność, elastyczność obciążenia, prawie stała sprawność w funkcji obciążenia (do 40%) bez obsługowa praca.

Cechy charakterystyczne turbogeneratorsa ORC to:

- niska wartość ciśnienia i temperatury
- wysoka sprawność kogeneracji
- niskie naprężenia termiczne elementów metalowych
- brak erozji łopatek turbiny
- długi czas zużycia
- niska prędkość obrotowa turbiny (nie występuje przekładnia)
- brak stacji przygotowania wody

Turbogeneratorsa ORC przekazuje energię cieplną do systemu technologicznego lub ciepłowniczego wytwórcy, a energię elektryczną do lokalnego systemu energetycznego.

Energia elektryczna będzie energią „zieloną” a więc droższą (sumarycznie około 550 zł za 1MWh) po uzyskaniu świadectwa wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Dodatkowo powstaje możliwość sprzedaży uprawnień do emisji  $\text{CO}_2$  uzyskanych w wyniku zastąpienia kotła węglowego kotłem opalany biomasą.

Wytworzona energia elektryczna może stanowić około 18% całości energii cieplnej jaką posiada olej termalny znajdujący się w pierwotnym układzie grzewczym kotła.

Instalacja termicznego recyklingu biomasy



lub alternatywnych paliw formowanych z zastosowaniem turbogeneratorsa ORC może być bardzo efektywnym ekonomicznie źródłem produkcji energii pod warunkiem zastosowania wysokosprawnego termicznie kotła do spalania biomasy.

Projekt technologiczny realizujący technologię spalania biomasy typu „K” pozwala uzyskać popiół pozbawiony praktycznie niedopału, co stanowi surowiec do produkcji nawozów sztucznych, a więc stanowi element innowacyjności pozwalający uzyskać wsparcie finansowe ze środków Unijnych z tytułu innowacyjności na poziomie 70% kosztów projektu, lecz nie więcej jak 40 000 000,00 PLN. Atrakcyjność projektu jest szczególnie duża, gdy istnieje całoroczne zapotrzebowanie na energię cieplną.

Dla elektrowni o mocy elektrycznej do 5 MW proces włączania ORC wskazuje szereg zasadniczych zalet w odniesieniu do kogeneracji na bazie wodno – parowej.

Dwustopniowa turbina, zasilana oparami (z reguły określonym izowęglowodorem – przykładowo I-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) substancji organicznej pracuje na małych obrotach, i w dodatku jest sprzężona z elektrogeneratorem bez kosztownej przekładni. Taki układ jest tani inwestycyjnie, eksploatacyjnie, a w dodatku charakteryzuje go wysoka sprawność. Oczywiście ciecz organiczna i jej opary są w hermetycznie szczelnym obiegu i odpada tu dla tej części EC kosztowna demineralizacja wody kotłowej.

W dodatku pary oleju silikonowego są ogrzewane syntetycznym olejem termalnym, który cyrkuluje przez kocioł pod normalnym ciśnieniem, a nagrzewany bywa do temperatury 300°C. To wszystko minimalizuje personel obsługi, koszty inwestycyjno – remontowe i zapewnia wysoki stopień niezawodności ruchu. Ten układ aparatów procesowych tak zbudowanej elektrociepłowni jest szczególnie dogodny i ekonomicznie wysoko rentowny, gdy zostanie sprzężony z układem ciepła użytkowego technologicznie.

**4.Wskaźniki eksploatacyjne instalacji**

**4.1. Straty ciepłe instalacji kotłowej**

Straty ciepłe instalacji kotłowej obejmują straty:

- niepełnego spalania obejmującego nie-spalone gazy palne (Sg)

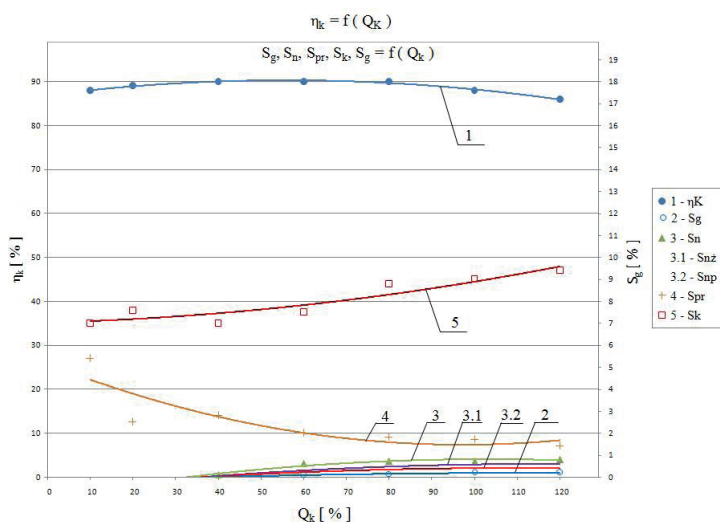
- niecałkowitego spalania obejmującego nie-spalone części palne w karbonizacie zawartym w żużlu leja żużlowego (Snz) oraz w karbonizacie zawartym w lotnym popiele (Snp)
- stratę promieniowania zewnętrznych powierzchni gabarytowych instalacji kotłowej (Spr)
- stratę kominową obejmującą entalpię spalin wynoszonych z kanału wylotowego kotła (Sk)

Straty w zależności od obciążenia cieplnego przedstawiono na wykresie rys 2. Strata niepełnego spalania (Sg) występuje wskutek lokalnego braku tlenu lub niedokładnego wymieszania gazowych produktów termicznego rozkładu paliwa głównie CO i CH<sub>4</sub> z tlenem. W gazach spalinowych opuszczających komorę dopalania nie stwierdzono obecność H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> lub innych węglowodorów a jedynie śladowe ilości CO pojawiające się przy obciążeniach zbliżonych do obciążenia nominalnego (Qk).

Z tego względu stratę niepełnego spalania gazów pirolitycznych (Sg~0,3% - krzywa 2) można praktycznie pominąć.

Strata niecałkowitego spalania (Sn – krzywa 3) obejmuje stratę wynikającą z niespalonych części palnych znajdujących się w żużlu (Snz – krzywa 3.1) oraz lotnym popiele (Snp – krzywa 3.2).

Strata niecałkowitego spalania pojawia się dopiero dla obciążeń cieplnych wyższych od 50%. Strata w lotnym koksiku (Snp – krzywa 3.2) jest prawie dwukrotnie niższa od straty (Snz – krzywa 3.1) w żużlu i wynosi dla obciążenia nominalnego około 0,6%.



Rys. 2. Sprawność (ηk) straty ciepłe (Sk) kotła w zależności od obciążenia cieplnego instalacji kotłowej (Qk) opalanej biomasa



Stratę ciepła wskutek promieniowania ( $S_{pr}$  – krzywa 4) przyjmuje się na podstawie wykresu w zależności od mocy cieplnej kotła oraz rodzaju spalanego paliwa [18]. Przy obciążeniach różniących się o więcej niż 25% od obciążenia nominalnego stratę  $S_{pr}$  wyznacza się z wzoru:

$$S_{pr} = S_{pr}^{nom} \cdot \frac{D_{nom}}{D} [\%] \dots (1)$$

gdzie:

$S_{pr}^{nom}$  – strata ciepła wskutek promieniowania dla obciążenia nominalnego  $D_{nom}$

Przyjmuje się, że straty promieniowania przypadające na komorę paleniskową i pozostałe kanały kotła są proporcjonalne do ilości ciepła oddanego przez spaliny w tych elementach.

Stratę w gorącym żużlu wyznacza się w zależności:

$$S_z = \frac{a_z(ct)_z A^r}{Q_1^r} \dots (2)$$

gdzie:

$a_z$  – udział popiołu (Ar) w postaci żużła  
 $(ct)_z$  – entalpia właściwa żużła w temperaturze  $(t_z)$  odprowadzanego z paleniska  
 $Q_1^r$  – wartość opałowa

Ponieważ zawartość substancji mineralnej w biomasie, z której powstaje popiół (Ar) jest niewielka – dla biomasy roślinnej wynosi 0,5 – 1,5%, dla zwierzęcej 0,5-5%, dla organicznej 0,5 – 10% i posiada strukturę luźno ułożonych elementów o rozwiniętej powierzchni zewnętrznej i bardzo niewielkiej gęstości pozornej ( $d^d_a = 0,2 - 0,5 \text{ g/cm}^3$ ) jest w 60-80% wynoszona z fluidalnej komory spalania ze spalinami na zewnątrz kotła. Zawartość popiołu w postaci żużła odprowadzanego ze złoża fluidalnego jest więc znikoma, a strata ciepła w gorącym żużlu waha się od 0,012 – 0,05% i zawiera się w granicach błędów pomiarowych. W przypadku spalania biomasy strata ciepła w gorącym żużlu jest pomijana.

Strata wylotowa (kominowa) jest największą ze strat i rośnie ze wzrostem temperatury wylotowej spalin z kotła i współczynnika nadmiaru powietrza. Wartość straty wylotowej jest określana wzorem

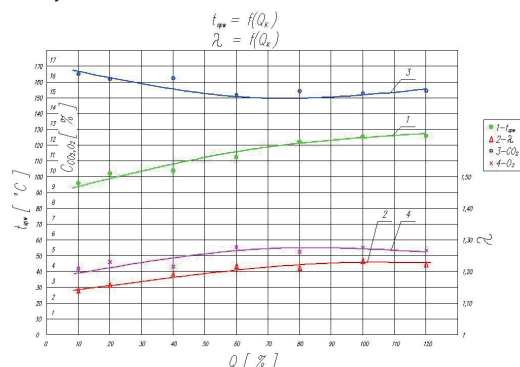
$$S_k = \frac{I_{sp.wyl.} - I_{spow}}{Q_1^r} (100 - S_n) [\%] \dots (3)$$

gdzie:

$I_{sp.wyl.}$  - entalpia spalin opuszczających kocioł [ $\text{kJ/m}^3$ ] dla temperatury spalin ( $t_{spw}$ ) i współczynnika nadmiaru powietrza ( $\lambda$ ).

Stratę kominową ( $S_k$ ) w zależności od obciążenia

cieplnego kotła ( $Q_k$ ) przedstawia krzywa na rys 2.



Rys. 3. Zależność temperatury wylotowej spali ( $t_{spw}$ ) oraz liczby nadmiaru powietrza ( $\lambda$ ) i zawartości  $O_2$  i  $CO_2$  w spalinach wylotowych od obciążenia cieplnego kotła ( $Q_k$ )

Strata kominowa rośnie ze wzrostem obciążenia cieplnego układu kotłowego, co spowodowane jest wzrostem temperatury spalin wylotowych ( $t_{spw}$  – krzywa 1 na rys. 3) i liczby nadmiaru powietrza ( $\lambda$  – krzywa 2 na rys. 3). Wzrost tej straty w stosunku do kosztów konwencjonalnych jest jednak niewielki. Spowodowane jest to głównie stabilną wartością liczby nadmiaru powietrza ( $\lambda$ ) w całym zakresie zmiany obciążeń cieplnych kotła. Ilość doprowadzanego powietrza do układu kotłowego jest kontrolowana w taki sposób aby niezależnie od obciążenia cieplnego liczba nadmiaru powietrza utrzymywała się na poziomie 1,15 – 2,25, a zawartość tlenu w spalinach na poziomie 4,0 – 5,5% (krzywa 4 na rys 5).

Z uwagi na korzystniejsze warunki mieszania tlenu z gazami pirolitycznymi przy niższych obciążeniach cieplnych (w komorze spalania o ustalonych wymiarach geometrycznych) ilość doprowadzonego powietrza w stosunku do zapotrzebowania stechiometrycznego może być mniejsza niż dla wysokich obciążeń. Fakt ten daje możliwość do znacznego obniżenia straty ciepła w spalinach wylotowych dla niskich obciążeń cieplnych w stosunku do wysokich obciążeń cieplnych ( $S_k < \text{około } 15\%$ ).

#### 4.2. Sprawność układu

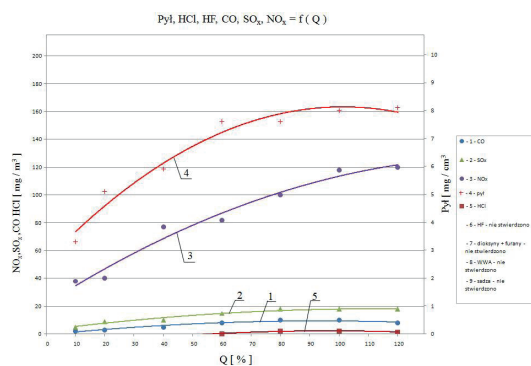
Możliwość dokładnej regulacji ilości powietrza i dostosowanie jej ilości do potrzeb, które wynikają ze stechiometrii spalania pozwala tak optymalizować proces spalania, że poszczególne straty kotłowe są minimalne, optymalne dla danego obciążenia cieplnego kotła, a sprawność



instalacji kotłowej do termicznego recyklingu spalanej biomasy jest bardzo wysoka i osiąga wartość  $\eta_k \sim 90\%$ . Krzywa sprawności (krzywa 1 na rys 2) instalacji kotłowej w zależności od obciążenia cieplnego ma charakter bardzo płaski, niewiele odbiegający od wartości 90% w całym zakresie pracy instalacji. Płaski charakter przebiegu krzywej  $\eta_k = f(Q_k)$  jest bardzo dogodny przy eksploatacji, co pozwala osiągać optymalnie wysokie wskaźniki ekonomiczne i minimalną emisję substancji szkodliwych do otoczenia.

### 4.3. Emisja substancji do otoczenia

Zawartość składników gazowych w spalinach w kanale wylotowym kotła, które niekorzystnie wpływają na otoczenie przedstawia wykres na rys. 4.



Rys. 4. Zawartość niektórych składników gazowych i lotnego popiołu w spalinach opuszczających instalację kotłową w zależności od obciążenia cieplnego (Qk)

W spalinach opuszczających kocioł nie stwierdzono obecności fluorowodoru (HF), wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA), sadzy oraz dioksyn i furanów. Chlork wodór (HCl) pojawia się dopiero dla obciążeń wyższych od 60% (krzywa 5). Zawartość CO jest niewielka i utrzymuje się na poziomie 4-5 mg/m<sup>3</sup>, prawie w całym zakresie obciążeń cieplnych instalacji (krzywa 1).

Pierwotne metody wiązania siarki zawartej w biomacie w procesie pirolizy w komorze obrotowej, w procesie spalania w komorze fluidalnej przy pomocy gazowych i stałych produktów rozkładu „kamienia wapiennego” podawanego do komory obrotowej dają zadowalające rezultaty, w zakresie redukcji SO<sub>2</sub> w spalinach wylotowych z kotła. Obniżenie zawartości SO<sub>2</sub> w spalinach wylotowych z kotła do poziomu 20 mg/

m<sup>3</sup> jest bardzo dobrym rezultatem uzyskanym przy temperaturze pirolizy około 800°C i temperaturze spalania w złożu fluidalnym 820-830°C. Stopień redukcji siarki zawartej w biomacie w tych warunkach termicznych wynosił około 93%. Zawartość SO<sub>2</sub> w spalinach na poziomie 20 mg/m<sup>3</sup> jest kilkakrotnie mniejsza od wartości dopuszczalnych i nie wymaga stosowania dodatkowych metod oczyszczania spalin z SO<sub>2</sub> w układzie odprowadzania spalin do atmosfery.

Pośród wielu reakcji zachodzących w czasie spalania paliw, bez względu na fazę w jakiej występują, mechanizm tworzenia się tlenków azotu jest najbardziej skomplikowany. Zależy od różnych często nakładających się czynników charakteryzujących właściwości paliwa i warunki spalania. Głównym składnikiem NOx (N<sub>2</sub>O<sub>2</sub>, NO, NO<sub>2</sub>) powstających w trakcie spalania jest NO powstały przez utlenianie N<sub>2</sub> i O<sub>2</sub> z powietrza w wysokiej temperaturze.

Szybkość reakcji N<sub>2</sub> + O<sub>2</sub> → 2NO rośnie gwałtownie w temperaturze powyżej 1200°C i jest również zależna od koncentracji N<sub>2</sub> i O<sub>2</sub> w strefie reakcji. Podstawowymi czynnikami wpływającymi na ilość tlenków azotu w czasie spalania biomasy oprócz temperatury i koncentracji N<sub>2</sub> i O<sub>2</sub> pochodzących z doprowadzonego powietrza jest ilość powstałych gazów pirolitycznych oraz ilość azotu zawarta w paliwie, która w trakcie pirolizy przechodzi w większości do gazu pirolitycznego, a częściowo pozostaje w karbonizacie.

Czynniki te często nakładają się wzajemnie na siebie, tworząc końcowy efekt w postaci tzw. paliwowych tlenków azotu, powstałych głównie z azotu paliwowego i termicznych tlenków azotu powstałych z azotu i tlenu atmosferycznego w wysokich temperaturach. Wzajemne nakładanie się poszczególnych tendencji, niekiedy wielokrotnia końcowy efekt powodując, że paliwo posiadające wysoką zawartość części lotnych, a takim jest biomasa, generuje w tym samym zakresie temperatur spalania, dla tej samej ilości azotu w paliwie i dla tej samej liczby nadmiaru powietrza znacznie większe ilości NOx. Generalnie można stwierdzić, że im więcej części lotnych zawiera paliwo i im więcej azotu paliwowego przechodzi do części lotnych, tym wydajniej tworzy się NOx szczególnie przy większych liczbach nadmiaru powietrza ( $\lambda$ ) i wyż-





szych temperaturach spalania (tsp). Biorąc pod uwagę powyższe przesłanki w układzie kotłowym spalania biomasy stworzono warunki ograniczające mechanizm tworzenia się NO poprzez ograniczenie parametrów procesu na które można skutecznie wpływać. Skonstruowanie procesu spalania gazowych produktów pirolizy przy niskich liczbach nadmiaru powietrza i przy niskich temperaturach procesu pozwoliło w zdecydowany sposób ograniczyć zawartość NOx w spalinach. Rozdział całkowitej ilości powietrza do spalania na powietrze „pierwotne”, „wtórne” i „trzecie” niezbędne do spalania gazów pirolitycznych w takich ilościach, aby nie następował wzrost temperatury spalania w płomieniu gazowym powyżej 1300° C ograniczył w zdecydowany sposób mechanizm tworzenia się NOx. Ograniczenie temperatury spalania w komorze dopalania poniżej 1200°C oraz w złożu fluidalnym poniżej 900° całkowicie wyeliminował mechanizm powstawania NOx w trakcie spalania karbonizatu w złożu fluidalnym i dopalania gazów oraz lotnego koksiku w komorze dopalania.

Zawartość NOx poniżej 100 mg/m<sup>3</sup> w gazach spalinowych opuszczających kocioł w pełni spełnia wszelkie rozporządzenia dotyczące emisji substancji szkodliwych do otoczenia i jest prawie dwukrotnie mniejsza od wartości dopuszczalnych przy pracy instalacji w zakresie maksymalnych obciążeń cieplnych. Zawartość lotnego popiołu w spalinach opuszczających układ kotłowy w zależności od obciążenia cieplnego przedstawia krzywa 4 na rys. 4. Zawartość lotnego popiołu w spalinach rośnie ze wzrostem obciążenia od 4 do 8 mg/m<sup>3</sup> przy obciążeniach wyższych od 80%. Niska zawartość popiołu w kanale wylotowym kotła spowodowana jest trzykrotną separacją cząstek lotnego popiołu na elementach wychwytyjących zainstalowanych na festonie „górnym” na wylocie z komory fluidalnej, na festonie „dolnym” na wylocie z komory separacji i na rurach festonu „wylotowego” z komory dopalania. Wytrącony na półkach ceowników przymocowanych do rur festonu popiół strącany jest do lejów zsypanych i odprowadzany na składowisko. Popiół powstały w trakcie spalania biomasy ma strukturę „kłaczkowatą” zbliżoną do bezpostaciowej o bardzo rozwiniętej powierzchni zewnętrznej i małej gęstości pozornej, dzięki czemu bardzo dobrze pochłania pary metali ciężkich i metali alkalicznych, które łatwo kondensują na unoszonych

przez spaliny ziarenkach fazy stałej. Odseparowany ze spalin popiół charakteryzuje się znacznym pokryciem powierzchni przez skondensowane pary metali ciężkich i alkalicznych.

Spaliny na wyjściu z kanału wylotowego kierowane są do multicyklona dla oczyszczenia zgrubnego oraz do filtra workowego, w którym następuje doczyszczanie spalin z najmniejszych cząstek fazy stałej. Koncentracja pyłu na wejściu do kominy jest mniejsza od 8 mg/m<sup>3</sup>.

#### 4.4. Wskaźniki określające moc instalacji

Wykres na rys 5 przedstawia moc instalacji pracującej w kogeneracji oraz w układzie hybrydowym z generatorem ORC w zależności od obciążenia cieplnego instalacji przy nominalnym zużyciu biomasy B<sub>nom</sub> = 1000 kg/h o wartości opałowej Q<sub>rl</sub> = 10000 kJ/kg.

Krzywa 1 przedstawia zależność obliczeniowej mocy instalacji (N<sub>t</sub>)

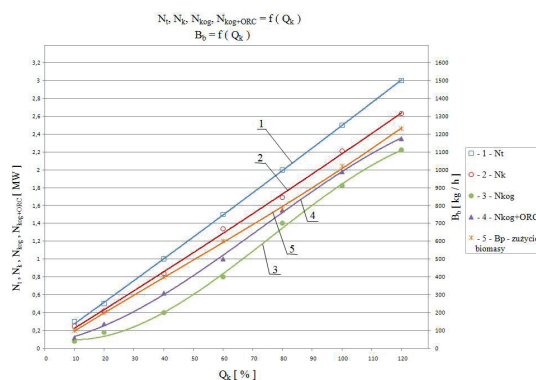
Krzywa 2 przedstawia zależność mocy rzeczywistej oddawanej przez kocioł do turbozespołu (N<sub>k</sub>)

Krzywa 3 – moc instalacji pracującej w układzie kogeneracji (N<sub>kog</sub>)

Krzywa 4 przedstawia moc instalacji pracującej w układzie hybrydowego skojarzenia układu kogeneracyjnego z układem ORC (N<sub>kog</sub>+ORC)

Efektywne wykorzystanie dostarczonej do elektrociepłowni energii o mocy obliczeniowej (N<sub>t</sub>) jest najwyższe dla hybrydowego skojarzenia kogeneracji i układu z generatorem ORC.

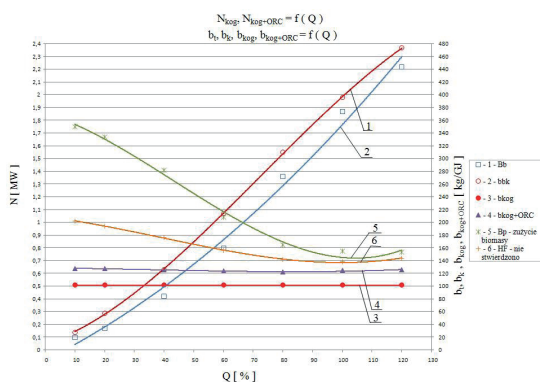
#### 4.5. Jednostkowe zużycie



Rys. 5. Zależność mocy obliczeniowej (N<sub>t</sub>) rzeczywistej mocy oddawanej przez kocioł do turbozespołu (N<sub>k</sub>), mocy elektrociepłowni pracującej w układzie kogeneracji (N<sub>kog</sub>), mocy instalacji hybrydowej pracującej w kogeneracji z generatorem ORC (N<sub>kog</sub>+ORC) oraz zużycia biomasy (B<sub>b</sub>) dla układu hybrydowego od obciążenia cieplnego instalacji (Q<sub>k</sub>) przy mocy nominalnej N<sub>k</sub> = 2,5 MW.

Krzywa 5 na rys 5 określa zależność zużycia biomasy do produkcji energii w układzie kogeneracji oraz ORC w zależności od obciążenia cieplnego instalacji. Ilość sumarycznej energii użytecznej oddawanej na zewnątrz elektrociepłowni w postaci energii elektrycznej i energii cieplnej jest w całym zakresie obciążeń cieplnych instalacji kotłowej wyższa dla układu hybrydowego składającego się ze skojarzonej produkcji energii w układzie kogeneracji wspomaganego przez turbospół olejowy z generatorem ORC niż tylko dla skojarzonego układu kogeneracji. Stwierdzenie powyższe obrazuje przebieg krzywej 1 (N kog) i krzywej 2 ((N kog + ORC) obrazujących ilość wytworzonej energii w w/w układach w zależności od obciążenia cieplnego elektrociepłowni (rys. 6).

Skojarzony układ kogeneracji powszechnie stosowany w zawodowych elektrociepłowniach i coraz częściej w elektrowniach jest układem obecnie najbardziej efektywnie wykorzystującym energię chemiczną paliwa na użytkową energię elektryczną i energię ciepłą. Termodynamiczna sprawność przemiany osiągnięta w tym układzie przez duże jednostki elektrociepłowniane sięga wartości 68-70% a nawet 75% i jest swego rodzaju punktem odniesienia dla wszelkiego rodzaju innych układów energetycznych. Możliwość osiągnięcia powyższych sprawności sumarycznej przemiany termodynamicznej w układach małych bloków energetycznych jest w obecnej chwili praktycznie niemożliwa do osiągnięcia. Ograniczenie to wynika między innymi z faktu, że obecnie osiągnięte w skali światowej moce olejowych bloków z generatorem ORC tylko 2,0-2,5 MW. Generatory ORC, to 2,0 – 2,5 MW. Generatory ORC są więc obecnie idealnym uzupełnieniem jedynie dla bloków elektrociepłownianych małej mocy, opalanych biomasą (OZE) pochodzącą z produkcji roślinnej, zwierzęcej lub z biodegradowalnych odpadów w postaci formowanych alternatywnych paliw energetycznych (FAPE).



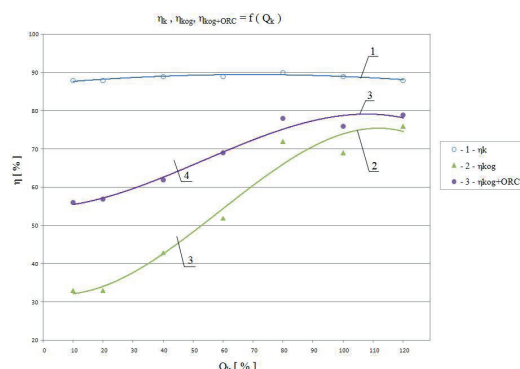
Rys. 6. Zależność oddawanej na zewnątrz mocy instalacji pracującej w układzie kogeneracji (Nkog) i w układzie hybrydowym (Nkog+ORC) oraz jednostkowe zużycie biomasy do wytworzenia energii o mocy 1 MW dla mocy obliczeniowej (bt), dla rzeczywistej mocy kotła (bk), dla mocy instalacji pracującej w kogeneracji (bkog), dla mocy instalacji hybrydowej (bkog+ORC) od obciążenia cieplnego (Qk) przy nominalnej ilości spalanej biomasy Bbn = 1000 kg/h.

Krzywe 3,4,5 i 6 na wykresie rys 6 obrazują przebieg jednostkowego zużycia biomasy na wyprodukowanie energii o mocy 1 MW.

Jako wartości porównawcze przyjęto obliczeniowe zużycie biomasy, zakładające przemianę energii chemicznej biomasy w energię ciepłą bez strat energetycznych, co obrazuje krzywa 3 (bt = f(Q) na rys 6. Krzywa 4 (bk) określa jednostkowe zużycie biomasy na energię oddawaną przez kocioł do układu turbinowego. Krzywa 5 (bkog) przedstawia jednostkowe zużycie biomasy na wytworzenie energii w skojarzonym układzie kogeneracyjnym, a krzywa 6 (b kog + ORC) przedstawia jednostkowe zużycie biomasy na wytworzenie energii w hybrydowym układzie kogeneracji ORC w zależności od obciążenia cieplnego elektrociepłowni.

#### 4.6. Wskaźniki eksploatacyjne

Wykres na rys 7 przedstawia zależność sprawności instalacji kotłowej (ηk) – krzywa 1) określającej przemianę energii chemicznej biomasy na energię ciepłą zawartą w parze wylotowej z kotła w zależności od stopnia obciążenia cieplnego instalacji kotłowej (Qk).



Rys. 7. Zależność sprawności termicznej układu kotłowego (ηk) od stopnia obciążenia cieplnego kotła (Qk) oraz zależności sprawności wykorzystania chemicznej energii biomasy w użytkową energię ciepłą i elektryczną w układzie kogeneracji (ηkog) i w hybrydowym układzie kogeneracji z generatorem ORC (ηkog+ORC) w zależności od obciążenia cieplnego układu kotłowego (Qk).

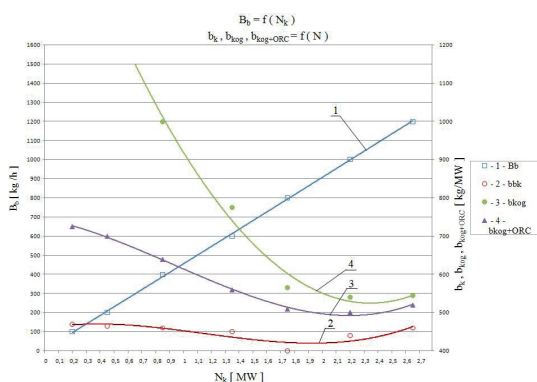




Sprawność termicznej przemiany biomasy w energię cieplną zawartą w parze wylotowej jest bardzo wysoka i dla obciążeń zbliżonych do obciążenia normalnego, sprawność termiczna kotła ( $\eta_k$ ) wynosi około 90%. Sprawność skojarzonego wykorzystania energii biomasy w układzie kogeneracji ( $\eta_{k\text{og}}$ - krzywa 2) jest silnie uzależniona od obciążenia cieplnego i waha się od 33% dla minimalnych obciążeń do 74% dla obciążeń cieplnych wyższych od 80% obciążenia nominalnego. Sprawność hybrydowego układu wytwarzania użytkowej energii cieplnej i energii elektrycznej w kogeneracji z wykorzystaniem generatora ORC ( $\eta_{k\text{og}+ \text{ORC}}$ ) w zależności od stopnia obciążenia cieplnego instalacji ( $Q_k$ ) przedstawia krzywa 3.

Sprawność wykorzystania energii biomasy w układzie hybrydowym jest prawie o 20% dla niskich obciążeń cieplnych i o około 5% dla obciążeń cieplnych większych od 80% obciążeń znamionowych ( $Q_{k\text{nom}}$ ).

Hybrydowy układ z generatorem ORC ma szczególne znaczenie przy niskich obciążeniach cieplnych bloku, przy których może pracować z pełną mocą, wykorzystując w sposób wysoko sprawny niskotemperaturową energię spalin wytworzonych przy niskich ilościach spalanej biomasy.



Rys. 8. Zależność jednostkowego zużycia biomasy do wytworzenia energii o mocy 1 MW w różnym zakresie mocy kotła gdzie:  
 1- sumaryczne zużycie biomasy w kotle  
 2- jednostkowe zużycie biomasy w kotle  
 3- jednostkowe zużycie biomasy w układzie kogeneracji  
 4- jednostkowe zużycie energii w układzie hybrydowym

Hybrydowy układ skojarzonej kogeneracji z olejowym generatorem ORC jest optymalnym układem termodynamicznym wykorzystującym spalaną biomasę z wysoką sprawnością praktycznie w całym zakresie obciążeń cieplnych bloku energetycznego małej mocy.

Wykres na rys 8 przedstawia zależność zużycia biomasy ( $B_b$ ) w układzie kotłowym w zależności od uzyskanej mocy kotła ( $N_k$ ) – krzywa 1, oraz jednostkowe zużycie biomasy na wytworzenie energii 1 MW ( $b_k$ ) przy różnych mocach cieplnych kotła ( $N_k$ ) – krzywa 2.

Z uwagi na prawie płaski przebieg krzywej sprawności  $\eta_k = f(Q_k)$ , jednostkowe zużycie biomasy na wytworzenie w kotle energii 1 MW zmienia się stosunkowo niewiele i waha się od 460 kg/MW przy niskich obciążeniach do około 410 kg/MW przy obciążeniach nominalnych.

Jednostkowe zużycie biomasy na wytworzenie energii o mocy 1 MW w układzie kogeneracji przedstawia krzywa 3, a w układzie hybrydowym kogeneracji z generatorem ORC – krzywa 4. Przy niskich zakresach mocy instalacji jednostkowe zużycie biomasy jest znacznie większe od zużycia w znamionowym zakresie mocy. Jednostkowe zużycie biomasy dla układu kogeneracji w zakresie znamionowym wynosi około 540 kg/MW, a w układzie hybrydowym około 500 kg/MW.

Hybrydowy układ wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej jest w obecnych czasach najkorzystniejszym ekonomicznie układem wykorzystania energii biomasy pochodzącej z OZE i FAPE w energetycznym recyklingu.

## 5. Układ cyrkulacji naturalnej

Cyrkulacja naturalna w kotle zachodzi w zamkniętym układzie:

- walczak
- centralne rury opadowe
- rury łączące
- ekrany fluidalne komory paleniskowej
- ekrany komory separacji
- ekrany komory dopalania
- rury odprowadzające

Analizowano cyrkulację w konturach obejmujących jedynie jeden z ekranów bocznych fluidalnej komory paleniskowej, ponieważ przewidywane są w nim najmniejsze prędkości czynnika.

Ekran boczny jest wykonany z 92 rur  $\varnothing 51 \times 4$  oraz z 3 dolnych komór wlotowych, 2 górnych komór wylotowych. Szerokość ekranu bocznego wynosi 6m. Rury ekranowe dolnej części ekranu bocznego są odgięte do wnętrza komo-



ry paleniskowej pod kątem 30° w stosunku do pionu tworząc ścianę boczną złoża fluidalnego. Z walczaka są wyprowadzone dwie centralne rury opadowe  $\varnothing 273 \times 16$  mm rozstawione w odległości 4000 mm, odprowadzające wodę z walczaka do rur łączących, którymi woda dopływa do dolnych komór wlotowych ekranów fluidalnej komory paleniskowej.

Centralne rury opadowe są połączone z dolnymi komorami wlotowymi ekranów bocznych za pomocą rur łączących  $\varnothing 101,6 \times 4$  mm.

Mieszanka paro-wodna jest odprowadzana z górnych komór wylotowych ekranów za pomocą rur odprowadzających  $\varnothing 101,6 \times 4$  mm łączących w/w komory z walczakiem kotła.

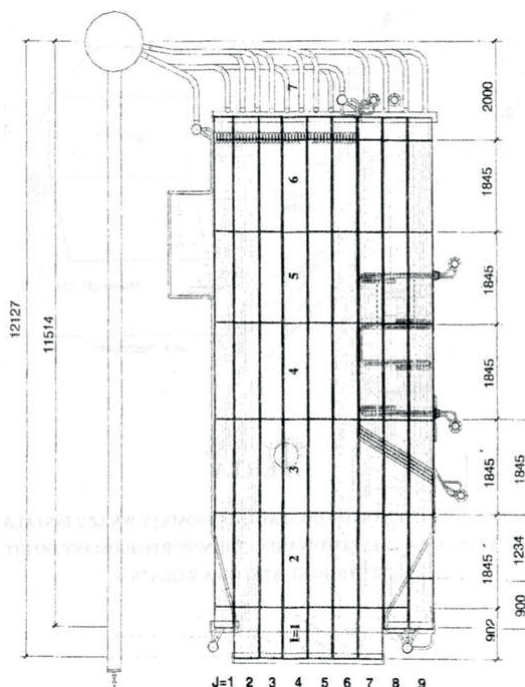
Cyrkulacja wody w ekranie bocznym komory fluidalnej zachodzi w 92 równoległe połączone konturach cyrkulacyjnych. Obliczenia cyrkulacji polegają na wyznaczeniu w każdym konturze strumienia masowego wody lub prędkości wody na wlocie do każdej z rur ekranu. Obliczenia cyrkulacji są obciążone dość dużą niepewnością, wynikającą głównie z trudności w oszacowaniu wymiany ciepła w komorze paleniskowej i w niepewności oszacowania spadków ciśnienia przy przepływie dwufazowym.

„Siłą napędową” cyrkulacyjnego ruchu czynnika w kotle jest strumień ciepła przejmowany przez ściany komory paleniskowej. Obliczenia 92 równoległe połączonych konturów cyrkulacyjnych wymagają znajomości strumieni ciepła przejmowanego przez każdą z rur ekranu. Znajomość tak szczegółowego przestrzennego rozkładu strumieni ciepła do ścian komory jest jednak niemożliwa. Pomocne mogą być trójwymiarowe obliczenia numeryczne strumieni ciepła do ścian komory. Wymaga to jednak kompleksowego modelowania wszystkich zjawisk tzn. przepływu, turbulencji, spalania i wymiany ciepła. Opory liniowe związane z przepływem czynnika dwufazowego (para-woda) w rurach ekranowych są głównymi oporami, dla cyrkulującego czynnika. W tej dziedzinie jest wciąż brak uznanych metod obliczeniowych o zadowalającej dokładności [42-46].

Niektórzy autorzy sugerują, że jeśli błąd w obliczeniu spadku ciśnienia w przepływie dwufazowym jest mniejszy od 30% to jest to wynik znakomity, jeśli jest mniejszy od 30% - bardzo dobry, zaś jeśli jest rzędu 100% - bardzo

prawdopodobny[45-46].

Zastosowana w obliczeniach metodyka polega na wyodrębnieniu w konturze ściany bocznej 9 konturów cyrkulacyjnych.



Rys. 9. Przyjęty w obliczeniach cyrkulacji podział ściany bocznej komory na 9 konturów cyrkulacyjnych i 7 odcinków.

Przyjęto, że rury określonego konturu posiadają ten sam opór liniowy i te same opory liniowe. Każdy z konturów zawiera od 10 do 11 rur. Kontury podzielono na siedem odcinków. Powstała siatka obliczeniowa cyrkulacji w ścianie bocznej (rys.9) wymaga przyjęcia rozkładu strumienia ciepła przejmowanego przez ekran. Całkowity strumień ciepła do ścian komory określono na podstawie obliczeń cieplnych. Następnie przyjęto intuicyjnie funkcję rozkładu lokalnego strumienia ciepła do ścian. Na tej podstawie określono jaki strumień ciepła może przejmować każdy fragment siatki obliczeniowej w ścianie bocznej fluidalnej komory kotła. Wyznaczenie w każdym z 9 konturów strumienia masowego wody lub prędkości wody na wlocie do każdej z rur ekranu opiera się na sformułowaniu 9-ciu nieliniowych równań na całkowity spadek ciśnienia w każdym z konturów – w zamkniętym konturze musi być równy zero. Spadek ciśnienia w każdym odcinku konturu pochodzi od tarcia, zmian ciśnienia statycznego i przyspieszenia płynu. Człon opisujący przyspieszenie płynu jest bardzo mały i zwykle pomijany. Największy problem stwarza człon



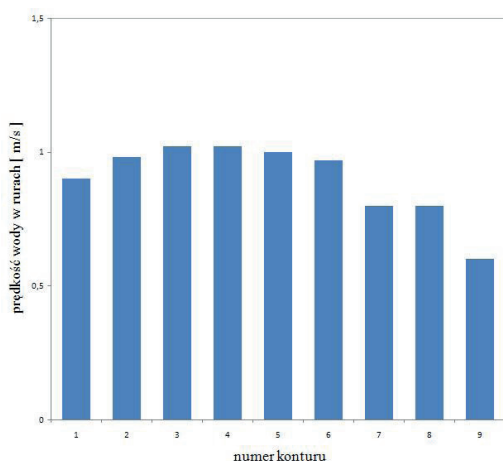


od tarcia dla mieszaniny parowo-wodnej. Zwykle człon ten liczy się podobnie jak dla przepływu jednofazowego, korygując go za pomocą „mnożnika” uwzględniającego stopień suchości i ciśnienie mieszaniny dwufazowej [46].

Obliczenie ciśnienia statycznego w przepływie dwufazowym wymaga znajomości tzw współczynnika zapęnlienia, związanego z różną prędkości poruszania się cieczy i pary. Przy braku poślizgu obu faz współczynnik zapęnlienia łatwo obliczyć z ciśnienia i masowego udziału pary  $x$  (stopień suchości). W rzeczywistości para porusza się nieco szybciej od cieczy i jest jej pozornie mniej [46].

Wyniki obliczeń przedstawiono w postaci wykresów obrazujących rozkłady:

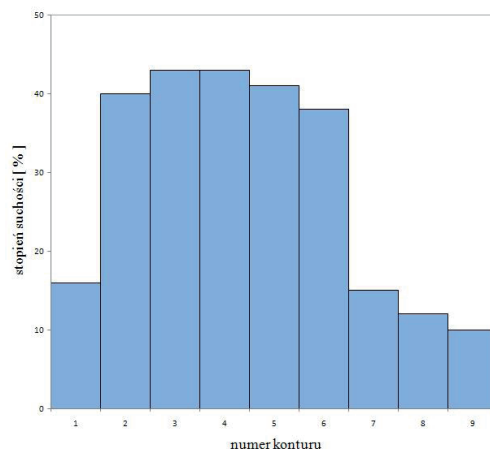
- prędkości czynnika na wejściu do rur ekranowych (rys. 10)
- stopień suchości pary na wylocie z rur ekranowych (rys. 11)



Rys. 10. Prędkość czynnika na wejściu do rur ekranowych przy nominalnym obciążeniu cieplnym kotła.

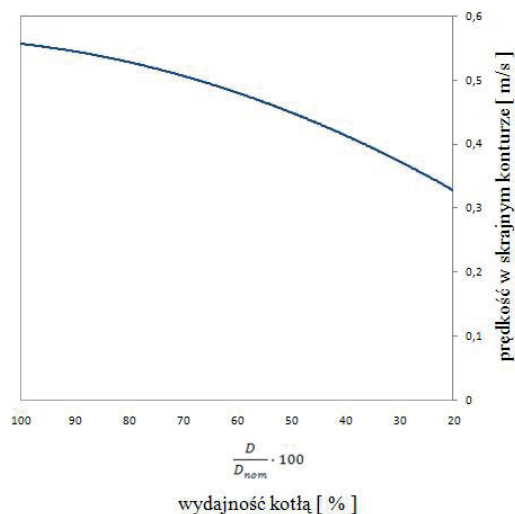
Prędkość obiegu wody w rurach ekranowych są ważnym wskaźnikiem przy ocenie cyrkulacji. Przyjmuje się dość powszechnie, że prędkość obiegu wody 0,5 m/s jest wartością minimalną, dopuszczalną dla kotłów nisko i średnio prężnych. Rysunek 10 pokazuje, że najmniejsze prędkości wody występują w konturze skrajnym, którego część rur tworzy kanał komory separacji, gdzie przejmują małą ilość ciepła.

Rysunek 11 wskazuje na mały stopień suchości pary na wylocie z rur ekranowych – czyli na dużą krotność cyrkulacji w kotle. Średnia krotność cyrkulacji w kotle sięga 48. Najmniejszy stopień suchości występuje w konturze nr 9.



Rys. 11. Stopień suchości pary na wylocie z rur ekranowych przy nominalnym obciążeniu kotła.

Rysunek 10 wskazuje, że dla ogólnej oceny cyrkulacji w kotle najkorzystniejsza jest ocena cyrkulacji w konturze skrajnym. W konturze tym prędkość obiegu wody przekracza 0,5 m/s, co zapewnia dostateczną cyrkulację.



Rys. 12. Prędkość czynnika na wejściu do rur ekranowych przy zmiennym obciążeniu kotła i stałym ciśnieniu w walczaku  $p_n = 4,2$  MPa.

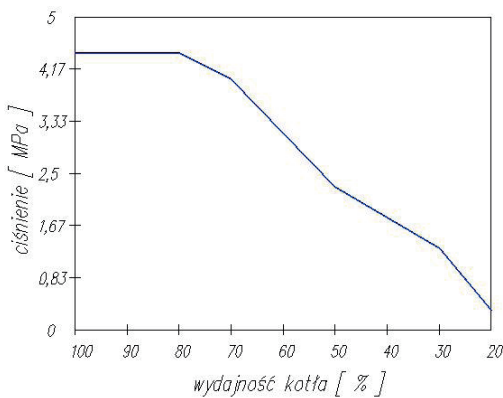
Rysunek 12 przedstawia wyniki obliczeń prędkości czynnika na wejściu do rur ekranowych skrajnego konturu przy zmiennym obciążeniu kotła (10-120%) i stałym ciśnieniu wody w walczaku  $p_n = 4,2$  MPa. Pomimo spadku prędkości czynnika na wejściu do rur skrajnego konturu, poniżej 0,5 m/s dla obciążeń mniejszych od 70% można przyjąć, że w całym zakresie obciążeń cieplnych kotła przy ciśnieniu  $p_n = 4,2$  MPa występuje bezpieczna cyrkulacja. Wniosek taki można poprzeć dwoma stwierdzeniami:

- w kotle występuje bardzo duża krotność cyrkulacji, czyli bardzo mały stopień suchości pary na wylocie z rur ekranowych, w kontu-



- rze skrajnym nie przekracza 2%,
- w konturze skrajnym brak jest odgięć rur ekranowych o kącie mniejszym od kilkudziesięciu stopni (od poziomu) mogących grozić rozwarstwieniem faz mieszaniny parowo-wodnej.

Całkowite bezpieczne obniżenie mocy kotła niezależnie od geometrii rur skrajnego konturu wymaga jednoczesnego obniżenia ciśnienia zgodnie z charakterystyką padania na rys. 13. Pole pod krzywą zapewnia utrzymanie na wejściu do rur ekranowych skrajnego konturu prędkości powyżej 0,5 m/s.



Rys. 13. Przebieg maksymalnego ciśnienia w walczaku zapewniającego utrzymanie na wejściu do rur ekranowych skrajnego konturu prędkości powyżej 0,5 m/s.

### 6. Rozkład podciśnień spalin w instalacji

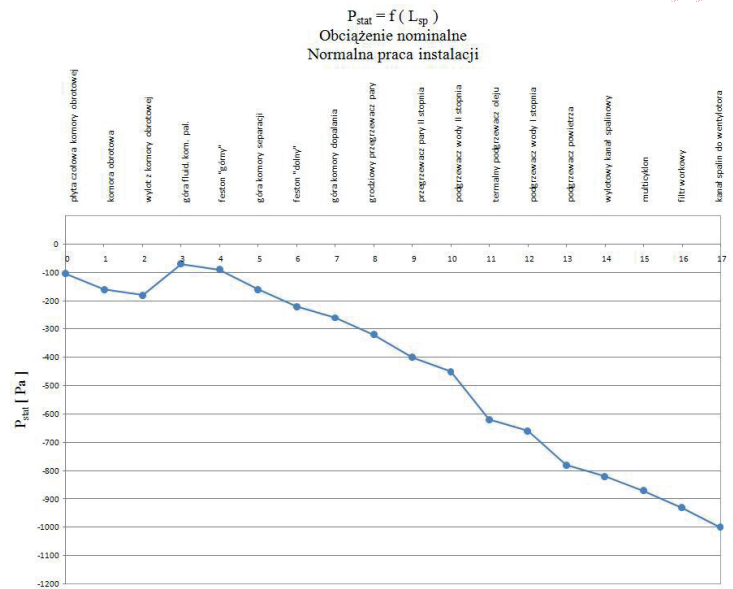
Główna niepewność obliczeń rozkładu podciśnień związana jest z oceną stopnia zanieczyszczenia rurowych podgrzewaczy powietrza i oleju termalnego. Łączny spadek ciśnień na obu podgrzewaczach (388 Pa) może w wyniku zabrudzenia ulec nawet podwojeniu, ale nie ma to wpływu na przewidywane – stwierdzone w trakcie badań – podciśnienie w komorze obrotowej rzędu 40 Pa. Dla bezpiecznej pracy instalacji wystarczy utrzymać regulowaną wartość podciśnienia w obszarze płyty czołowej komory na poziomie 40-50 Pa. Należy dodać, że zabudowa komory obrotowej nie zwiększa zapotrzebowania ciągu instalacji przy optymalnych parametrach pracy instalacji, przy spalaniu 1000 kg/h biomasy o wilgotności  $W_r \sim 48\%$  i wartości opałowej  $Q_{ir} \sim 10\ 000\ \text{kJ/kg}$ .

Obliczenia przeprowadzono dla parametrów pracy instalacji przy spalaniu strumienia biomasy  $b = 0,28\ \text{kg/s}$ . Celem obliczeń jest określenie

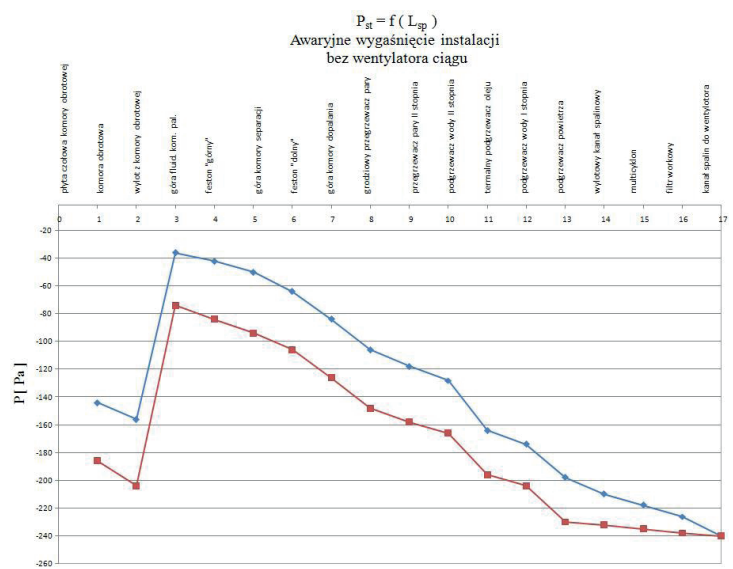
niebezpieczeństwa wydostania się produktów zgazowania i spalania biomasy z instalacji podczas normalnej eksploatacji.

### 6.1 Metodyka i wyniki obliczeń ciągu

Obliczenia rozkładu podciśnień w instalacji kotłowej polegają na obliczeniu poszczególnych oporów miejscowych poszczególnych elementów kotła i komory obrotowej i ciągów własnych kanałów. Obliczenia oporów tarcia przy poprzecznym omywaniu pęczków rur



Rys. 14. Rozkład podciśnień w instalacji kotłowej dla nominalnego obciążenia cieplnego kotła.



Rys.15. Rozkład podciśnień w instalacji kotła dla awaryjnego wygaśnięcia kotła przy „utracie” wentylatora wyciągowego spalin  
 1- temperatura spalin w komorze fluidalnej 1200°C  
 2- temperatura spalin w komorze fluidalnej 550°C



SPIS LITERATURY

[1] Karcz H., Butmankiewicz T., Andryjowicz.: Sposób i instalacja termicznej utylizacji osadów ściekowych.  
Zgłoszenie patentowe P 362.326 z dnia 2003.09.22

[2] Karcz H., Butmankiewicz T.: Sposób i urządzenie do termicznej utylizacji odpadów organicznych.  
Patent do zgłoszenia P362586 z dnia 2003.10.02

[3] Karcz H., Butmankiewicz T., Sikorski W.: Sposób i instalacja spalania odpadów zwierzęcych.  
Patent do zgłoszenia 360207 z dnia 2003.05.19

[4] Karcz H., Jodkowski W., Butmankiewicz T.: Urządzenie do spalania odpadów organicznych  
Zgłoszenie patentowe z dnia 2003.12.05

[5] Karcz H., Butmankiewicz T.: Sposób termicznej utylizacji odpadów zwierzęcych i organicznych  
Zgłoszenie patentowe z dnia 2004.06.08

[6] Karcz H., Butmankiewicz T.: Instalacja i sposób odwadniania i suszenia osadów ściekowych  
Zgłoszenie patentowe P370751 z dnia 2004.10.18

[7] Karcz H., Rzepa K., Butmankiewicz T., Krzysztof M.: Instalacja do spalania odpadów organicznych w węglowych kotłach rusztowych  
Zgłoszenie patentowe P383580 z dnia 22.10.2007

[8] Karcz H., Butmankiewicz T., Nunberg j., Jodkowski W.: Sposób i instalacja termicznej utylizacji toksycznych produktów odpadowych.  
Zgłoszenie patentowe z dnia 2005.07.22

[9] Karcz H., Butmankiewicz T., Modliński Zb., Kantorek M., Rzepa K.: Sposób i urządzenie do wytwarzania energii cieplnej  
Zgłoszenie patentowe P382240 z dnia 2007.03.18

[10] Karcz H., Butmankiewicz T., Jodkowski W.: Urządzenie napędowe komory pieca do termicznej utylizacji toksycznych produktów odpadowych  
Zgłoszenie patentowe W 116125 z dnia 2006.05.15.

[11] Karcz H., Janowski M., Butmankiewicz T.: Sposób i instalacja termicznego spalania odpadów organicznych i nie-organicznych  
Zgłoszenie patentowe P383877 z dnia 2007.11.26

[12] Karcz H., Butmankiewicz T.: Cyklonowy odpylacz gazów.  
Zgłoszenie patentowe P-388342 z dnia 2009.06.22.

[13] Karcz H., Butmankiewicz T.: Sposób spalania i urządzenie do spalania wsadu z odpadów organicznych i nieorganicznych.  
Zgłoszenie patentowe P3878243 z dnia 2009.06.10.

[14] Karcz H.: Sposób i instalacja energetycznego recyklingu mączki mięsno-kostnej  
Zgłoszenie patentowe P388341 z dnia 2009.06.22

wykonano przy pomocy klasycznych formuł na współczynnik tarcia [18]. Obliczenia rozkładu podciśnień spalin w kotle wymagają znajomości rozkładu temperatur strumieni spalin i ich składu, co oznacza, że obliczenie podciśnień wymaga przeprowadzenia pełnych obliczeń cieplnych kotła [19]. Suma wszystkich spadków ciśnień określa zapotrzebowanie ciągu, które wynosi dla nominalnej pracy instalacji 898 Pa. Obliczenia pokazują, że ciąg własny komory paleniskowej utrzymuje bezpieczne podciśnienie w komorze obrotowej (-108 Pa) uniemożliwiające wydostanie się produktów zgazowania i spalania biomasy z instalacji kotłowej. Rozkład podciśnień spalin w instalacji kotłowej przedstawiony jest na wykresie rys.14.

Przeprowadzono również obliczenia umożliwiające ocenę możliwości powolnego wygaszania instalacji napełnionej biomasa z wykorzystaniem naturalnego ciągu kotła po „utracie” wentylatora spalin. Przyjęto, że w pierwszych minutach po „utracie” wentylatora spalin biomasa w instalacji nadal ulega odgazowaniu i spalaniu (bb ~ 0,28 kg/s) a temperatura spalin na wyjściu z komory fluidalnej wynosi około 1200°C.

Na podstawie szacunkowych obliczeń przyjęto, że dostępny ciąg naturalny komina (36 m) wynosi około 150 Pa, a suma spadku ciśnień określa zapotrzebowanie ciągu na 92 Pa.

Przedstawione na rys.15 obliczenia rozkładu podciśnień spalin w kotle pokazują, że ciąg własny komory paleniskowej utrzymuje bezpieczne podciśnienie w komorze obrotowej (-108Pa) i w komorze fluidalnej (-126Pa) uniemożliwiające wydostanie się produktów zgazowania i spalania biomasy z instalacji kotłowej.

Spadek temperatury wylotowej spalin na wyjściu z fluidalnej komory spalania do „bezpiecznej” temperatury 550°C pokazuje, że powolne schładzanie spalin poprawia ich wentylację. W wyniku spadku temperatury z jednej strony zmniejsza się korzystny ciąg fluidalnej komory paleniskowej, lecz z drugiej strony spadają również prędkości spalin i w konsekwencji opory przepływu spadają w kwadracie.

**7. Minimum techniczne kotła**

Minimum techniczne kotła w klasycznym ujęciu problemu rozumiane jest jako dopusz-

czalne ciśnienie w walczaku w zależności od wydajności kotła, przy którym zapewniona jest dostateczna cyrkulacja czynnika w rurach ekranowych komory paleniskowej kotła.

Główną ideą obliczeń jest podział ekranu ściany bocznej na 9 konturów, 7 odcinków w kierunku pionowym. Siatka obliczeniowa cyrkulacji pozwala z dostateczną dokładnością uwzględnić szczegóły odgięć na palniki, włazy i połączenie z kolektorami.

Obliczenia wykonano dla następujących założeń:

- Podstawowe zmienne modelu obliczeniowego
- Poszukiwanymi zmiennymi modelu są prędkości czynnika na wlocie do rur wznoszących każdego z konturów ( 9 poszukiwanych prędkości)
- Podstawowe równania modelu
- Równania pomocnicze modelu

Podstawą modelu są równania na całkowity spadek ciśnienia w każdym z konturów ( w każdym z konturów musi być równy zero) 9 równań na całkowity spadek ciśnienia uzupełnia równanie ciągłości dla czynnika – na wejściu i wyjściu rur wznoszących

Spadek ciśnienia pochodzi od tarcia, zmian ciśnienia statycznego i przyspieszenia płynu

$$\Delta p = \Delta p \text{ tarcie} + \Delta p \text{ start} + \Delta p \text{ przysp}$$

Ostatni człon jest bardzo mały i zwykle pomijany

Człon od tarcia liczy się podobnie jak dla przepływu jednofazowego, korygując go za pomocą mnożnika uwzględniającego stopień suchości i ciśnienie mieszaniny dwufazowej. W praktyce wykorzystano formuły mnożnika w obliczeniach spadku ciśnienia od tarcia przy przepływie dwufazowym wody dla ciśnienia pn = 4,0 MPa w funkcji stopnia suchości pary. W pracy wykorzystano formułę Thoma [4-6].

Obliczenie ciśnienia statycznego w przepływie dwufazowym wymaga znajomości tzw. współczynnika wypełnienia (void fraction) związanego z różną prędkością poruszania się cieczy i pary. Przy braku poślizgu obu faz współczynnik wypełnienia łatwo obliczyć z ciśnienia i masowego udziału pary X (stopnia suchości). W rzeczywistości para porusza się nieco szybciej od



cieczy i jest jej pozornie mniej.

Kluczowe dla jakości obliczeń cyrkulacji jest określenie lokalnego strumienia ciepła do ścian komory. W modelu wykorzystuje się do tego celu obliczenia trójwymiarowe. Obliczenia konturów cyrkulacyjnych kotła z naturalnym obiegiem wody wykonano dla wydajności 4 – 20 t/h. Opracowano schematy konturów cyrkulacyjnych według konstrukcji kotła, a obliczenia wykonano dla następujących parametrów termodynamicznych i geometrycznych:

- parametry termodynamiczne:
  - ciśnienie w walczaku  $p$ , mpa
  - temperatura wody zasilającej  $t$ , °C
  - entalpia wody zasilającej  $i$ , kJ/kg
  - entalpia wody na linii nasycenia  $i$ , kJ/kg
  - ciepło parowania  $r$ , kJ/kg
- parametry konstrukcyjne :
  - średnica wewnętrzna rur wznoszących  $d$ , m
  - liczba rur wznoszących  $n$
  - średnica wewnętrzna rur opadowych  $d$ , m
  - liczba rur opadowych  $n$
  - przekrój wewnętrzny rur wznoszących  $f$ , m<sup>2</sup>
  - przekrój wewnętrzny rur opadowych  $f$ , m<sup>2</sup>
  - liczba tarcia dla rur wznoszących  $\lambda_{ow}$ , 1/m
  - liczba tarcia dla rur opadowych  $\lambda_{ow}$ , 1/m

Na podstawie wyników obliczeń trójwymiarowych komory paleniskowej kotła dla spalania i biomasy opracowano wartości mocy cieplnej w poszczególnych charakterystycznych odcinkach wzdłuż wysokości komory paleniskowej. Na podstawie projektu kotła przyjęto długości rur w poszczególnych odcinkach oraz przyjęto długość rury opadowej. Określono współczynniki oporów miejscowych rur opadowych oraz wznoszących i wykonano standardowe obliczenia cyrkulacji metodą iteracyjną wyznaczono wartość prędkości obiegu wody.

Obliczenia cyrkulacji dla szeregu obciążeń wymagały wykonania kilku testów 3-D dla określenia wymiany ciepła w komorze paleniskowej – dokładniej dla uzyskania lokalnych rozkładów strumieni ciepła do ścian komory dla różnych obciążeń.

Następnie dla zadanego ciśnienia czynnika w układzie przy pomocy obliczeń 0-D wyznaczono temperaturę wody zasilającej walczak. Przyjmowano tu teoretycznie maksymalną instalacji na biomasę. W praktyce ilość biomasy dla niskich obciążeń może determinować ko-

nieczność zasilania paliwem wspomagającym w nieco większej ilości.

W kolejnym kroku prowadzono obliczenia cyrkulacji. Analizowano rozkład szybkości czynnika u wejścia do rur wznoszących. Kiedy szybkość czynnika w jednym z konturów zwykle blisko narożnika była mniejsza od 0,5 m/s obniżono ciśnienie w układzie powtarzając obliczenia.

Lokalne opory przepływu powstałe w odgięciach dla okien wlotowych i ich częściowa izolacja termiczna nie wpływa w widoczny sposób na cyrkulację czynnika w całym zakresie obciążeń kotła.

Na rys. 13 przedstawiono obliczeniową zależność dopuszczalnego ciśnienia w walczaku od wydajności kotła zapewniającego dostateczną cyrkulację czynnika w rurach ekranowych komory paleniskowej.

Całkowicie bezpieczne obniżenie mocy kotła niezależnie od geometrii rur skrajnego konturu wymaga jednoczesnego obniżenia ciśnienia zgodnie z charakterystyką podaną na rys. 13. Pole pod krzywą zapewnia utrzymanie na wejściu do rur ekranowych skrajnego konturu prędkości powyżej 0,5 m/s.

Teoretycznie istnieje możliwość obniżenia minimum technicznego pracy kotła do 10% obciążenia cieplnego komory paleniskowej, przy którym zachowana zostanie bezpieczna prędkość czynnika chłodzącego na wejściu do rur ekranowych skrajnego konturu ściany ekranowej. Stwierdzenie to dotyczy wyłącznie obiegu wodnego, przy odpowiednio obniżonym ciśnieniu w walczaku ( wykres na rys. 13).

10% minimum techniczne kotła wynika jedynie z reżimu hydromechanicznego, obiegu czynnika chłodzącego w rurach ekranowych konturów ścian komory kotła. Wartość ta jest jednak zaniżona w stosunku do gwarantowanych parametrów pracy urządzeń pomocniczych instalacji, takich jak urządzenia układu przygotowania i podawania biomasy, urządzenia przygotowania i zasilania instalacji w wodę kotłową, olej termalny i olej silikonowy oraz urządzenia układu odprowadzania i oczyszczania spalin, układu odprowadzania popiołu oraz aparatury kontrolno-pomiarowej, której dopuszczalny zakres pracy, w wykonaniu fabrycznym rozpoczyna się od 20% obciążenia lub od 20% skali pomiarowej.

[15] Przywarska B.: Odpady komunalne źródłem energii odnawialnej  
Recykling 2009 Nr 7-8 (103-104)

[16] Pająk T.: Spalanie odpadów komunalnych – potrzeby, realia, perspektywy budowy. Termiczne unieszkodliwianie odpadów. Restrukturyzacja procesów termicznych. Praca zbiorowa pod redakcją J.W. Wandrasza. Wyd. Futura Poznań 2007.

[17] Ściężko M., Zawada J., Pronobis M.: Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową. Energetyka i ekologia 2006 Nr 43.

[18] Kruczek St.: Kotły Oficya wydawnicza Polit.Wrocław Wrocław 2001.

[19] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 21 marca 2002r. W sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów (dz.U.nr 37 z 2002 r, poz 339 + zmiana Dz.U. Nr 1 z 2004r poz.2)

[20] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 22005 w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. Nr 260 z 2005r, poz. 2181)

[21] Głąbik R., Rzepa K., Modliński Z., Sikorski Q.W., Kosiołek-Herbuś A., Karcz H.: Obliczenia cieplne kotła OP-150 dla różnych udziałów energetycznych biomasy w paliwie. Międzynarodowa X Konferencja Kotłowa 2006 pt. „Aktualne Problemy Budowy i Eksploatacji Kotłów” Szczyrk, „Orle Gniazdo” 17-20 październik 2006. Prace naukowe JM i UE Polit. Śląska 10 th Internationakl Conference on Boiler Technology. Seria Monografie, Konferencje 2006, Z 16, t 1, s 215-235.

[22] Karcz H., Głąbik R., Kosiołek-Herbuś A., Kurzelewski J., Kozakiewicz a., Rzepa K.: Możliwości spalania biomasy w kotłach energetycznych. Konferencja naukowo-techniczna pt. „Nowoczesne technologie spalania węgla i paliw odpadowych” Materiały konferencyjne s 79-92. Szczyrk 15-17 listopada 2006.

[23] Karcz H., Modliński Z., Głąbik R., Kosiołek-Herbuś A., Kurzelewski J.: Wpływ spalania biomasy w przedpalenisku na aerodynamikę kotła energetycznego. Konferencja Naukowo-Techniczna pt. „Nowoczesne technologie spalania węgla i paliw odpadowych” Materiały konferencyjne s 107-120. Szczyrk 15-17 listopada 2006.

[24] Modliński Z., Głąbik R., Rączka P., Kosiołek-Herbuś A., m Karcz H.: Badania teoretyczne cyrkulacji wody w parowniku zmodernizowanego kotła OP-150 współpracującego z przedpaleniskiem na biomasę o mocy cieplnej 40 MW. Konferencja Naukowo-Techniczna pt. „Nowoczesne technologie spalania



węgla i paliw odpadowych" Materiały konferencyjne s 177-190. Szczyrk 15-17 listopada 2006r.

[25] Bernacka J., Pawłowska L.: Zagospodarowanie i wykorzystanie osadów z mieszkich oczyszczalni ścieków. Wybrane problemy. IOS Warszawa 1994.

[26] Siuta J.: Problemy i program gospodarowania osadami ściekowymi w oczyszczalni ścieków w Częstochowie. Materiały na seminarium naukowo-techniczne : Przyrodnicze użytkowanie osadów ściekowych Warszawa, październik 1994,

[27] Siuta J., Pawłowska L.: Wytyczne do przyrodniczego zagospodarowania osadów z oczyszczania ścieków komunalnych i komunalno-przemysłowych. IKŚ Warszawa 1980.

[28] Kempa E.: Przyszłościowa gospodarka osadami. Materiały na krajową konferencję naukowo-techniczną pt.: „Problemy gospodarki osadowej w oczyszczalni ścieków” Częstochowa 1993.

[29] Karcz H., Zembrzusi M., Tracz B., Ładogórski P., Garncarz T., Jodkowski W., Borowik Zb., Wosik W.: Patent nr 164172 z dnia 01.10.1990r. Pt.: „Palnik do spalania paliwa ciekłego”

[30] Karcz H.: Patent nr 181624 z dnia 18.01.1997r. Pt.: „ Układ zapłonu ciężkich paliw płynnych w komorze spalania kotła energetycznego”

[31] Karcz H.: Patent nr 351191 z dnia 14.12.2001r pt.: „Zespół dozoru płomienia”

[32] Peters W.: Kinetik heterogener Reaktionen bei der Verbrennung fester Brennstoffe. VDI Berichte, 1970 Nr 146, s 10-14.

[33] Loison R., Chauvin T.: Pyrolyse rapide du charbon. Chimie et Ind. 91, 1964 s 269-275.

[34] Badzioch S., Hawksley P.G.W.: Kinetiks of Thermal Decomposition of Pulverized Coal Particles, Inc. Eng.Chem.Process Des Develop. Vol 9, 1970, Nr 4 s 521-530.

[35] Nsakala Ya Nsakala, Essenhig R.H., Walker P.L. Jr.: Studies on Coal Reactivity: Kinetics of Lignite Pyrolysis in Nitrogen at 800°C. Combustion Science and Technology, Vol. 16, 1977, s 153-163.

[36] Mastalerz P.: Chemia organiczna Wyd. PWN Warszawa 1986.

[37] Kupryszewski G.: Wstęp do chemii organicznej. Wydanie PWN Warszawa 1977, 1988.

[38] Ścierański W., Nadziałkiewicz J.: Zapłon paliw odpadowych w warstwie usypanej na ruszcie stałym. Książka Wandrasz J.W., Nadziałkiewicz J.: „Paliwa z odpadów” Tom II Gliwice 2000.

[39] Schaeft A.: Verfahrenstechnischer Stand der Triocknung Und Vrer brennung von Klaerschlam KABV Komunaler Abfallbeseitigung Saar. Zbiór mat. 7 abfallwirtschaftlichen Technologium Saarbrucken 1987 ref. 13.

[40] Karcz H., Butmankiewicz T.:

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, gwarantowanym zakresem minimalnej pracy instalacji przy zachowaniu wszelkich wymogów bezpiecznej pracy oraz gwarancji dostawców urządzeń pomocniczych i aparatury kontrolno-pomiarowej, minimum techniczne instalacji należy przyjąć na poziomie 20% obciążenia znamionowego.

## 8. Przepisy i normy prawne.

Przedmiotowa instalacja spełnia wymagania obowiązkowego prawa w zakresie ochrony środowiska, a w szczególności niżej wymienionych ustaw i wynikających z nich aktów wykonawczych:

- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 – Prawo Ochrony Środowiska (Dz.U.Nr 62, poz 627 z późniejszymi zmianami)
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 o odpadach (Dz.U.Nr 62 poz. 628 z późniejszymi zmianami)
- Ustawa z dnia 18 lipca 2001 – Prawo Wodne (Dz.U. Nr 115 poz.1229 z późniejszymi zmianami)
- Ustawa z dnia 27 lipca 2001 o wprowadzeniu ustawy – Prawo ochrony środowiska, ustawy o odpadach oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz.U.Nr 100, poz 1085 z późniejszymi zmianami)

Zostanie opracowany raport o oddziaływaniu przedmiotowej instalacji na środowisko.

Zakres instalacji obejmować będzie:

- montaż instalacji do przygotowania i podawania biomasy oraz paliwa wspomagającego
- montaż obrotowej komory suszenia i odgazowania biomasy, komory fluidalnej spalania gazów pirolitycznych i karbonizatu, komory separacji, komory dopalania oraz ciągu konwekcyjnego
- montaż instalacji odprowadzania oraz oczyszczania spalin
- montaż układu turbogeneratorów
- montaż układu wody zasilającej
- montaż układu paliwa wspomagającego
- montaż układu doprowadzania mocy układu oleju termalnego
- budowę dróg dojazdowych i placów manewrowych

Podstawowymi potencjalnymi zagrożeniami

dla środowiska wynikającymi z projektowanej instalacji będą: emisja zanieczyszczeń do powietrza, do gleby oraz wytwarzanie odpadów.

Zostaną przeprowadzone analizy, potwierdzające tezę, że projektowana instalacja nie wpłynie na pogorszenie jakości środowiska naturalnego, a realizacja zakładanych środków minimalizujących oddziaływanie inwestycji spowoduje, że dopuszczalne standardy jakości środowiska będą dotrzymane.

Minimalizacja ujemnych oddziaływań projektowanej instalacji na środowisko polega na:

- automatyzacji prowadzenia procesu spalania oraz oczyszczania spalin w sposób gwarantujący nie przekraczanie określonych w raporcie poziomów emisji substancji do powietrza atmosferycznego
- wykorzystanie ciepła ze spalania biomasy do wytwarzania energii elektrycznej i energii cieplnej do celów technologicznych i grzewczych
- odizolowaniu od gruntu miejsc, gdzie może wystąpić jego potencjalne zanieczyszczenie (rejon załadunku odpadów)
- segregacji odpadów
- gromadzeniu odpadów w wyznaczonych miejscach
- przekazaniu odpadów wyspecjalizowanym firmom posiadającym niezbędne pozwolenia na utylizację lub recykling
- podczyszczania wód opadowych odprowadzających z dróg i terenów utwardzonych.
- Eksploatacja instalacji nie jest związana z koniecznością ustanawiania obszaru ograniczonego użytkowania oraz nie będzie naruszać interesów osób trzecich.

Celem raportu na środowisko jest analiza i ocena:

- bezpośredniego i pośredniego oddziaływania przedsięwzięcia na poszczególne elementy środowiska i zdrowie ludzi oraz warunki życia ludzi, dobra materialne, dobra kultury, dostępność do złóż kopalin, dla przyjętych rozwiązań technologicznych, budowlanych i instalacyjnych, a także wzajemnych oddziaływań między wymienionymi czynnikami,
- możliwość oraz sposób zapobiegania i ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko,



- ustalenie wymaganego zakresu monitoringu.

### 8.1. Zakres opracowania raportu oddziaływania na środowisko

Zakres opracowania raportu jest zgodny z ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska oraz ustawą z dnia 18 maja 2005 r. O zmianie ustawy Prawo Ochrony Środowiska oraz niektórych innych ustaw obejmuje:

1. Opis planowanego przedsięwzięcia a w szczególności:

- charakterystykę całego przedsięwzięcia i warunki wykorzystania terenu w fazie realizacji i eksploatacji,
- główne cechy charakterystyczne procesów produkcyjnych,
- przewidywane wielkości emisji, wynikające z funkcjonowania planowanego przedsięwzięcia.

2. Opis elementów przyrodniczych środowiska objętych zakresem przewidywanego oddziaływania planowanego przedsięwzięcia

3. Opis istniejących w sąsiedztwie lub bezpośrednim zasięgu oddziaływania planowanego przedsięwzięcia zabytków chronionych.

4. Opis analizowanych wariantów wraz z uzasadnieniem ich wyboru, w tym wariantu:

- polegającego na niepodjęciu przedsięwzięcia
- najkorzystniejszych dla środowiska.

5. Określenie przewidywanego oddziaływania na środowisko analizowanych wariantów, w tym również w wypadku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej, a także możliwego transgranicznego oddziaływania na środowisko.

6. Uzasadnienie wybranego wariantu, ze wskazaniem jego oddziaływania na środowisko, w szczególności na ludzi, zwierzęta, rośliny, powierzchnie ziemi, wodę powietrze, klimat, dobra materialne, dobra kultury, krajobraz oraz wzajemne oddziaływanie między tymi elementami.

7. Opis przewidywanych znaczących oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko, obejmujący bezpośrednie, pośrednie, wtórne, skumulowane, krótko, średnio i długoterminowe, stałe i chwilowe oddziaływania na środowisko wynikające z:

- istnienia przedsięwzięcia

- wykorzystania zasobów środowiska

- emisji oraz opis zastosowanych metod prognozowania

8. Opis przewidywanych działań mających na celu zapobieganie, ograniczenie lub kompensacje przyrodniczą negatywnych oddziaływań na środowisko.

9. Przedstawienie zagadnień w formie graficznej.

10. Analizę możliwych konfliktów społecznych związanych z planowanym przedsięwzięciem.

11. Przedstawienie propozycji monitoringu oddziaływania planowanego przedsięwzięcia na etapie jego budowy i eksploatacji.

12. Wskazanie trudności wynikających z niedostatku techniki lub luk we współczesnej wiedzy, jakie napotkano opracowując raport.

13. Streszczenie w języku niespecjalistycznym informacji zawartych w raporcie.

14. Nazwisko osoby lub osób sporządzających raport.

15. Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu.

16. Wskazanie czy dla planowanego przedsięwzięcia konieczne jest ustanowienie obszaru ograniczonego użytkowania oraz określenie granic takiego obszaru, ograniczeń w zakresie przeznaczenia terenu, wymagań technicznych dotyczących obiektów budowlanych i sposobów korzystania z nich.

17. Na etapie pozwolenia na budowę: określenia stopnia i sposobu uwzględnienia ustaleń dotyczących ochrony środowiska, zawartych w decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz innych decyzjach administracyjnych dotyczących ochrony środowiska. Raport zawierał będzie informacje ze szczególnością i dokładnością odpowiednio do posiadanych danych uzyskanych od inwestora.

### 8.2. Zagadnienia prawne

Zagadnienia prawne warunkujące sporządzenie Raportu oddziaływania na środowisko.

Zgodnie z par. 2 ust 1 pkt.4.0 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004r. W sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporzą-

Dno sitowe w komorach kotłów fluidalnych.

Wzór użytkowy do zgłoszenia W 117184 z dnia 2007.12.24

[41] Karcz H., Butmankiewicz T.: Dno sitowe kotła fluidalnego. Wzór użytkowy 63257 z dnia 2004.07.29.

[42] Walter H.: Numerical Simulation of the Dynamic Behaviour of Natural Circulation Steam Generators. PhD Thesis, Vienna University of Technology 2000.

[43] Friedel L.: Improved Friction Pressure Drop Correlations for Horizontal and Vertical Two-Phase Pipe Flow. European Two-Phase Group Meeting, Ispra, Italy, June 5-8 1979, Paper E2, pp 1-25.

[44] Jesus Moreno Quiben, Experimental and analytical study of two-phase pressure drops during evaporation in horizontal tubes.

These No 3337 (2005), Lausanne. EPFL 2005.

[45] M.M. Awada and Y.S. Muzychkab, A Simple Asymptotic Compact Model For Two-Phase Frictional, Pressure Gradient In Horizontal Pipes, Proceedings of Omace 2004, ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, November 13-19 2004, mAnahaim, California.

[46] J.R.S. Thom, Prediction Of Pressure During Forced Circulation Boiling Of Water, Int J.Heat Mass Transfer, vol 7 1964.







dzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U. Nr 257, poz. 2573) oraz Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10 maja 2005r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U. Nr 92, poz.769), sporządzenia raportu oddziaływania na środowisko wymagają: "instalacje do odzysku lub unieszkodliwiania odpadów innych niż niebezpieczne przy zastosowaniu procesów termicznych lub chemicznych, w tym instalacje do krakingu odpadów".

Zgodnie z art. 50 ust 1 jeżeli wymagane jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, wnioskodawca dołączy go do wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Niniejszy raport może stanowić załącznik do wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Podstawowymi aktami prawnymi w zakresie objętym opracowaniem są:

- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U.Nr 62, poz. 627 z późniejszymi zmianami),
- Ustawa z dnia 18 maja 2005 r. O zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. Nr 113, poz. 954),
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. O odpadach (Dz.U. Nr 62 poz. 628)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004 r. W sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U.Nr 257, poz. 2573),
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10- maja 2005 r. Zmieniające rozporządzenie w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu

o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U.Nr 92, poz. 769),

- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 29 lipca 2004 r. W sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz.U. Nr 178, poz. 1841).

## 9. WNIOSKI

1. Energetyczny recykling biomasy pochodzącej z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) oraz z odpadów w postaci Formowanych Alternatywnych Paliw Energetycznych (FAPE) w elektrociepłowni przy pomocy technologii typu „K” zapewnia całkowite i zupełne spalanie bez powstawania odpadów i emisji substancji szkodliwych do otoczenia.
2. Uzyskany w trakcie procesu spalania popiół nie zawiera substancji palnych w postaci karbonizatu składającego się z pierwiastka C, lecz stanowi cenny surowiec do produkcji nawozów fosforowych, potasowych i wapniowo – magnezowych.
3. Energetyczny recykling biomasy przy pomocy technologii typu „K” zapewnia proces spalania, w którym gazy spalinowe metodą „pierwotną” posiadają ograniczone poniżej 150 mg/m<sup>3</sup> zawartości NO<sub>x</sub>, po niżej 100 mg/m<sup>3</sup> zawartości SO<sub>2</sub> i poniżej 10 mg/m<sup>3</sup> ograniczona zawartość CO, posiadają śladowe ilości sadzy, oraz zawartość lotnego popiołu poniżej 10 mg/m<sup>3</sup> i nie posiadają mierzalnych ilości dioksyn i furanów.
4. Skojarzony proces produkcji energii w układzie kogeneracji pozwala uzyskać sprawność termodynamicznej przemiany chemicznej energii biomasy w użytkową energię elektryczną i ciepłą na poziomie 60-62%.
5. Hybrydowy układ kogeneracji i generatora ORC pozwala optymalnie wykorzystać energię chemiczną biomasy w celu wytworzenia użytkowej energii elektrycznej i energii ciepłej na poziomie 70-74% przy bezwzględnym zachowaniu dopuszczalnych zakresów emisji substancji szkodliwych.
6. Dla bezpiecznej pracy instalacji ze względu na ciąg spalinowo-gazowy wystarczającym czynnikiem jest utrzymanie regulowanej wartości ciśnień w komorze obrotowej na poziomie 40-50 Pa.



7. Dopuszczalne jest awaryjne wygaszenie instalacji (szacunkowo na czas około 30 min) napełnionej biomasą przy wykorzystaniu naturalnego ciągu kotła – przy nagłej „utracie” wentylatora spalin. Powolne schładzanie spalin poprawia ich wentylację.
8. Najmniejsze podciśnienia spalin panują w górnej części fluidalnej komory paleniskowej, w związku z czym powinny być bacznie obserwowane, a przy pojawieniu się nadciśnienia, szczególnej obserwacji wymaga poziom emisji CO z instalacji – kontrola zupełnego spalania.
9. Podczas pracy kotła z obciążeniem nominalnym i ciśnieniu w walczaku  $p_n = 4.2$  MPa nie występuje w kotle zagrożenie przegrzania rur ekranowych kotła spowodowanego spadkiem cyrkulacji naturalnej w określonym konturze cyrkulacyjnym. Najmniej korzystne warunki cyrkulacji czynnika występują w skrajnym konturze (obejmującym 11 rur) ściany bocznej. Wynika to ze słabego ogrzewania rur w tym rejonie.
10. Podczas pracy kotła ze zmiennym obciążeniem (120 – 20%) i stałym ciśnieniu w walczaku  $P_n=4,2$  MPa prędkości czynnika na wejściu do rur ekranowych skrajnego konturu spadają do 0,3 m/s. Jednak biorąc pod uwagę ogólnie bardzo mały stopień suchości pary w rurach ekranowych i brak niekorzystnych odgięć rur w tym konturze można przyjąć, że cyrkulacja w całym kotle jest w tych warunkach dostateczna.
11. Minimalną prędkość wody w rurach ekranowych parownika powyżej 0,5 m/s przy różnych obciążeniach cieplnych kotła zapewnia określone ciśnienie w walczaku, które obniża się do wartości około 3,35 MPa dla 10% obciążenia nominalnego.
12. Minimum techniczne pracy instalacji kotłowej, opalanej biomasą o wartości opałowej około 10 000 kJ/kg z uwagi na zapewnienie bezpiecznej prędkości czynnika grzewczego na wejściu do rur ekranowych komory spalania może wynosić około 10% nominalnej wydajności, lecz z uwagi na dopuszczalne minimalne obciążenia urządzeń pomocniczych, minimum techniczne pracy całej instalacji należy określić na poziomie 20% wydajności nominalnej.

- SCHEMAT TECHNOLOGICZNY
1. Bunkier załadowczy biomasy
  2. Podajnik zewnętrzny biomasy
  3. Układ podawania preparatu wapieniowego
  4. Zasobnik przykotłowy
  5. Podajnik biomasy do komory
  6. Podajnik paliwa wspomagającego
  7. Komora obrotowa
  - 7.1. Napęd komory
  - 7.2. Płyta czołowa
  - 7.3. Kanał uszczelniający płytę czołową komory
  - 7.4. Kanał powietrza „pierwotnego”
  8. Zasobnik materiału inertnego
  9. Kołora fluidalna
  - 9.1. Komora fluidalna spalania gazów pirolizacyjnych
  - 9.2. Złoże fluidalne
  - 9.3. Dno dyszowe
  - 9.4. Skrzynia gazu fluidacyjnego
  - 9.5. Feston górny
  - 9.6. Palińnik zapłonowy
  - 9.7. Dysza powietrza „wrtórnego”
  - 9.8. Dysza powietrza „trzeciego”
  - 9.9. Układ pomiaru ciśnienia
  - 9.10. Układ pomiaru temperatur
  10. Wentylator gazu fluidacyjnego
  - 10.1. Wentylator powietrza fluidacyjnego
  - 10.2. Wentylator spalin fluidacyjnych z recykulacji
  11. Układ odprowadzania popiołu
  - 11.1. Wanna żużłowa
  - 11.2. Kanał odprowadzania popiołu e złoża fluidalnego
  - 11.3. Kanał odprowadzający popiół z komory dopalania
  12. Komora separacji
  - 12.1. Feston dolny
  13. Komora dopalania
  - 13.1. Dysza powietrza „trzeciego”
  - 13.2. Palińnik dopalający
  - 13.3. Przegrzewacz grodziowy
  14. Feston „wylotowy”
  14. Walczak
  15. Rury opadowe
  - 15.1. Kolektor zasilający komorę fluidalną
  - 15.2. Kolektor zasilający komorę dopalania
  - 15.3. Pompa recykulacyjna
  - 15.4. Kolektor odprowadzający mieszanki parowo-wodne do walczaka
  16. Kanał konwekcyjny
  - 16.1. Przegrzewacz pary
  - 16.2. Podgrzewacz wody
  - 16.3. Podgrzewacz powietrza
  - 16.4. Podgrzewacz oleju termalnego
  17. Stacja redukcyjno-schładzająca pary wodnej
  18. Turbozespół parowy
  - 18.1. Kondensator pary
  - 18.2. Chłodnia wody chłodzącej
  - 18.3. Podgrzewacz regeneracyjny
  - 18.4. Odbiorniki ciepła
  - 18.5. Odgazowywacz
  - 18.6. Stacja przygotowania wody surowej
  - 18.7. Pompy zasilającego
  19. Generator ORC
  - 19.1. Schładzacz par oleju silikonowego
  - 19.2. Odbiorniki ciepła
  - 19.3. Podgrzewacz regeneracyjny oleju silikonowego
  - 19.4. Pompa cyrkulacyjna oleju silikonowego
  - 19.5. Parownik oleju silikonowego
  - 19.6. Naczynie wyrównawcze oleju termalnego
  20. Wentylator „zimnego” powietrza zasilającego palińki paliwa wspomagającego
  21. Wentylator „zimnego” powietrza I, II, III, IV
  22. Wentylator powietrza zasilającego podgrzewacz powietrza
  23. Multicyklon
  24. Filtr workowy
  25. Skruber
  26. Podgrzewacz spalin
  27. Wentylator wyciągowy spaliniowego
  28. Stacja monitoringu palinowego
  29. Komin.

Rys. 16. Schemat instalacji

