

University of Agriculture in Krakow
Faculty of Production and Power Engineering

**KIERUNKI ROZWOJU EKOENERGETYKI
W POLSKIM ROLNICTWIE**

**Florian Adamczyk, Jacek Dach, Damian Janczak,
Jakub Lenarczyk, Ilona Rzeźnik, Wojciech Rzeźnik,
Robert Szulc, Zbyszek Zbytek**

Kraków 2014

Patronat naukowy: Komitet Techniki Rolniczej PAN

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Andrzej Myczko – Instytut Technologiczno-Przyrodniczy, Oddział Poznań
dr hab. inż. Dariusz Kwaśniewski – Uniwersytet Rolniczy w Krakowie

Zespół autorów:

dr hab. inż. Florian Adamczyk, prof. nadzw.	Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych, Poznań
dr hab. inż. Jacek Dach, prof. nadzw.	Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
dr inż. Damian Janczak	Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
dr inż. Jakub Lenarczyk	Instytut Technologiczno-Przyrodniczy, O/Poznań
dr inż. Ilona Rzeźnik	Politechnika Poznańska
dr inż. Wojciech Rzeźnik	Instytut Technologiczno-Przyrodniczy, O/Poznań
dr hab. inż. Robert Szulc, prof. nadzw.	Instytut Technologiczno-Przyrodniczy, O/Poznań
dr hab. inż. Zbyszek Zbytek, prof. nadzw.	Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych, Poznań

Redakcja naukowa:

Robert Szulc, Jacek Dach

Opracowanie redakcyjne:

Maciej Kuboń

Projekt okładki: Jacek Dach

Wydawca:

Polskie Towarzystwo Inżynierii Rolniczej w Krakowie (2014)

ISBN 978-83-64377-06-8

Druk i oprawa:

NOVA SANDEC
ul. Lwowska 143, 33-300 Nowy Sącz
tel. +48 (18) 547 45 45
Ark. wyd. xxx; ark. Druk. xxx
Nakład: xxx egz. Printing in 2014

Wykaz najważniejszych definicji i pojęć stosowanych w monografii.....
Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń zastosowanych w pracy
Wstęp

Rozdział 1. Rolnictwo energetyczne – biomasa rolnicza
1.1. Wstęp.....
1.2. Słoma.....
1.3. Rośliny wieloletnie

Rozdział 2. Biopaliwa
2.1 Definicja i podział biopaliw
2.2. Biopaliwa stałe
2.3. Biopaliwa płynne.....
2.4. Biopaliwa gazowe.....

Rozdział 3. Odzysk i produkcja ciepła z budynków inwentarskich
3.1. Dój i wstępna obróbka mleka
3.2. Mycie instalacji udojowej.....
3.3. Wentylacja pomieszczeń inwentarskich
3.4. Wymienniki gruntowe. Pompy ciepła
3.5. Energia słoneczna – cieczowe kolektory słoneczne
3.6. Płyty obornikowe i zbiorniki na gnojowicę.....

Rozdział 4. Efektywność energetyczna i ekonomiczna biogazowni z wykorzystaniem
różnych substratów
4.1. Wstęp.....
4.2. Metodyka obliczeń parametrów energetycznych instalacji
4.3. Metodyka obliczeń parametrów ekonomicznych instalacji.....

Rozdział 5. Odzysk ciepła z podłoża egzotermicznego w tuczarni na głębokiej
ściółce
5.1. Źródło pozyskiwania ciepła - stanowisko badawcze.....
5.2. Analiza energetyczna dolnego źródła
5.3. Analiza ekonomiczna dolnego źródła.....

Spis treści

Rozdział 6. Fotowoltaiczna konwersja energii słonecznej.....

- 6.1. Bezpośrednie metody konwersji energii promieniowania słonecznego .
- 6.2. Fotoogniwa
- 6.3. Warunki słoneczne w Polsce
- 6.4. Zalety i wady technologii fotowoltaicznej.....

Literatura.....

Aneks

WSTĘP

Polityka gospodarowania energią oraz ukierunkowanie jej na uwzględnienie ochrony środowiska powoduje wzrost zainteresowania Odnawialnymi Źródłami energii (OZE). Wykorzystanie OZE w ramach potrzeb energetycznych Polskiego rolnictwa zwiększa się stopniowo. W 1996 roku wynosiło ono 14%, a w 2002 roku – 15%. Prognozy (Podkówa 2004) mówią o 21% wykorzystaniu OZE w rolnictwie w roku 2010. Kierunek ten w Polsce, szczególnie w rolnictwie jest coraz popularniejszy tym bardziej, że potrzeby energetyczne kraju rosną (Uchwała Rady Ministrów 202/2009). Obecnie eksploatowane paliwa kopalne pokrywają około 88% światowego całkowitego zapotrzebowania na energię (Dreszer i in. 2003).

Produkcja rolnicza wymaga znacznych nakładów energii – przede wszystkim w postaci energii elektrycznej oraz paliw. Energia elektryczna jest wykorzystywana głównie do przetworzenia jej na energię ciepłą – do mycia instalacji, pomieszczeń, lokalnego dogrzewania zwierząt, podgrzewania poidel, wody technologicznej, wody sanitarnej w pomieszczeniach technicznych i socjalnych, oraz ogrzewania pomieszczeń. Produkcja zwierzęca oraz związane z nią zabiegi i procesy technologiczne charakteryzują się zarówno znacznymi nakładami energetycznymi, ale też możliwością odzyskiwania energii cieplnej, która może być ponownie wykorzystywana do innych celów.

Perspektywa ciągłego wzrostu cen energii, będąca konsekwencją wyczerpywania się surowców naturalnych oraz obserwowany deficyt energetyczny w świecie, jest powodem rozwoju innowacyjnych technologii wykorzystujących alternatywne źródła energii. Szczególnie rolnictwo dysponuje znacznym potencjałem zasobów energetycznych, dotychczas niewykorzystywanym. Stosowanie odzysku ciepła z rolniczych procesów technologicznych wiąże się również z możliwością minimalizacji nakładów na produkcję rolniczą oraz ochroną środowiska.

Ciągły wzrost liczby ludności oraz rozwoju gospodarczego i przemysłu na świecie, pociąga za sobą zwiększenie zapotrzebowania na energię. Należy jednak zdawać sobie sprawę z konieczności szerszego niż dotychczas wykorzystywania energii z odnawialnych źródeł z uwzględnieniem jednoczesnej ochrony naturalnego środowiska. Zatem nauka stoi przed trudnym zadaniem: zaspokoić ciągły wzrost popytu na energię z jednoczesnym ograniczeniem zanieczyszczenia środowiska naturalnego gazami, pyłami i innymi odpadami pochodzącymi z przetwarzania kopalnych surowców energetycznych. Należy również uwzględnić, że pozyskiwanie energii z odnawialnych źródeł jest ograniczone technicznymi trudnościami, które wynikają głównie z losowej zmienności ilości uzyskiwanej energii elektrycznej i z trudności w magazynowaniu jej nadwyżek, gdy panują korzystne warunki atmosferyczne. Na skutek tego, trudno uzyskać stabilną podaż energii elektrycznej wytwarzanej z energii słonecznej czy z energii wiatru tak, aby była ona konkurencyjna rynkowo z energią z siłowni konwencjonalnych. Z tego również wynika fakt, iż produkcja energii ze źródeł odnawialnych ze względów czysto komercyjnych jest jak podaje Podkówa (2004) nieopła-

calna. Twierdzi on w swych analizach, że dopiero uwzględnienie aspektów ekologicznych i politycznych, ale również gospodarczych, czynią tę produkcję interesującą.

Szczególnie ważnym zagadnieniem jest zapewnienie wystarczających ilości energii dla rolnictwa, ale także możliwość wykorzystania drzemiącego w niej potencjału – dotychczas mało wykorzystywanego. Energia w produkcji zwierzęcej jest jednym z niezwykle ważnych czynników, mających decydujący wpływ na ostateczne ekonomiczne efekty produkcji. Stanowi jeden z głównych składowych kosztów użytkowania maszyn i urządzeń mający bezpośredni lub pośredni wpływ na przebieg chowu zwierząt. Nakłady energetyczne wynikają przede wszystkim z konieczności wentylacji pomieszczeń inwentarskich, lokalnego dogrzewania i oświetlenia pomieszczeń, przygotowywania i zadawania pasz, usuwania odchodów. W przypadku chowu bydła mlecznego wykazano, że znaczne nakłady energetyczne wynikają z przeprowadzania doju i wstępnej obróbki mleka oraz mycia instalacji dojarskiej (Szulc 2004). Z badań własnych autora nad rentownością wybranych gospodarstw rolnych oraz częściowo opublikowanych wyników (Szulc 2005) okazuje się, że roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi od 14455 – do 37774 kWh (255,2-2375,7 kWh·ha⁻¹ UR) oraz 820,0-8805,0 dm³ paliw (44,8-241,9 dm³·ha⁻¹ UR). Zaobserwowano przy tym, iż wraz ze wzrostem powierzchni UR maleje jednostkowe zużycie energii kWh·ha⁻¹ UR i dm³ paliwa·ha⁻¹ UR. 5000 kWh. Inne źródła literaturowe podają, że przy zapotrzebowaniu gospodarstwa rolnego na moc wynoszącego 3,5-6,0 kW potrzeba około 2000kg produktów ropopochodnych lub równoważnej ilości paliw kopalnych. Zasoby tych paliw są jednak ograniczone i wielu uczonych widzi wyjście z trudnej sytuacji w wytwarzaniu silnikowych paliw płynnych z biomasy. Jednak przy dużej skali takiej produkcji może nastąpić zakłócenie biosystemu na skutek nadmiernej eksploatacji lasów. Dlatego jedynym źródłem, które może pokryć zapotrzebowanie rolnictwa na energię, jest zdaniem Osadcja promieniowanie słoneczne (Osadziej 1998). Dalsze w tym kierunku badania Sonnenberga i Graefa wykazały (1999), że energia słoneczna może dostarczać w północnej Europie 0,8 kW·m² w ciągu 1250 h·rok⁻¹. Także materiały opałowe (takie jak m.in. drewno i produkty pochodne, brykiety z węgla brunatnego, odpady drzewne, samosiejki) pochodzące z rolnictwa mogą dostarczać rocznie netto 250 GJ z jednego hektara [<http://www.rwe.com/web/cms/pl/512854/heizprofi/najczesciej-zadawane-pytania/materiały-opalowe/>; <http://www.polskieradio.pl/42/3723/Artykul/1279187,KRUS-jak-bezpiecznie-i-zgodnie-z-prawem-przeprowadzic-wycinke-drzew>]. Z buraków i pszenicy można uzyskiwać etanol o wartości energetycznej 150 GJ·ha⁻¹, oleje roślinne o wartości 15 do 55 GJ·ha⁻¹. W wypadku rzepaku, przy wykorzystywaniu oleju, słomy i makuchów stosunek energii uzyskiwanej do włożonej może wynosić 6:1. W wypadku pszenicy wykorzystywanej w całości (łącznie z ziarnem) do produkcji energii, stosunek energii włożonej do uzyskanej może osiągać nawet 8:1.

W pełni uzasadnione jest intensyfikowanie badań i wdrożeń rozwiązań technicznych w kierunku większego wykorzystania energii – w tym słonecznej w Polsce, tym bardziej, że warunki przyrodnicze sprzyjają temu przedsięwzięciu. Jednym z nich jest stopień nasłonecznienia danego obszaru, a dla Polski wynosi on od 1550 h (w Zakopanem) do 2106 h (w Rzeszowie) (Rocznik Statystyczny 2006).

Prace badawcze wykonywane w Zakładzie Odnawialnych Źródeł Energii Instytutu Technologiczno-Przyrodniczego, mają przede wszystkim na celu badanie przydatności, funkcjonalności i opłacalności nowych technologii i rozwiązań technicznych OZE w wa-

runkach rzeczywistych, laboratoryjnych i półtechnicznych oraz wdrażanie do praktycznego zastosowania urządzeń i technologii poprawnie w tych badaniach zweryfikowanych.

Praca ta ma na celu zapoznać czytelnika i potencjalnego inwestora, rolnika lub hodowcy z najważniejszymi kierunkami badań i praktycznych wdrożeń technologii i rozwiązań technicznych systemów umożliwiających pozyskiwanie oraz odzysk z możliwością ponownego wykorzystania energii w obrębie gospodarstwa rolnego (jak i też zwykłego gospodarstwa domowego). Badania prowadzone w Instytucie Technologiczno-Przyrodniczym są prowadzone w ramach realizacji tematów statutowych oraz prac doktorskich oraz habilitacyjnych i mają na celu nie tylko rozwiązywanie problemów badawczych i uzupełnianie brakującej wiedzy naukowej w zakresie agroenergetyki, lecz także stanowią podstawę do propagowania, rozpowszechniania gotowych i sprawdzonych wielosystemowych rozwiązań technicznych i technologicznych w postaci opatentowanych lub chronionych wzorami użytkowymi instalacji.

Poniższa monografia jest zbiorem bardzo szczegółowo przedstawionych i opisanych w poszczególnych rozdziałach zagadnień oraz wyników badań o bardzo szerokiej tematyce. Tematyka ta jest powiązana wspólnym elementem, który stanowi energia pochodząca z niekonwencjonalnych, odnawialnych i w znacznej też części rolniczych – źródeł.

Autorzy każdego z rozdziałów monografii – stanowiących odrębne i niezależne między sobą części pracy, przedstawili oprócz zagadnienia i zakresu prowadzonych przez siebie badań, także szczegółowe wyniki i rezultaty swej naukowej i rozwojowej działalności na rzecz poprawy efektywności energetycznej i zarazem ekonomicznej polskiego rolnictwa, dając czytelnikom wiedzę praktyczną przydatną dla zwiększenia udziału wykorzystania energii odnawialnej w Polsce.

Jak wiadomo obecnie eksploatowane paliwa kopalne pokrywają około 88% światowego całkowitego zapotrzebowania na energię. Według prognoz Unii Europejskiej na rok 2000, udział odnawialnych źródeł energii miał nie ulegać wyraźnemu zwiększeniu i pozostawać na poziomie ok. 6% energii pierwotnej, (z czego energia wiatru stanowiła 1%, słoneczna 2%, z biomasy 3%). Prognozy na 2005r. dotyczyły już 10%, a 2010r. 15% tego udziału. W Polsce pierwsze miejsce w zużyciu i strukturze zużycia energii zajmuje węgiel kamienny co stanowi ponad 50% udziału w porównaniu z 15% w krajach UE, gdzie z kolei podstawowe źródło stanowi ropa naftowa – ok. 42% (Dreszer i in 2003).

Poziom energochłonności w Polsce na tle innych państw pozwala wnioskować, iż produkcja żywności bazuje nadal niestety na systemie kapitałooszczędnym i pracochłonnym. Polska przed przystąpieniem do Unii Europejskiej, w porównaniu z krajami już z nią stowarzyszonymi, miała wyższy udział paliw stałych w strukturze zużywanych nośników energii, małe zużycie wszystkich rodzajów gazu, wysokie bezpośrednie nakłady energii na 100 ha UR oraz niski poziom zużycia pozostałych nośników energii. Zatem konieczna jest poprawa w Polsce struktury zużywanych w rolnictwie nośników energii.

Z jednej strony zwiększa się światowe zapotrzebowanie na energię, którą nadal wytwarza się w większości przypadków metodami tradycyjnymi, czyli najczęściej degradującymi środowisko. Ponadto stan zniszczenia środowiska wskazuje nie tylko na konieczność nie zwiększania już produkcji energii w dotychczasowy sposób, lecz wręcz jego zmniejszenie. W związku z tym konieczne jest w to miejsce pozyskania nowych źródeł energii i sposobów jej wytwarzania w sposób przyjazny środowisku. Dlatego też coraz intensywniej dąży się do ograniczenia zużycia energii w procesach, w których można zastosować urządzenia i systemy energooszczędne oraz wykorzystujące energię ze źródeł odnawialnych.

Polskę obowiązują założenia Szczytu Rady Europejskiej w zakresie ochrony klimatu, który postawił cele będące propozycją Komisji Europejskiej znanej jako 3 x 20 + 10. Oznacza to, iż państwa członkowskie UE zredukują emisję gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do roku bazowego – 1990r. Ponadto jest przewidziane zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ogólnym zużyciu energii do poziomu 20%. Ostatni element tego równania dotyczy biopaliw, których udział w ogólnym zużyciu należy zwiększyć do poziomu 10% (Żelazny, Ciach 2008).

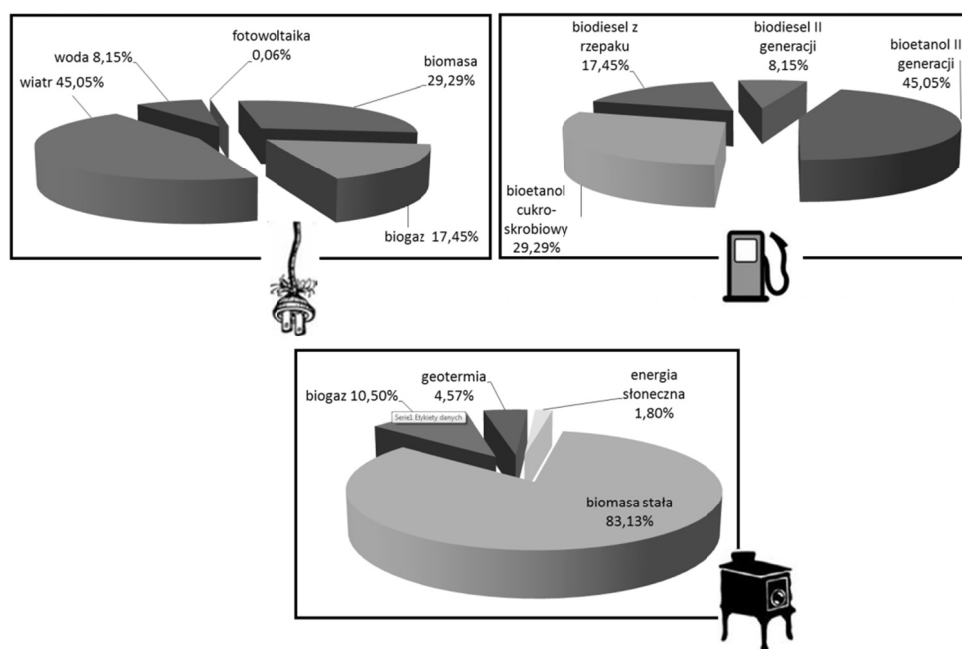
Jako autorzy przekazując zdobytą dotychczas wiedzę i doświadczenie w postaci poniższej monografii, jesteśmy przekonani, iż przyczyni się ona w znacznym stopniu do rozpowszechnienia i zwiększenia świadomości społecznej, iż pozyskiwanie energii ze źródeł niekonwencjonalnych i skuteczne ograniczenie jej zużycia w gospodarstwie rolnym i domowym jest coraz łatwiejsze, tańsze i leży w zasięgu możliwości większości rolników i hodowców, ale także ułatwi naukę studentom uczelni technicznych o specjalności ekoenergetyka.

Rozdział 1.

ROLNICTWO ENERGETYCZNE – BIOMASA ROLNICZA

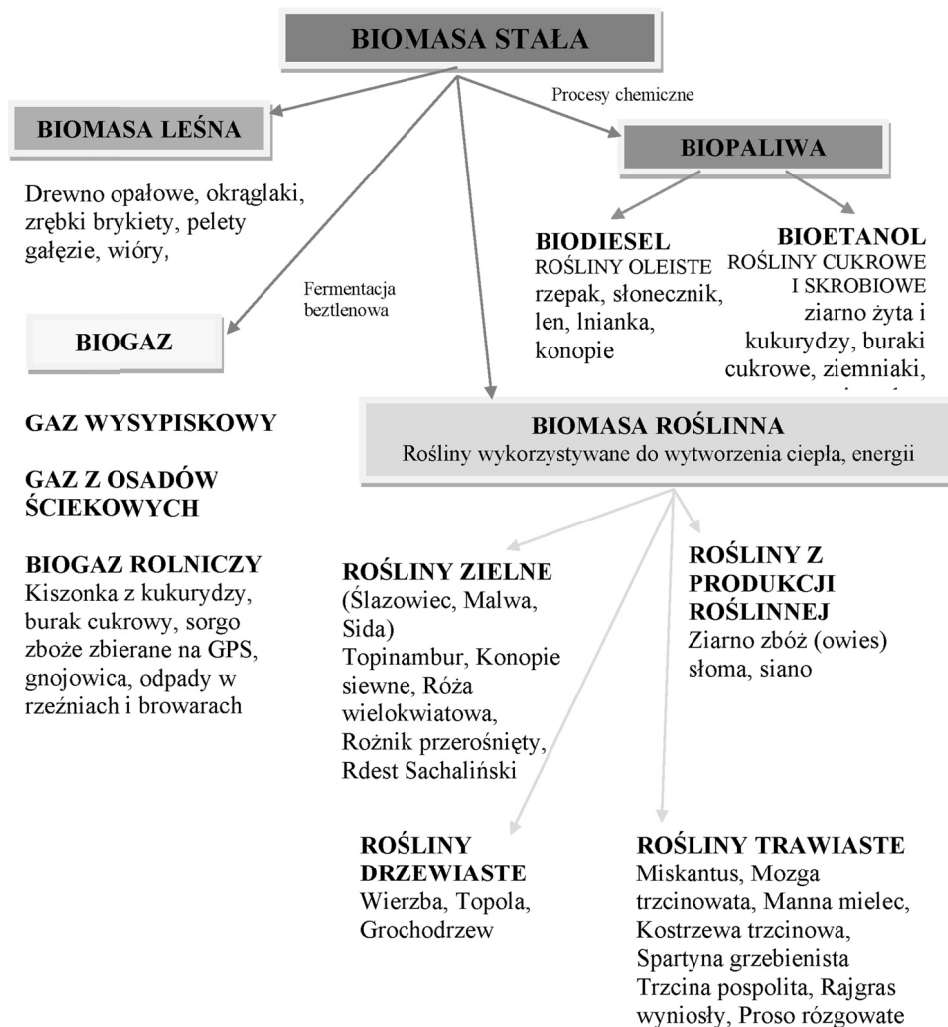
1.1. Wstęp

Nadprodukcja żywności w niektórych państwach powoduje konieczność konkurowania na światowym rynku żywnościowym, tym samym wymusza zmiany w doborze uprawianych roślin i powierzchni ich uprawy. Współczesne rolnictwo coraz więcej gruntów przeznacza pod uprawę roślin na cele energetyczne. Ponadto, zmienność warunków pogodowych znacząco wpływa na kierunki produkcji rolnej. Analizując dane GUS [GUS 2013] należy stwierdzić, że następuje spadek powierzchni użytków rolnych, w tym również powierzchni gruntów ornych. Grunty te przeznacza się w szczególności na potrzeby infrastruktury drogowej i budownictwa mieszkalnego oraz pod uprawę roślin przeznaczonych na cele energetyczne. Współczesne rolnictwo, obok produkcji żywności i pasz, wytworzone nadwyżki produkcji przeznacza na cele energetyczne. Powszechne staje się stwierdzenie, że rolnictwo powinno dostarczać i stać się źródłem paliw i energii ze źródeł odnawialnych.



Źródło: opracowanie własne

Rysunek 1.1. Zapotrzebowanie na energię finalną brutto z OZE (%). Opracowanie własne na podstawie „Progniza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.”



Źródło: opracowanie własne

Rysunek 1.2. Źródła pozyskania biomasy na cele energetyczne

Wyczerpywanie nieodnawialnych zasobów paliw kopalnianych staje się faktem. Skutkiem tego następuje wzrost ich cen, co generuje obawy o bezpieczeństwo energetyczne i uzależnienie państw od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych (Roszkowski, 2008). Potrzeba uniezależnienia się od tych czynników powoduje, że wzrasta znaczenie odnawialnych źródeł energii (OZE), czyli źródeł wykorzystujących w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy. Przyjęty dla Unii Europejskiej

Pakiet klimatyczno-energetyczny zobowiązuje kraje członkowskie do zmniejszenia o 20% emisji gazów cieplarnianych, wzrost o 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii i wzrost o 20% efektywności wykorzystania energii przez zmniejszenie jej zużycia. Polska przyjęła, że udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r. będzie wynosić 15%.

W warunkach krajowych energia z OZE obejmuje energię z bezpośredniego wykorzystania promieniowania słonecznego, biomasy stałej, biogazu, wiatru, wody, biopaliw ciekłych i zasobów geotermalnych, a także energię otoczenia pozyskiwana przez pompy ciepła. Z analizy prognozy zapotrzebowania na energię finalną brutto z OZE (%) w 2030 r. (Prognoza, 2009) wynika, że z ogólnego bilansu wytworzenia energii finalnej brutto pozyskanej z OZE, aż 56,82% ma pochodzić z OZE (rys.1.1.).

Wiadomym jest, że biomasa jest najstarszym źródłem energii. Do napędzania pierwszych maszyn parowych wykorzystywano drewno. Również produkcja energii finalnej w większości oparta jest na biomase stałej. Biomase definiuje się jako organiczne, niekopalne substancje o pochodzeniu biologicznym, które mogą być wykorzystywane w charakterze paliwa do produkcji ciepła lub wytwarzania energii elektrycznej (GUS, 2012). Obecnie biomasa pozyskiwana jest z wysoko plonujących roślin i przeznaczona jest do wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej. Biomase na cele energetyczne pozyskuje się z wielu źródeł (rys. 1.2.).

Należy przyjąć, że z produkcji rolniczej należy wykorzystywać na cele energetyczne tylko to, co jest nadprodukcją lub stanowi odpad. Wyprodukowanie przez rolnictwo odpowiedniej ilości biomasy na cele energetyczne wymaga opracowania i wdrożenia nowych technologii jej produkcji oraz opracowanie nowych środków technicznych wykorzystywanych w tych technologiach. Wiąże się to z wdrożeniem wysoko produkcyjnych odmian i gatunków roślin [Szyszko i in. 2009]. Dostosowanie środków technicznych rolnictwa do nowych systemów produkcji jakim jest rolnictwo precyzyjne, rolnictwo energetyczne czy też rolnictwo zrównoważone, powinno spowodować wzrost produkcji płodów rolnych, przy stałym poziomie konsumpcji i produkcji zwierzęcej. Powstała nadwyżka m. in. ziarna, może być wykorzystana głównie do produkcji biopaliw ciekłych. Innym sposobem zwiększenia plonu ziarna jest możliwość wdrażania postępu biotechnologicznego wykorzystując organizmy modyfikowane genetycznie tzw. GMO.

1.2. Słoma

Znaczącym odpadowym surowcem energetycznym pochodzenia rolniczego jest słoma. Spadek pogłowia zwierząt hodowlanych w kraju spowodował powstawanie nadwyżki słomy. Słoma może pochodzić z upraw zbóż, rzepaku i innych roślin, np. bobowatych. Aby oszacować nadwyżkę słomy, przeznaczonej na cele energetyczne, należy od zebranej słomy odjąć słomę potrzebną na zaspokojenie potrzeb produkcji zwierzęcej, tzn. na ściólkę i paszę oraz słomę wykorzystywaną na cele nawozowe w formie przyorania (reprodukcja materii organicznej w glebie). Szacuje się, że nadwyżki słomy w Polsce wynoszą od 4 do 5 mln ton (wilgotność 15-20%) i zmieniają się w zależności od zbiorów słomy. Największe nadwyżki słomy występują w województwach pomorskim i opolskim, minimalne w województwie małopolskim, a niedobór w województwie podlaskim. Zbiory słomy ze zbóż podstawo-

wych (GUS) są zmienne w roku. W 2010 r. wynosiły 23,655 Mg (plon 38,9 dt·ha⁻¹), a w 2012 r. 19,955 Mg (plon 34,5 dt·ha⁻¹) (GUS, 2013).

Wartość opałowia słomy zależy od jej gatunku i stopnia wilgotności. Za (Kościk, 2003) można przyjąć, że wilgotność słomy przeznaczonej na cele energetyczne powinna zawierać się w zakresie od 18% do 25%. Słomę wykorzystywaną dla pozyskania energii aplikuje się do spalania w postaci nieprzetworzonej, tj. sprasowanych bel, kostek i przetworzonej, tj. w postaci brykietów, peletów. Z porównania wartości opałowej węgla i słomy wynika, że ze spalania 1,5-1,7 tony słomy uzyskuje się tyle samo energii, co ze spalania 1 tony węgla kamiennego.

Technologie zbioru słomy

Obecnie w Polsce, niezależnie od wielkości gospodarstwa, dominuje zbiór słomy w formie sprasowanej:

- zbiór w „małą kostkę”,
- zwijanie słomy w bele cylindryczne,
- zbiór w „dużą kostkę”.

Wybór wariantu technologicznego zależał będzie między innymi od wielkości gospodarstwa oraz jego wyposażenia w maszyny.

Zbiór w „małą kostkę” umożliwia **zagęszczenie** w stosunkowo szerokim zakresie od około **60-70 do 200 kg·m⁻³** (w niektórych typach jeszcze więcej) oraz związania w baloty o długości od 30 do 130 cm. Stopień sprasowania zależy od rodzaju zbieranej słomy, wilgotności zbieranego materiału oraz od występowania w słomie np. wsiewek motylkowych. Istotnym wskaźnikiem, oprócz wymaganego stopnia sprasowania, decydującym o jakości pracy prasy zbierającej jest pewność wiązania, która zależy od jakości sznurka. Małe kostki najczęściej zbierane są ręcznie, co pociąga za sobą konieczność poniesienia dużych nakładów pracy na zwieźenie i zmagazynowanie słomy zbieranej z wykorzystaniem tej technologii. Możliwością ograniczenia nakładów pracy ręcznej jest zamontowanie do prasy ślizgu prostego, transportującego baloty z kanału prasy na środek transportowy. Stosowane środki techniczne: prasy kostkujące SIPMA S.A. PK 400, Claas Quadrant 1150.

Zwijanie słomy w bele cylindryczne - technologia obecnie powszechnie stosowana zarówno w małych jak i dużych gospodarstwach, gdyż daje możliwość pełnego zmechanizowania procesu technologicznego, a więc wyeliminowania pracy ręcznej. Zbiór słomy prasami zwijającymi wymaga, aby na wyposażeniu gospodarstwa były środki techniczne umożliwiające ich załadunek, transport (przyczepy niskopodwoziowe z możliwością rozładunku na trzy strony) i ułożenie w stertę. Wadą pras zwijających jest konieczność cyklicznego zatrzymywania się agregatu maszynowego po uformowaniu beli, w celu jej owinięcia i wyładowania z komory zwijania. Proces ten wymaga około 12-krotnego obrócenia beli (w przypadku wiązania sznurkiem) w komorze prasy, co jest czasochłonne (około 50 –60 s) i zmniejsza jej wydajność. Oszczędność można uzyskać poprzez wyposażenie prasy w podwójny obwiązywacz, co skraca czas obwiązywania o połowę. Coraz powszechniej do owijania bel stosuje się siatkę zamiast sznurka, a czas obwiązywania beli ulega skróceniu z około 50 s do 9-10 s. Ta różnica czasowa umożliwia zwiększenie wydajności prasy od 20 do 30%. Do najważniejszych zalet decydujących o szerokim wykorzystaniu siatki należą:

- a) szybsze obwiązanie beli siatką - do obwiązania siatką wystarczy około 2,0-2,5 obrotów belą w komorze prasy,
- b) obwiązanie siatką zapewnia zachowanie dobrego kształtu bel i łatwiejszy transport,
- c) krótszy cykl obwiązania umożliwia wykonanie większej liczby bel w ciągu godziny, co zwiększa wydajności prasy, zmniejsza zużycie paliwa i nakłady robocizny w przeliczeniu na jedną belę,
- d) w porównaniu do obwiązania sznurkiem, siatka znacznie lepiej chroni paszę przed deszczem, zmniejsza jej zamakanie i straty, dzięki czemu pasza w całym okresie żywienia zachowuje lepszą jakość,
- e) siatka jest znacznie łatwiejsza do usunięcia z beli, co daje oszczędność czasu podczas zadawania paszy.

Stosowane środki techniczne: prasa zwijająca Z-543 Pol-Mot Warfama, prasa zmiennokomorowa SIPMA PZ 1832 PRIMA, KRONE Comprima V150, prasa stałokomorowa SIPMA PS 1210 Classic, KRONE Comprima F125, zbieracz bel T-127 Pol-Mot Warfama, Pronar przyczepy specjalne do transportu bel cylindrycznych o ładowności 7,3; 8,9 i 10,3 t, rozdrabniacz bel SIPMA RB 1200 KRUK.

Zbiór w „dużą kostkę” wymaga stosowania pras wielkogabarytowych formujących prostopadłościennie bele wielkogabarytowe tzw. „dużą kostkę”. Technologia ta przydatna jest dla gospodarstw wielkoobszarowych, dysponujących ładowaczami czołowymi na ciągnikach o większej mocy lub ładowarkami teleskopowymi. Zbiór słomy tą technologią jest preferowany również w sytuacji planowanej sprzedaży słomy dla firm wykorzystujących biomasę do produkcji energii. Wówczas prasowanie w „dużą kostkę” pozwala na jednorazowe przewiezienie około 20 ton słomy transportem samochodowym. Stosowane środki techniczne: prasy kostkujące NEW HOLLAND BB9080, SIPMA Z 550, KRONE FORTIMA V 1500.

Technologie przetwarzania słomy na cele energetyczne

Obecnie słomę na potrzeby energetyczne aplikuje się w formie nieprzetworzonej, czyli w postaci jakiej jest zebrana lub przetwarza się do postaci brykietu lub granulatu (peletu). Produkcja pelet drzewnych w Polsce w 2012 r. wynosiła ok. 600 tys. Mg, a ze słomy ok. 300 tys. Mg. Aglomeraty te najczęściej są walcami i posiadają średnicę w przypadku brykietów, ok. 6-70 mm, a peletów 5-30 mm. W jednym i drugim przypadku długość wynosi do kilka centymetrów. W handlu spotkać można również brykiety o kształcie prostopadłościennym.

Brykietowanie i peletowanie

Najbardziej popularną formą przetwarzania słomy jest brykiet wytwarzany przez zagęszczanie. Podstawowe zalety brykietu to:

- podwyższenie wartości opałowej do 16-17 GJ·t⁻¹,
- ujednoczenie struktury opału,
- ciężar nasypowy brykietu (około 700 kg·m⁻³, słomy w belach od 120 do 150 kg·m⁻³) sprawia, że daje zdecydowanie większe możliwości transportu na większe odległości zmniejsza kilkakrotnie powierzchnię magazynową,
- zmniejsza niebezpieczeństwo przy składowaniu przed samozapłonem, rozwojem pleśni,
- nadaje się do automatyzacji procesów spalania w małych i dużych piecach,
- popiół ze spalania może być wykorzystany jako nawóz rolniczy.

Zdolność surowców pochodzenia rolniczego (słomy pszennej i żytniej, słomy kukurydzianej rzepakowej i rumiankowej, siana łąkowego, łądyg ślázowca i roźnika) do zgęszczania zależy od ich właściwości fizycznych (wilgotności, składu granulometrycznego, współczynnika tarcia wewnętrznego, temperatury) (Zawiślak, 2006) i składu chemicznego (zawartości celulozy, skrobi, białka, tłuszczu, wosku) (Grochowicz 1996).

W procesie produkcji brykietu wyodrębnia się następujące etapy:

- przygotowanie surowca,
- suszenie,
- ostateczne rozdrobnienie i przygotowanie jednorodnej frakcji materiału,
- brykietowanie,
- kondycjonowanie,
- pakowanie i składowanie.

Przygotowanie biomasy roślinnej, a zwłaszcza jej rozdrobnienie, decyduje o gęstości otrzymanego brykietu. Brykietowanie przeprowadza się w brykieciarkach ślimakowych, tłokowych lub hydraulicznych, bez stosowania substancji wiążących. Jednym z podstawowych zespołów tych brykieciarek jest zespół zagęszczający, który jest podgrzewany. Wzrost temperatury w procesie zagęszczania biomasy roślinnej powoduje zmniejszenie współczynnika tarcia pomiędzy formowanym aglomeratem a ściankami zespołu zagęszczającego. Wpływa to na zmniejszenie energochłonności procesu oraz zwiększenie gęstości i trwałości brykietu (Hejft, 2002).

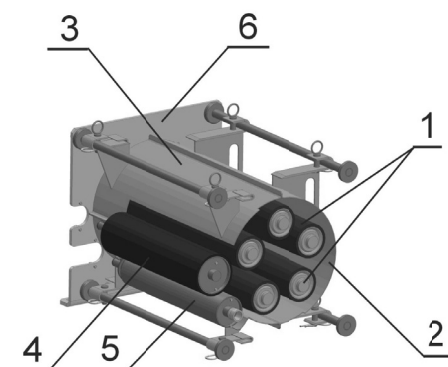
Jedną z technologii brykietowania biomasy (słomy) prasami ślimakowymi jest technologia BIOMASSER® wraz realizującymi ją urządzeniami. Pozwala ona na brykietowanie surowca z biomasy nieдрzewnej o wilgotności od 15% do 30% w postaci sieczki o długości od 1 do 5 cm. Charakteryzuje się ona niskimi nakładami energetycznymi na poziomie ok. 70 kWh na 1 tonę materiału (www.asket.pl).

Inną metodą tworzenia brykietu jest metoda zwijania niepociętej słomy na urządzeniach stacjonarnych lub mobilnych (Adamczyk, 2013a i b). Podstawowymi zespołami tej brykieciarki są:

- zbiornik na rozdrobnioną biomasę roślinną,
- komora mieszająca,
- zespół zagęszczający,
- prowadnica brykietów,
- zespół odbierający brykiet.

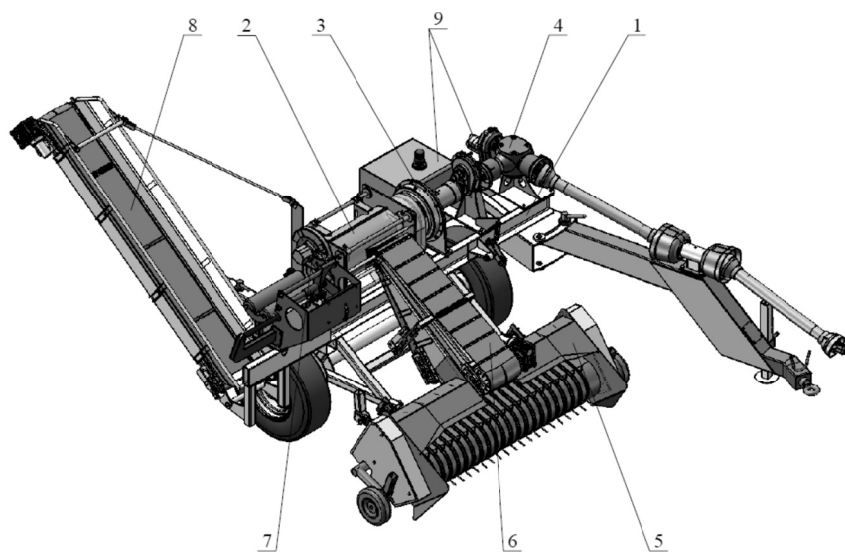
Jednym z rozwiązań konstrukcyjnych brykieciarki do wytwarzania brykietów metodą zwijania z niepociętej słomy (biomasy), jest urządzenie stacjonarne, w którym proces zagęszczania odbywa się przez zastosowanie kilku (minimum trzech) obrotowych walców brykietujących (rys.1.3.), o skróconej osi względem komory brykietującej [Osobov i in. 1974]. Na rys.1.3. zaprezentowano zespół złożony z pięciu walców brykietujących.

Najlepszym rozwiązaniem jest zbieranie słomy i jednoczesne formowanie w brykiety. Omówione wyżej rozwiązanie konstrukcyjne zostało wykorzystane w opracowaniu mobilnej maszyny polowej do brykietowania słomy metodą zwijania. Jest to maszyna aktywna, pobierająca napęd na elementy robocze od WOM ciągnika. Do ciągnika jest przyczepiana przez zaczep typu hitch. Maszyna umożliwia produkowanie brykietów bezpośrednio na polu, ze słomy pokombajnowej, leżącej w wałach. Bardzo ważnym aspektem pracy brykieciarki jest dobór prędkości jazdy tak, aby nie występowało zapchanie zespołu brykietującego.



Źródło: F. Adamczyk

Rysunek 1.3. Schemat komory brykietującej urządzenia brykietującego niepociętą biomasę metodą zwijania. (1) - komora brykietowania, (2) - dolna osłona zespołu brykietującego, (3) - górna osłona zespołu brykietującego, (4) - górny walec wstępnego zagęszczania, (5) - dolny walec wstępnego zagęszczania, (6) - płyta boczna korpusu zespołu brykietującego



Źródło: F. Adamczyk 2013b

Rysunek 1.4. Model maszyny polowej do brykietowania słomy metodą zwijania. Rama nośna z dyszlem i podwoziem (1), zespół brykietujący (2), przekładnia wielodrożna (3), układ napędowy (4), zespół podbierający (5), zespół wyrównujący i wstępnie zagęszczający (6), zespół odcinający brykiety (7), przenośnik ładujący (8), układ hydrauliczny (9)

Wytwarzanie peletu polega na poddaniu biomasy roślinnej procesowi łączenia pojedynczych cząstek w zespół cząstek, tzw. aglomerat. Łączące się cząstki tworzą zagęszczający się produkt. Jego gęstość zależna jest od działania sił zewnętrznych. Dlatego rozróżniamy proces peletowania (granulowania) realizowany metodą ciśnieniową i bezciśnieniową. W metodzie ciśnieniowej proces peletowania odbywa się w warunkach wysokiego ciśnienia (ok. 60-150 MPa) i temperatury (ok. 2700⁰C). Metoda granulowania bezciśnieniowego polega na przesypaniu drobnoziarnistej biomasy roślinnej zmieszanej z cieczą granulacyjną, którą może być podwyższona wilgotność materiału.

Proces granulowania odbywa się w prasach rotacyjnych z matrycą płaską lub pierścieniową (Niedziółka, 2012). Po powierzchni matrycy porusza się zespół rolek, które przeciśkają rozdrobnioną biomasę przez jej stożkowe otwory. Wciskanie biomasy w przelotowe otwory napotyka na opór w postaci tarcia, co powoduje wzrost ciśnienia i powstawanie ciepła, które jest niezbędne w procesie zagęszczania. Wysoki proces obciążeń układów roboczych powoduje ich przyspieszone zużycie, występowanie drgań i emisję hałasu do środowiska. Dlatego podejmowane są liczne prace naukowe nad modernizacją układów granulująco-brykietujących. Urządzenie granulująco-brykietujące, w przypadku przetwarzania różnorodnych surowców, powinno być wyposażone w szereg matryc. Niedogodność tę można zminimalizować przez zastosowanie matryc składanych [Hejft i Obiedziński 2012).

W procesie produkcji pelet (granul) wyodrębnia się następujące etapy:

- rozdrabnianie,
- przesiewanie,
- mieszanie,
- suszenie,
- peletowanie (granulowanie),
- schładzanie,
- magazynowanie.

Podstawowymi wskaźnikami, charakteryzującymi wytworzony brykiet/pelet jest trwałość mechaniczna. Do wyznaczania trwałości brykietów stosuje się urządzenie, które powinno mieć kształt cylindryczny o objętości 160 dm³ i określone wymiary (Fischer i in., 2012, 2013). Bęben powinien być wykonany z blachy stalowej o grubości min 1 mm i wyposażony w stalową przegrodę. Przegroda powinna być przyspawana na całej wysokości wewnętrznej powierzchni bębna, równoległe do osi i prostopadle do stycznnej krzywizny. Bęben powinien posiadać zamknięcie. Silnik elektryczny wraz z przekładnią pasową powinien obracać się z prędkością 21±0,1 obr·min⁻¹. Do określenia trwałości brykietów umieszcza się porcję o minimalnym ciężarze 2±0,1 kg. Badanie powinno trwać przez 5 minut lub bęben wykona 105 obrotów ± 0,5 obrotu. Następnie próbkę umieszcza się na sicie i przesiewa mechanicznie lub ręcznie do całkowitego przesiania cząstek przenikających przez sito. Sito powinno być wykonane ze stali nierdzewnej, aluminium lub blachy perforowanej mosiężnej, o oczku kwadratowym o wielkości 45 mm. Obudowa sita wykonana powinna być z tworzywa sztucznego lub stopu aluminium o wysokości 50 mm.

Trwałość mechaniczną brykietu określa się na podstawie równania przedstawionego w normie PN-EN 15210-2:2011.

$$DU = \frac{m_A}{m_E} \times 100 \quad (1)$$

gdzie:

- DU – trwałość mechaniczna brykietu (%),
- m_A – masa brykietu po przesianiu w bębnie (g),
- m_E – masa brykietu przed przesianiem w bębnie (g).

Do wyznaczania trwałości peletów stosuje się inne urządzenie, niż te, które stosowane jest do wyznaczania trwałości brykietów. Powinno mieć kształt prostopadłościanu o wymiarach wewnętrznych 300x300x125 mm (PN-EN 15210-1:2010) i wykonane z blachy stalowej nierdzewnej o grubości min 1,5 mm lub z innego materiału np. aluminium, szkło akrylowe. Wewnątrz urządzenia powinna być stalowa przegroda o wymiarach 230x50 mm. Przegroda powinna być umieszczona symetrycznie po przekątnej dłuższych boków urządzenia. Krawędzie przegrody powinny być zaokrąglone, aby uniknąć efektu cięcia przez ostre krawędzie. Urządzenie powinno być wyposażone w drzwiczki zamykane, przez które umieszcza się pelety. Do określenia trwałości brykietów umieszcza się porcję peletów o minimalnym ciężarze 2,5±0,1 kg. Podczas badań, urządzenie powinno obracać się z prędkością 500 obr·min⁻¹, z dokładnością 50±2 obr·min⁻¹. Następnie próbki umieszcza się na sicie i przesiewa mechanicznie lub ręcznie do całkowitego przesiania cząstek przenikających przez sito. Sito, o średnicy 400 mm, powinno posiadać oczka o wielkości 3,15 mm. Trwałość mechaniczną brykietu określa się na podstawie równania (1). Wynik obliczeń podaje się do dwóch miejsc po przecinku, a średni wynik zaokrągla się do 0,1 %. Dopuszcza się różnice pomiędzy wynikami trwałości peletów w zależności od powtarzalności i odtwarzalności badań. Inne wartości przyjmuje się dla trwałości powyżej, równej lub poniżej 97,5%.

Uwaga:

PN-EN 15210-1:2010. Biopaliwa stałe – Oznaczanie wytrzymałości mechanicznej brykietów i peletów. Część 1: Pelety.

1.3. Rośliny wieloletnie

Polskie rolnictwo posiada potencjał produkcji biomasy z roślin wieloletnich. Powierzchnia upraw roślin wieloletnich w Polsce kształtuje się na poziomie ok. 10,7 tys. ha (Frączkowski, 2011). Na gruntach tych uprawia się wierzbę krzewiastą, miskant, ślázowca, trawy wieloletnie, topole, brzozę, olszynę.

Miskant olbrzymi

Miskant jest trawą wieloletnią, która wyrasta do 3 m wysokości. Plantacje traw wieloletnich mogą być użytkowane przez 15-20 lat. W zależności od warunków siedliskowych z 1 ha plantacji miskanta olbrzymiego można otrzymać 10-30 Mg s.m. W przypadku miskanta cukrowego plon kształtuje się na poziomie 5-20 Mg suchej masy. Uzyskany plon suchej masy jest zależny od roku uprawy oraz terminu zbioru i waha się w szerokich granicach od

1 do 3 Mg z ha w pierwszym roku, 8-15 Mg w drugim i około 25-30 Mg w trzecim i dalszych latach. Ponadto, zbierana biomasa z miskanta charakteryzuje się niską wilgotnością przy zbiorze zimowym, w sprzyjających warunkach nawet 10%.

Zbiór miskanta odbywa się raz w roku, w miesiącach luty-marzec, stosując system jedno- lub dwuetapowy. Przy zbiorze miskanta dobrze sprawdzają się maszyny powszechnie stosowane do koszenia traw. Można również zastosować dostępne na polskim rynku maszyny do zbioru kukurydzy. Problemem jest jednak przyśpieszone ściepianie się elementów tnących maszyn, a co za tym idzie częstsze naprawy i konieczność wymiany tych podzespołów.

Technologie zbioru miskanta

Zbiór jednoetapowy:

- siewczarnia (kombajn) do zbioru kukurydzy na kiszonkę - ścinanie miskanta z jednoczesnym rozdrabnianiem uzyskanej biomasy na sieczkę, która jednocześnie jest ładowana na przyczepę,
- maksymalna wilgotność roślin przy tym systemie zbioru może wynosić 25%. Kiedy zbierany materiał roślinny ma wilgotność powyżej 25%, do zbioru wykorzystuje się tradycyjny silosokombajn rozdrabniający rośliny,
- występuje problem przy transporcie na duże odległości – z powodu małej masy nasypowej rozdrobnionego na sieczkę miskanta ($70 - 95 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$).

Wada: zbiór kosztowny, ponieważ utrudnione jest przechowywanie dużej ilości rozdrobnionej biomasy, a także wzrastają koszty transportu i dosuszania.

Zbiór dwuetapowy:

- pierwszy etap zbioru polega na koszeniu roślin na pokosy, w drugim etapie wykonywane jest podbieranie masy roślinnej i prasowanie w bele prostopadłościowe (kostki duże i małe) lub cylindryczne,
- przeciętna prasa do bel cylindrycznych jest w stanie sprasować rośliny do gęstości $120 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$. Istnieją również prasy rolujące o wysokim stopniu sprasowania do $350 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ przy średnicy bel 0,4 m i ich długości 0,5 – 2,5 m,
- do koszenia można zastosować między innymi kosiarki rotacyjne wyposażone w zgniatacz pokosu lub siewczarnie polowe.

Zalety: prasowanie w duże bele znacznie zmniejsza liczbę potrzebnych środków transportowych, a co za tym idzie redukowane są koszty z tym związane.

Wada: zwiększona możliwość strat podbieranej masy, większa ilość przejazdów powoduje zbędne ugniatanie gleby, czyli niszczenie struktury glebowej.

Topinambur (słonecznik bulwiasty)

W przypadku tej rośliny wykorzystuje się część podziemną – bulwy i część nadziemną – łodygi, słomę. Bulwy przeznaczone są do konsumpcji lub poddawane są fermentacji alkoholowej. Biomasa słomy wykorzystywana jest do bezpośredniego spalania lub jest przerabiana na biogaz. Uprawę prowadzi się na żyznych glebach, przy dostatku wody, wówczas uzyskuje się plony świeżej biomasy do 200 Mg z ha, a plon samych bulw do $90 \text{ Mg}\cdot\text{ha}^{-1}$.

W warunkach polskich pozyskuje się z powierzchni 1 ha ok. 12–36 Mg bulw oraz ok. 31–

75 Mg zielonej masy. Topinambur może być uprawiany na tym samym stanowisku przez okres 3-4 lat.

Technologie zbioru topinamburu

Termin i zbiór słonecznika bulwiastego uzależnione są od celu uprawy (na bulwy lub zieloną masę). Zbiór części nadziemnej dokonuje się najczęściej w październiku, gdyż wczesne koszenie zielonej masy (np. w czerwcu, lipcu) wpływa ujemnie na plon bulw. Zbiór bulw dokonuje się późną jesienią, przed nastaniem mrozów. W przypadku, kiedy planuje się wiosenny termin zbioru bulw, wówczas łodygi ścina się zimą w czasie mrozów. Pozwala to uniknąć negatywnego ugniatania gleby z zimującymi w niej bulwami. Wiosenny zbiór powinien być przeprowadzony możliwie najwcześniej, kiedy tylko udaje się wejść na pole maszynami, ponieważ bulwy kiełkują i ukorzeniają się bardzo wcześnie, jeszcze przed całkowitym obeschnięciem roli. Kiełkujące bulwy tracą wiele składników pokarmowych, a kiełki i korzenie obniżają ich wartość i utrudniają użytkowanie.

Część nadziemną topinamburu można kosić w dwóch, a nawet w trzech terminach: w czerwcu, sierpniu i listopadzie. Technika zbioru części nadziemnych jest podobna do zbioru kukurydzy na kiszonkę. Najczęściej stosuje się sieczkarnie samobieżne w zestawie z przyczepami. Niektóre biotypy topinamburu wykazują szczególną przydatność do użytkowania na zielonkę, gdyż dobrze znoszą przykaszanie i szybko odrastają. Do zbioru bulw wykorzystuje się maszyny do kopania ziemniaków, np. kopaczki elewatorowe lub kopie się ręcznie na małych poletkach. Bulwy mają delikatną skórę, gdyż nie mają warstwy korkowej, dlatego szybko tracą wodę. Najlepiej przechowują się pozostawione na zimę w glebie. W przechowalni konieczne jest utrzymanie niskiej temperatury (0–2⁰C), a przy dłuższym przechowywaniu warstwy bulw należy przesypywać ziemią lub piaskiem.

Ślázowiec pensylwański (malwa, sida)

Jest to roślina wieloletnia, która odrasta corocznie, zwiększając liczbę łodyg od jednej w pierwszym roku do 20-30 w następnych latach. Doskonale nadaje się do produkcji brykietów czy peletów, a także jako komponent do produkcji biogazu. Ciepło spalania łodygi ślázowca porównywalne jest z drewnem bukowym. Ślázowiec rośnie w postaci kęp, o silnym systemie korzeniowym i wykształca od kilku do kilkunastu łodyg o średnicy od 5-35 mm i wysokości ponad 3,5 metra. Plantacje ślázowca mogą być eksploatowane przez okres 15-20 lat. Ponadto, malwa może być wykorzystywana jako roślina pastewna w żywieniu zwierząt, ponieważ posiada dużą zawartość związków białkowych.

Technologie zbioru ślázowca

Termin zbioru przypada po pierwszych przymrozkach, koniec września do listopada. Nawet przy bardzo opóźnionym terminie zbioru (grudzień) nie ma obawy o większe straty w plonach nasion, dzięki ich słabemu osypywaniu. Grudniowy termin zbioru dotyczy uprawy ślázowca, np. na osadach ściekowych lub na terenie tzw. lagun, w których gromadzone są ścieki komunalne. W takich warunkach użycie maszyn do zbioru ślázowca jest możliwe dopiero po zamarznięciu podłoża. Coroczny zbiór nie wymaga użycia specjalistycznych maszyn, zbiera się go kosiarkami rotacyjnymi, a potem prasami do zbioru słomy. Użytkowanie z przeznaczeniem do produkcji biogazu rozpoczyna się już w drugim roku uprawy. Pierwsze koszenie roślin przypada w maju, drugie w lipcu-sierpniu, kiedy rośliny osiągną 100-150 cm wysokości, tworzą pęczki kwiatowe i kwitną. W naszych warunkach

klimatycznych i glebowych możliwe jest zebranie trzeciego pokosu, około października (rzadko stosowane ponieważ tak intensywne użytkowanie powoduje osłabienie plonowania w następnym roku).

Wierzba krzewiasta (*Salix* L)

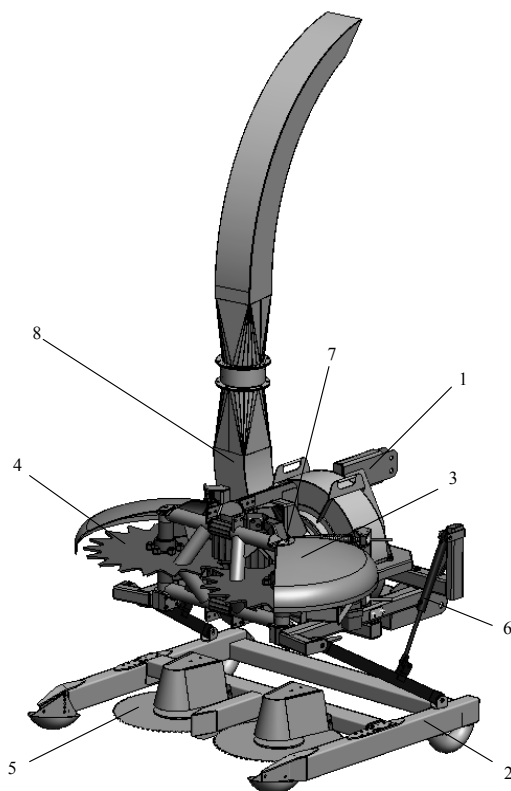
Wierzba należy do roślin szybkoorosnących. Wierzba krzewiasta oraz ślazier pensylwański, miskant są wymieniane jako główne wieloletnie rośliny energetyczne, która mogą być uprawiane na dużych powierzchniach (Tworkowski i in., 2010). Od kilkunastu lat w kraju rozpoczęto uprawę wierzby na użytkach rolnych i na glebach odłogowanych, z przeznaczeniem na cele energetyczne. Znaczącym aspektem założenia plantacji wierzby jest dobór klonu, klasa bonitacyjna gleby (o wysokiej zawartości próchnicy) i jak największa dostępność wody w całym okresie wegetacji. Z tych względów najbardziej popularne w uprawie wierzby są klony *Salix viminalis* i *Salix purpurea*, uprawiane na glebach od II do IVa klasy bonitacyjnej. Nie nadają się do uprawy gleby suche i piaszczyste (V i VI klasa bonitacyjna) (Kościak, 2007). Dlatego właściwy dobór gleby, jej żyzność i wilgotność, w sposób znaczący wpływają na ilość pozyskanej biomasy przeznaczonej na cele energetyczne. Na plantacjach energetycznych sadzonki (sztobry, zrzezy) wysadza się pasowo w podwójnych rzędach, co 0,75 m, a pomiędzy pasami 1,5 m. W rzędach sadzonki wysadza się w rozstawie 0,5 m, co pozwala uzyskać obsadę ok. 18 tys. roślin na powierzchni 1 ha. Pierwszy rok uprawy wierzby jest traktowany jak faza wstępna. Wyrośnięte w tej fazie pędy ścina się w okresie od końca listopada do połowy marca. Pobudza to karpę do rozwoju licznych, silnych pędów w kolejnych latach. Od drugiego roku rozpoczyna się trzyletni cykl produkcji, po którym pędy są zbierane. Wierzba może być uprawiana na tym samym stanowisku przez okres 22 lat (pierwszy rok wstępny i siedem rotacji trzyletnich).

Zbiory biomasy wierzby prowadzi się po opadnięciu liści, w rotacji 3 lub rzadziej 4 letniej. Zbiór odbywa się późną jesienią i wczesną wiosną, kiedy wegetacja rośliny jest uspioła i jeszcze się nie rozpoczęła. Często odbywa się to przy niesprzyjających warunkach pogodowych, dużej wilgotności gleby i w śniegu.

Technologie zbioru wierzby krzewiastej

Zbiór wierzby może dokonywać się w sposób ręczny przy wykorzystaniu wykaszarek spalinowych, stosując zmodyfikowany sprzęt rolniczy oraz sprzęt specjalnie do tego przeznaczony. Rozróżnia się dwie technologie maszynowego zbioru wierzby. Zbiór jednoetapowy polega na ścięciu i rozdrobieniu pędów wierzby w jednym przejeździe roboczym. W tej technologii najczęściej stosuje się siewczkarnie polowe, ciągnikowe lub samojezdne, wyposażone w przystawkę ścinającą w postaci jednej piły tarczowej (Woodcat 1550), dwóch pił tarczowych (Class Jaguar HS2, New Holland FR9000) lub piły łańcuchowej (Bender 6WG). Do wad tej technologii zbioru pędów wierzby zalicza się wysokie koszty początkowe zakupu maszyn i przechowywania wilgotnych zrębków (Pasyński, 2007). Innowacyjne rozwiązanie siewczkarni zawieszanej zaproponował Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych w Poznaniu (rys. 1.5.). Jest to maszyna zawieszana na przednim układzie zawieszenia ciągnika rolniczego, która zbiera pędy z dwóch rzędów o rozstawie 0,75 m. Zespół nagarniający stanowią dwie tarcze zębate, które łamią pędy wierzby i podają do zespołu podającego. Zespół nagarniający jest częściowo osłonięty stałą osłoną blaszaną. Cięcie odbywa się za pomocą dwóch zębatach tarcz. Ścięte pędy podawane są tarczami zębowymi i walcami wciągająco-zgniatającymi do zespołu rozdrabniającego. Siłę docisku

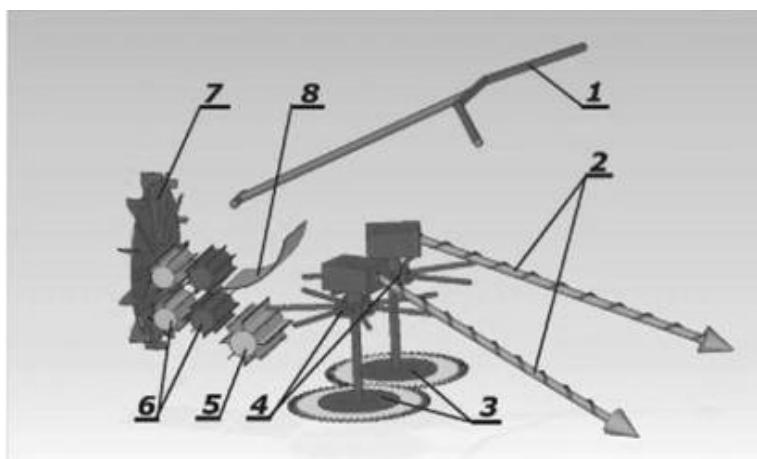
reguluje się przez zmianę napięcia wstępnego sprężyn. Stanowi go zbieżny stożek, z dwoma uzwojeniami ślimaka. Na końcu ślimaka zamocowane są noże docinające. Zastosowano stożkowy zespół rozdrabniający, aby zwiększyć przepustowość zbioru sieczkarni. Rozdrobniony materiał kierowany jest do kanału wyrzutowego, który podaje rozdrobnioną biomasę na środek transportu. Napęd ślimaka jest mechaniczny i pochodzi od przedniego WOM ciągnika. Napęd ścinających, tarcz podających jest hydrauliczny i pochodzi od zamontowanych na sieczkarni silników hydraulicznych. Aby zapewnić prawidłowe zasilanie silników hydraulicznych w olej hydrauliczny, zbudowano niezależny zbiornik hydrauliczny, wyposażony w pompę i chłodnicę, który montowany jest na tylnym trzypunktowym układzie ciągnika. Olej hydrauliczny z zespołu zasilającego do sieczkarni przekazywany jest systemem rurek sztywnych, montowanych w specjalnych uchwytach pod ciągnikiem. W położeniu roboczym dolna część ramy wsparta jest na ślizgach utrzymujących ją na odpowiedniej wysokości nad powierzchnią podłoża. Rolę ślizgów pełnią elementy rurowe (tzw. kolana hamburskie).



Rysunek 1.5. Sieczkarnia do zbioru jednoetapowego pędów wierzby wg rozwiązania PIMR. Rama górna (1), rama dolna (2), zespół komory nagarniającej (3), zespoły podające (4), zespół tnący (5), siłowniki ustalające położenie pił tarczowych (6), zespół rozdrabniający (7), zespół wyrzucający (8)

Jakość rozdrobnienia pędów wierzby wynika z zawartości wody w roślinie oraz zastosowanego zespołu rozdrabniającego. Kiedy pędy wierzby nie są zmarznięte lub są wilgotne, to charakteryzują się słabym łamaniem pędów i wówczas w wyniku rozdrobnienia uzyskiwano długie zrębki. Z kolei, kiedy pędy wierzby są zmarznięte, to się łatwo łamały, a zrębki były krótsze. Taki zakres długości zrębków, uzyskiwany przy stosowaniu ślimakowego zespołu tnącego jest dopuszczalny. Potwierdzają to badania prowadzone w Niemczech (Hartman i in., 2007).

Inne rozwiązanie przystawki ścinającej do zbiorów pędów wierzby zaprezentował Lisowski (Nowakowski i in., 2008). Zastosowano w tym rozwiązaniu element nachylający pędy wierzby, sterowany hydraulicznie, co umożliwia ścinanie pędów piły tarczowej w chwili, gdy są one zgięte. Energia, która jest nagromadzona w nachylonym pędzie, wykorzystywana jest po ścięciu do skierowania pędu do zespołu walców wciągająco-zagęszczających.



Źródło: Nowakowski i in. 2008

Rysunek 1.6. Schemat przystawki ścinającej. Element nachylający (1), rozdzielacz aktywny (2), zespół ścinający z piłami tarczowymi (3), zabierak palcowy (4), walec podnosząco-podający (5), walce zagęszczająco-podające (6), tarczowy zespół rozdrabniający (7), osłona kierująca (8)

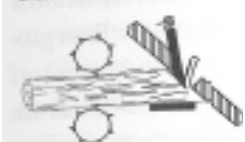
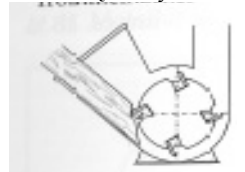
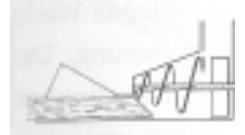
Zbiór dwuetapowy polega na zbiorze całych pędów wierzby z użyciem wiązalki (Bundler firmy Salix Maskiner) czy też specjalnie opracowanych maszyn zagregatowanych z ciągnikiem (projekt PIMR). Ścięte pędy są sezonowane w pryzmach, a następnie rozdrabniane rębakami. Pozwala to na zmniejszenie jednostkowego zużycia paliwa w przeliczeniu na tonę świeżych roślin (Lechasseur i Savoie 2005).

Innowacyjne rozwiązanie maszyny do dwufazowego zbioru pędów wierzby zaproponował Przemysław Instytut Maszyn Rolniczych (rys. 1.7). Jest to maszyna przyczepiana do współpracującego ciągnika rolniczego, która zbiera pędy z dwóch rzędów o rozstawie 0,75 m. W przedniej części ramy, na układzie równoległoboku montowane są dwie piły tarczowe.

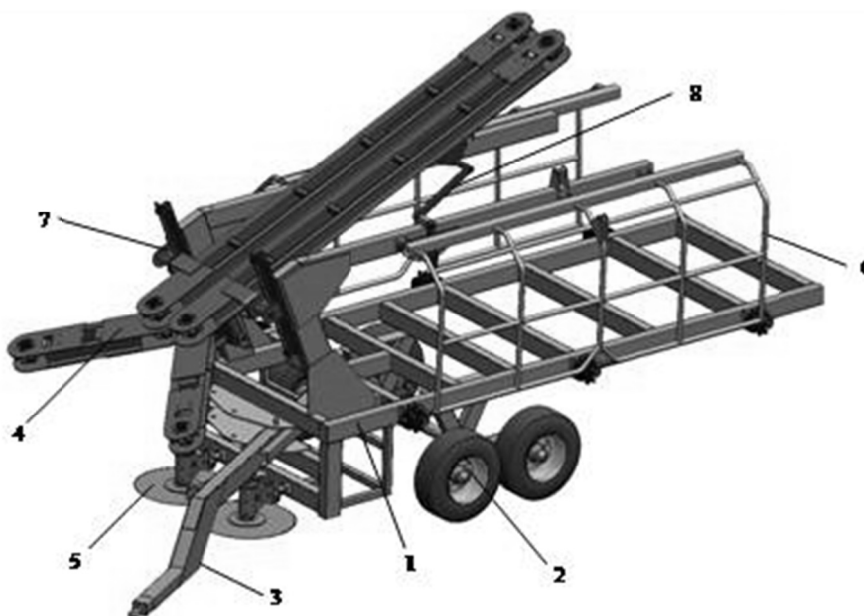
Równoległobok posiada koło kopiujące, które umożliwia kopiowanie powierzchni terenu i tym samym utrzymuje stałą wysokość roboczą pił. Kopiowanie zabezpiecza piły przed uszkodzeniem w wyniku kontaktu z glebą. Ścięte pędy transportowane są przez przenośnik

podający do skrzyni ładunkowej. Przenośnik pochylny składa się z dwóch głównych zespołów: zespołu nagarniającego i podającego. Każdy z zespołów posiada gumowe taśmy, które pewnie trzymają ścięte pędy wierzby. Zespół nagarniający umożliwia naprowadzenie ściętych pędów wierzby do zespołu podającego, który z kolei przenosi wierzbę do skrzyni ładunkowej. W zależności od szerokości rzędów wierzby można regulować kąt rozwarcia ramion zespołu nagarniającego. Po napełnieniu skrzyni ładunkowej pędami wierzby, operator zatrzymuje ciągnik, podnosi boczną burtę i przez uruchomienie przenośnika podłogowego opróżnia skrzynię. Przenośnik składa się z trzech łańcuchów, do których mocowane są zabieraki. Przenośnik na czas rozładunku uruchamiany jest hydraulicznie i może rozładowywać ściętą wierzbę na prawą lub lewą stronę, po otwarciu bocznych burt przy pomocy siłowników hydraulicznych. Maszyna łączona jest z dolnym zaczepem transportowym ciągnika typu hitch. Dyszel w położeniu transportowym jest mocowany w osi wzdłużnej maszyny. W położeniu robocze dyszel jest obracany w lewo lub w prawo w zależności, od jakiej strony następuje wjazd w plantację wierzby. Maszyna wyposażona jest w niezależny zbiornik hydrauliczny, montowany na jej ramie nośnej. Bardzo ważnym działaniem jest odpowiedni dobór prędkości jazdy ciągnika oraz prędkości cięcia i podawania pędów do skrzyni ładunkowej maszyny. Dla prawidłowego doboru prędkości poruszania się przenośnika w zależności od prędkości jazdy, maszynę wyposażono w mechatroniczny układ.

Tabela 1. Zakres długości zębów, uzyskiwany w zależności od stosowanego zespołu rozdrabniającego (wg H. Hartmanna)

Typ zespołu rozdrabniającego	Rodzaj narzędzia rozdrabniającego	Opcja podawania	Max. średnica (mm)	Rozdrobnienie (mm)	Zapotrzebowanie mocy (kW)	Wydajność ($m^3 \cdot h^{-1}$)
tarczowy 	1-4 noże	- wymuszenie wejścia - 1 do 3 rolek	100-300	4-80 (zwykle ustawienia)	8-105	2-60
bębnowy 	2-8 toporów 3-20 indywidualnych noży	- 2 rolki - rolka i przenośnik łańcuchowy - 2 przenośniki łańcuchowe	180-450	5-80 (zwykle ustawienia)	45-325	15-100
ślimakowy 	ślimak	- automatyczny posuw	160-270	20-80 w zależności od ślimaka	30-130	5-40

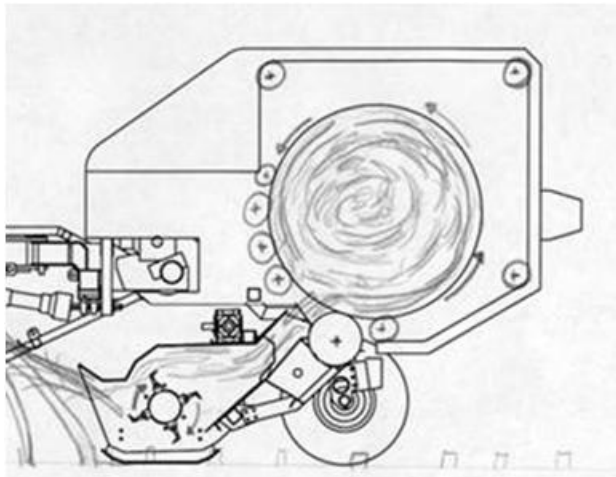
Innym rozwiązaniem do zbioru pędów wierzby może być prasa ścinająco-prasująca (Biobaler WB 55, rys. 1.8). Współpracujący z prasą ciągnik wyposażony jest w ramę pochylającą pędy wierzby. Stosując prasę zbierającą wyposażoną w elementy bijakowe, uzyskuje się belę o masie od 283 do 623 kg (o wilgotności 44-51%), średnicy 0,9-1,5 m i wysokości 1,2 m.



Źródło: Z. Zbytek

Rysunek 1.7. Maszyna do zbioru dwuetapowego pędów wierzby wg rozwiązania PIMR; rama nośna (1), rama podwozia (2), dyszel (3), zespół podający (4), zespół tnący (5), burta uchylna (6), podnośnik zespołu podającego (7), zespół regulujący kąt zespołu podającego (8)

Istotnym zagadnieniem w zagospodarowaniu ściętych pędów wierzby lub zrębek jest wilgotność biomasy. Wierzba przed ścięciem ma wilgotność 45-55%. Dlatego zrębkowana wilgotna biomasa musi być niezwłocznie spalona lub suszona, najlepiej w pryzmach. Wydłużony czas przechowywania zrębek powoduje zwiększenie strat suchej masy, wzrost temperatury wewnątrz pryzmy i rozwój niepożądanych patogenów. Lepszym sposobem byłoby zastosowanie środków technicznych wymuszających przepływ powietrza przez pryzmę zrębków. Pędy wierzby zebrane w całości mogą być składowane w warunkach naturalnych, w stogach, na otwartej przestrzeni. Przepływ powietrza przez stóg i działanie powietrza przyczynia się do obniżenia wilgotności biomasy do ok. 20%.



Źródło: materiały informacyjne producenta

Rysunek 1.8. Prasa zbierająca firmy Biobaler

Przed krajowym rolnictwem otwiera się nowy kierunek produkcji. Oprócz wytwarzania surowców żywnościowych rolnictwo produkować będzie surowce przeznaczone na cele energetyczne. Wspierać te działania powinno wdrażanie nowych innowacyjnych rozwiązań środków technicznych, skutkujące zwiększeniem plonów i zmniejszeniem kosztów produkcji. Jednak należy zachować proporcje między produkcją żywności a produkcją na cele energetyczne.

Rozdział 2.

BIOPALIWA

2.1. Definicja i podział biopaliw

Biopaliwami przyjęło się nazywać wszelkiego rodzaju paliwa powstałe z przetwórstwa biomasy. Czym jest biomasa zostało dokładnie wyjaśnione w rozdz. 1. Biopaliwa również bywają określane mianem paliw alternatywnych w odniesieniu do paliw kopalnych. Odkąd człowiek nauczył się korzystać z ognia zaczął szukać różnych typów i rodzajów paliw, które dostarczyłyby mu energii w odpowiedniej ilości i o odpowiedniej jakości. Pierwszym wykorzystywanym przez człowieka biopaliwem było drewno. Wraz z rozwojem cywilizacji odkrywano kolejne rodzaje biopaliw, do wytwarzania których wykorzystywano coraz więcej różnego rodzaju surowców pochodzenia biologicznego.

Obecnie biopaliwa są produkowane w trzech stanach skupienia, tzn. jako:

- stałe,
- ciekłe,
- gazowe.

2.2. Biopaliwa stałe

Jak już to zostało wspomniane powyżej, w ujęciu historycznym, biopaliwem stałym było drewno spalane w formie połamanych gałęzi oraz kawałków o różnej wielkości i grubości. Rozwój nauki i techniki doprowadził do tego, iż obecnie mamy na rynku bardzo wiele produktów, które powszechnie są zaliczane do grupy biopaliw stałych.

Biopaliwa stałe to wszelkiego rodzaju przetworzona i nieprzetworzona biomasa, a więc drewno, zrębki, pelety, brykiety drzewne, a także węgiel drzewny. Również ziarna zbóż są biopaliwem. W handlu bowiem dostępne są kotły zdolne do spalania nie tylko miazgi węglowej, ale również np. ziarna owsa. Za biopaliwa stałe uważa się także biodegradowalną, stałą frakcję odpadów komunalnych.

Autorzy normy PN-EN 14588:2011, która definiuje terminy związane z biopaliwami stałymi, wskazują na jej zastosowanie do biopaliw stałych pochodzących z następujących źródeł:

- produkty rolnictwa i leśnictwa,
- odpady roślinne z rolnictwa i leśnictwa,
- odpady roślinne z przemysłu przetwórstwa spożywczego,
- odpady drewna, z wyjątkiem odpadów drewna, które mogą zawierać organiczne związki halogenoorganiczne lub metale ciężkie w wyniku zastosowania środków do konserwacji drewna lub środków do powlekania, a które obejmują w szczególności odpady drewna z budownictwa oraz odpady z rozbiórki,
- odpady korka,
- włókniste odpady roślinne z produkcji surowej masy włóknistej oraz z produkcji papieru z masy włóknistej, jeśli są współspalane w miejscu produkcji a wytwarzane ciepło jest odzyskiwane.

Analizując definicje biopaliw stałych przedstawione we wspomnianej normie, można zauważyć, iż norma PN-EN 14588:2011 nie zalicza do nich wysuszonych osadów ściekowych, pomimo że po wysuszeniu stanowią one pod względem wizualnym substancję stałą (Werle i Wilk 2009). Dalsza analiza zapisów tej normy prowadzi do stwierdzenia, że stałe paliwa biomasowe można podzielić, podobnie jak paliwa kopalne, na dwie grupy:

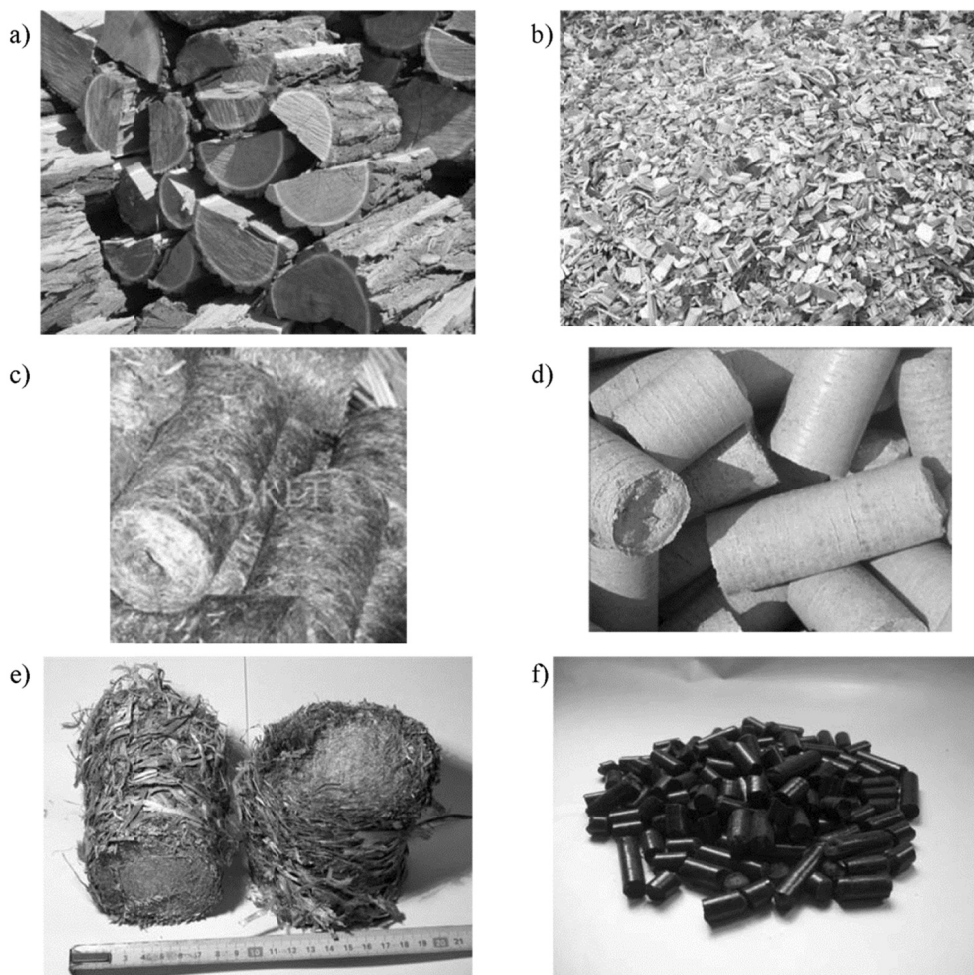
- 1) Paliwa naturalne - w stanie, w jakim zostały pozyskane, czyli drewno kawałkowe, siano, słoma żółta itp.,
- 2) Paliwa sztuczne - po obróbce mechaniczno-chemicznej - zrębki, pelety, brykiety, węgiel drzewny, bele cylindryczne i prostopadłościenne, sieczka, słoma szara (Bębenek 2008).

Biopaliwa stałe, jak każde inne paliwa, aby mogły być przetworzone na energię, wcześniej muszą zostać odpowiednio przygotowane. Odbywa się to wieloma metodami uzależnionymi od rodzaju przetwarzanego surowca. Drewno, w zależności od rodzaju i grubości, może być zrębkowane lub rąbane na kawałki. Powstające przy jego przerobieniu wióry i trociny na ogół są brykietowane lub peletowane. Rośliny łądogowe (trawiasto-zielne), a w zasadzie pozostała po ich zbiorze słoma lub siano mogą być brykietowane bezpośrednio na polu lub, co dzieje się najczęściej, prasowane. Uzyskane różnego typu bele mogą być bezpośrednio spalane lub rozdrabniane na sieczkę, z której tworzone są brykiety bądź pelety. Torf po wydobyciu jest prasowany w brykiety bądź w pelety. W tabeli 2.1. podano dla wybranych, najważniejszych, surowców wykorzystywanych do produkcji biopaliw stałych możliwe do wykonania, rodzaje wytworzonych elementów i aglomeratów będących materiałem wsadowym dla kotłów C.O. Przykładowe rodzaje biopaliw stałych wykazano na rys. 2.1.

Tabela 2.1. Podział biopaliw stałych

Lp.	Surowiec	Rodzaj biopaliwa
1.	Drewno (iglaste i liściaste)	
	- trociny, wióry, - drzewa szybko rosnące (wierzba, topola) gałęzie z przycinania, - pnie, grube gałęzie; - drewno odpadowe.	pelety, brykiety, zrębki, bele cylindryczne i prostopadłościenne o różnych rozmiarach, polana, szczapy, klocki, zrębki, kawałki polana, szczapy, klocki, zrębki, kawałki.
2.	Rośliny łądogowe (słoma zbóż, miskanty, ślazowiec pensylwański, itp.)	pelety, brykiety prasowane i zwijane, bele cylindryczne i prostopadłościenne o różnych rozmiarach, materiał luźny, sieczka
3.	Torf	brykiety, pelety
4.	Osady ściekowe	brykiety, pelety, granule
5.	Ziarna zbóż	ziarno

(Źródło: opracowanie własne na podstawie: Kanafojski i Karwowski, 1974; Smith i in., 1977; O'Dogherty 1989; Grzybek i in., 2001; Hejft 2002; Gradziuk i Grzybek 2003; Gradziuk 2006; Denisiuk i Piechocki, 2005; Lewandowski, 2007; Bębenek 2008; Adapa i in., 2009; Werle, Wilk 2009; Frączek 2010; Adamczyk 2013b)



Rysunek. 2.1. Wybrane rodzaje biopaliw stałych: a) drewno kawałkowe, (Źródło: www.marax.pl); b) zrębki; c) brykiet z pociętej na sieczkę słomy wykonany prasą ślimakową, (Źródło: www.asket.pl); d) brykiet z trocin wykonany prasą tłokową, (Źródło: www.zielonaenergia.eco.pl); e) brykiet ze słomy wykonany metodą zwijania; f) pelet z torfu, (Źródło: www.tierrapol.com)

Jak widać biopaliwa stałe są charakteryzowane poprzez wskazanie konkretnych ich przykładów, a nie za pomocą charakterystyk uogólniających. Wśród źródeł biomasy, które mogą być wykorzystane jako paliwa stałe, wymieniane są drewno, słoma, plewy i inne resztki poźniwne, rośliny celowo uprawiane na potrzeby energetyki oraz inne odpady i resztki organiczne. Zawarte w poprzednim zdaniu sformułowanie „mogą być wykorzystane” oznacza, że wcale w ten sposób wykorzystane być nie muszą. Dla przykładu drewno spala się, ale równie dobrze wykorzystuje jako substrat do produkcji etanolu (zgazowanie).

Zatem o tym, czy dana biomasa (w zasadzie tylko ta o stałym stanie skupienia) jest biopaliwem stałym, decyduje jej spożytkowanie – bezpośrednie spalanie w piecu wspomnianych różnych form jej przygotowania celem uzyskania energii (Dobrowolski 2011).

Zakres tej pracy nie obejmuje podania szczegółowego opisu wszystkich sposobów, metod pozyskiwania i przetwarzania biomasy różnego rodzaju formy biopaliwa stałego oraz maszyn, urządzeń realizujących te metody. Opisy budowy i zasad działania urządzeń, maszyn i całych linii technologicznych do brykietowania i peletowania różnego rodzaju materiałów i surowców można znaleźć w wielu obecnie wydawanych książkach traktujących o konstrukcji, budowie urządzeń i maszyn rolniczych. W tych pracach trudno jednak znaleźć opisy maszyn przeznaczonych do brykietowania słomy i podobnych materiałów metodą zwijania, z tej przyczyny zostanie ona tutaj przedstawiona.

Do brykietowania słomy i innych podobnych materiałów najczęściej stosuje się stacjonarne brykieciarki tłokowe bądź ślimakowe. Materiałem wyjściowym do brykietowania jest pocięta na sieczkę lub zmielona słoma bądź rozdrobniona biomasa drzewna. W zależności od wykorzystanej technologii rozdrobnienia długość sieczki zawiera się od kilku milimetrów (mielenie) do kilkudziesięciu milimetrów (cięcie). Procesy cięcia i mielenia są jednak bardzo energochłonne, dlatego też prowadzone są prace badawcze zmierzające do ich usunięcia z technologii zagęszczania materiałów objętościowych.

Pod koniec lat 60. XX wieku opracowano i opatentowano pierwsze polowe maszyny przyczepiane do brykietowania siana oraz niepociętych, podwędniętych zielonek z przeznaczeniem na kiszonkę. Z opatentowanych maszyn wykonano kilka prototypów, które zbadano w warunkach polowych (Molitorisz i McColly, 1969; Kobr i in., 1970; Lanča i Čermak, 1971; Kanafojski i Karwowski, 1972; Kaczmarek i in., 1974; Osobow i in., 1974).

Z różnych względów, m.in. z obawy o trwałość uzyskiwanych aglomeratów nie próbowano wówczas tej metody wykorzystywać do zagęszczania słomy. Kilka lat temu powrócono do tego pomysłu w Przemysłowym Instytucie Maszyn Rolniczych w Poznaniu. Efektem prowadzonych prac badawczych jest uzyskanie wiedzy poznawczej i utylitarnej pozwalającej na opracowanie konstrukcji ciągnikowej maszyny brykietującej słomę metodą zwijania oraz wytycznych pozwalających na jej efektywną pracę z tym materiałem.

Analizując uzyskane wyniki badań laboratoryjnych, a także znane z literatury wyniki badań polowych maszyn brykietujących metodą zwijania siana i zielonki na kiszonkę (Kobr i in., 1970; Lanča i Čermak, 1971; Kanafojski i Karwowski, 1972; Kaczmarek i in., 1974), a także mając na względzie wymogi racjonalnego prowadzenia brykietowania słomy w rzeczywistych warunkach polowych przyjęto następujące, główne parametry techniczne projektowanej maszyny brykietującej:

– przepustowość	1,5 t·h ⁻¹
– masa maszyny	2000 kg
– zapotrzebowanie mocy	40 kW
– wyjściowa prędkość obrotowa WOM	1000 min ⁻¹
– prędkość obrotowa walców brykietujących	650 min ⁻¹
– prędkość obrotowa wału podbieracza	120 min ⁻¹
– prędkość obrotowa tarczy piły	1500 min ⁻¹
– przewidywane średnie zagęszczenie brykietów	500 kg·m ⁻³ .

Zespoły robocze polowej brykieciarki zwijającej są napędzane mechanicznie i hydraulicznie. Napęd mechaniczny jest pobierany od współpracującego ciągnika i przekazywany przez WOM do głównej skrzyni przekładniowej, która rozdziela go na zespoły robocze

poprzez przekładnie zębate. Z tej skrzyni są także napędzane pompy hydrauliczne zasilające cały układ hydrauliczny zaprojektowanej maszyny przyczepianej.

Model bryłowy 3D zaprojektowanej maszyny ciągnikowej do brykietowania niepociętej słomy i innych podobnych materiałów objętościowych metodą zwijania został przedstawiony na rys. 1.4.w rozdz. 1. (Adamczyk 2013a i b).

2.3. Biopaliwa płynne

Podobnie jak w przypadku biopaliw stałych istnieje kilka definicji biopaliw płynnych. Jedną z najbardziej znanych nazywa biopaliwami płynnymi etanol otrzymywany w drodze fermentacji alkoholowej węglowodanów, butanolu z fermentacji butylowej biomasy, biodiesel z estyfikowanych olejów roślinnych (np. oleju rzepakowego) czy etanol z kukurydzy (Grzybek 2001).

Z kolei według definicji zawartej w Dyrektywie 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych termin „biopaliwa” - oznacza płynne lub gazowe paliwa dla transportu, produkowane z biomasy.

Natomiast w obowiązującej ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z 25 sierpnia 2006r (Dz.U. 2006 Nr 169 poz. 1199 z późn. zm.) do grupy biopaliw ciekłych (Art. 2, p. 11) zaliczono:

- a) benzyny silnikowe zawierające powyżej 5,0% objętościowo biokomponentów lub powyżej 15,0% objętościowo eterów, o których mowa w pkt 4,
- b) olej napędowy zawierający powyżej 7% objętościowo biokomponentów,
- c) bioetanol, biometanol, biobutanol, ester, bioeter dimetylowy, czysty olej roślinny, biowęglowodory ciekłe, bio propan-butan, skroplony biometan, sprężony biometan oraz biowodór – stanowiące samoistne paliwa,
- d) biogaz – gaz pozyskany z biomasy,
- e) biowodór – wodór pozyskiwany z biomasy,
- f) biopaliwa syntetyczne – syntetyczne węglowodory lub mieszanki syntetycznych węglowodorów, wytwarzane z biomasy, stanowiące samoistne paliwa.

Spośród wytwarzanych biopaliw płynnych najbardziej praktyczne znaczenie ma produkcja **biodiesla** z olejów roślinnych, stosowanie dodatku **alkoholu etylowego (bioetanolu)** do benzyny (www.kib.pl) oraz znaczenie nabiera produkcja eteru dimetylowego (dime-tyloeteru - DME) (Flekiewicz i Fabiś, 2013).

Biodiesel to biopaliwo do silników wysokoprężnych (Diesla) powstałe z chemicznego przetworzenia oleju roślinnego, np. rzepakowego. Mianem takim określa się zarówno estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME (*Fatty Acid Methyl Esters*))- czysty biodiesel) jak i mieszanki paliwowe z olejem napędowym wytwarzane w celu otrzymania paliwa zapewniającego lepsze warunki pracy silnika. Wspomniana ustawa (Dz.U. 2006 Nr 169 poz. 1199, z późn. zm.) w Art. 2, p. 6 nie definiuje wprost biodiesla, tylko estry jako ester metylowy albo ester etylowy, kwasów tłuszczowych wytwarzany z biomasy, w tym bioetanol zawarty w eterze etylo-tert-butylovym lub eterze etylo-tert-amylowym. Za biomasę do wytwarzania bioetanolu nie uznaje się alkoholu etylowego zawierającego powyżej 96% objętościowo alkoholu.

Z kolei eter dimetylowy (DME) jako substytut oleju napędowego jest wykorzystywany od połowy lat 90, a obecny potencjał produkcyjny umożliwia znacznie szersze jego zastosowanie. Jest to głównie spowodowane możliwością jego wytwarzania z wielu źródeł, takich jak: gaz ziemny, węgiel, **biomasa**, a także ług czarny, czyli półpłynny, wysokoenergetyczny produkt uboczny w przemyśle celulozowym (Flekiewicz i Fabiś, 2013).

Biopaliwa płynne są wytwarzane w procesach przerobu roślin uprawnych, takich jak np.: rzepak, kukurydza czy pszenica. Do niedawna (w krajach UE prawnie do końca 2013r.) głównym źródłem przerabianych na biopaliwo nasion wspomnianych roślin, była prowadzona w tym celu ich bezpośrednia uprawa. Jednak ciągły wzrost zapotrzebowania rynku na biopaliwa powodował równoległy wzrost powierzchni upraw roślin przeznaczonych tylko na ten cel. Prowadziło to do wzrostu cen żywności w wyniku zmniejszania się poziomu jej produkcji. Według danych Banku Światowego produkcja biopaliw odpowiada w 75 % za dramatyczny wzrost cen żywności (w niektórych przypadkach nawet o kilkadziesiąt procent!), który nastąpił w latach 2007-2008. Dalsze zwiększanie powierzchni upraw roślin jadalnych wykorzystywanych jedynie do otrzymywania biopaliw może prowadzić do katastrofy żywnościowej (www.kib.pl). Z tego powodu już kilka lat temu zaczęto do produkcji biopaliw płynnych wykorzystywać rośliny nie wykorzystywane do produkcji żywności oraz odpady z tej produkcji. Taka zmiana podejścia do produkcji biopaliw była powodem i podstawą do wprowadzenia ich podziału na generacje. Podział ten, uwzględniający także wpływ produkcji biopaliw na gospodarkę materiałową, obecnie jest następujący (Biernat, 2010a; 2010b; Maniecka, 2010):

- **biopaliwa płynne pierwszej generacji (konwencjonalne)** - produkowane z cukru, skrobi lub oleju roślinnego to:
 - bioetanol powstały w procesie fermentacji,
 - oleje roślinne otrzymane konwencjonalnymi metodami spełniające wymagania umożliwiające stosowanie w silnikach,
 - biodiesel otrzymany z olejów metodą transestryfikacji,
 - biodiesel otrzymany przez transestryfikację tłuszczów odpadowych,
 - biogaz otrzymywany z odpadów rolniczych,
 - Bio –ETBE otrzymany z bioetanolu,
 - bio-MTBE otrzymany z biometanolu.
- **biopaliwa płynne drugiej generacji** - biopaliwa powstałe na bazie biomasy i surowców odpadowych nieprzydatnych w przemyśle spożywczym, leśnym itd. Inną cechą charakterystyczną tej generacji biopaliw płynnych są próby ich wytwarzania z tzw. trwałych surowców. Trwałość surowca jest określana m.in. z perspektywy dostępności surowca, wpływu na emisję gazów cieplarnianych oraz wpływu na bioróżnorodność i zużycie terenu. Obecnie opracowuje się wiele biopaliw drugiej generacji, np.: etanol celulozowy, biometanol.

Zaliczane do nich są:

 - bioetanol powstały z lignocelulozy (zaawansowana hydroliza i fermentacja),
 - biopaliwa syntetyczne powstałe w wyniku zgazowania / upłynnienia biomasy,
 - biodiesel otrzymany przez rafinację odpadowych olejów roślinnych,
 - biodiesel (olej napędowy) z drewna,
 - eter dimetylowy (DME) z biomasy,
 - wodór powstały w wyniku zgazowania lub procesów biologicznych.

- **biopaliwa płynne trzeciej generacji** - to biopaliwa produkowane z glonów i innych mikroorganizmów.
- **biopaliwa płynne czwartej generacji** obecnie znajdują się w fazie prac badawczych. Naukowcy zajmujący się tymi badaniami m.in. wysuwają propozycję jej wydzielenia ze względu na konieczność zamknięcia bilansu dwutlenku węgla bądź eliminacji jego oddziaływania na środowisko. Technologie produkcji biopaliw czwartej generacji będą uwzględniać procesy CCS (*carbon capture and storage*), czyli wychwyty i składowania węgla na etapie wytwarzania paliwa. Ponadto jako surowce do produkcji paliw czwartej generacji mają służyć rośliny o zwiększonej, być może przez modyfikacje genetyczne, asymilacji dwutlenku węgla w czasie uprawy (Biernat 2010a, 2010b; Maniecka, 2010).

Jak wcześniej stwierdzono, biopaliwa powstają z przetwórstwa biomasy, jaką mogą być rośliny, substancje pochodzenia zwierzęcego, a także mikroorganizmy. Do niedawna najpowszechniej wykorzystywane były tzw. biopaliwa I rodzaju, czyli produkowane z roślin wykorzystywanych również do produkcji żywności. Surowce, z których można wytwarzać biopaliwa, są następujące (Lewandowski, 2007; www.otop.org.pl):

- trzcina cukrowa, owoce, zboża, ryż, kukurydza, ziemniaki, warzywa, i inne produkty rolne, które zawierają cukry proste (fruktozę, glukozę lub sacharozę) lub złożone (skrobia). W wyniku fermentacji otrzymuje się z nich alkohole o dłuższych łańcuchach węglowych i estry lub trzeciorzędowy eter etylo-butylowy (C₂H₅OC₄H₉) ETBE (etyl tertiary butyl ether),
- rzepak, słonecznik, soja i inne rośliny oleiste, z których olej przetwarza się na estry metylowe, stosowane bezpośrednio jako paliwo lub w mieszaninie z olejem napędowym o dowolnym składzie.

Stosowanie biopaliw płynnych do napędu silników pojazdów mechanicznych ma długą historię. Pod koniec XIX wieku Rudolf Diesel do napędu prototypów swoich silników wykorzystywał olej z orzeszków ziemnych (arachidowych). Z kolei Henry Ford już w 1920r. zastosował alkohol etylowy jako paliwo do silników samochodów produkowanych przez jego zakłady. W Polsce pierwszą produkcję mieszanki (30 % alkoholu i 70 % benzyny) rozpoczęto w 1929r. Jednak w niedługim czasie produkty te zostały wyparte z rynku przez tańsze paliwa otrzymywane z ropy naftowej (www.kib.pl).

W Polsce w obecnych czasach już ustawa z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz.U. 2003 nr 199 poz. 1934, z późn. zm.) swoimi zapisami nałożyła prawny obowiązek dodawania biokomponentów do paliw silnikowych. Jej zapisy zabraniały jednakże istnienia wolnego rynku biopaliw, a także wprowadzały karę nakładaną na osoby chcące bez zezwolenia wytwarzać na własne potrzeby biodiesel. Dopiero ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych umożliwiła produkcję biopaliw zarejestrowanym rolnikom indywidualnym w ograniczonej ilości 100 l·ha⁻¹ lub w energetycznym ekwiwalencie innego paliwa np. gazowego. Według danych za 2013 r. Polska była liderem wdrażania biokomponentów do paliw przyjmując jako obowiązujące ilości biokomponentów w paliwach na poziomie 7,1 % udziału liczonego energetycznie (www.naukowiec.org).

Także znany od zarania dziejów etanol, czyli alkohol etylowy C₂H₅OH, jest obecnie jednym z biopaliw płynnych. Jego historia jako paliwa nie przekracza jednak 30 lat. Pierwszym krajem, który zaczął produkować biobenzynę E85 (85 % etanolu, 15 % benzyny) z trzciny cukrowej była Brazylia, kolejnym krajem było USA, gdzie jako surowca do produkcji użyto kukurydzy. W Brazylii wytwarzanie benzyny rozpoczęło się w 1975 r. W

USA produkcja benzyny rozpoczęła się cztery lata później i rośnie znacznie wolniej niż w Brazylii.

Innym doskonałym paliwem, które nie ustępuje olejom napędowym, a dodatkowo podczas spalania w silniku emituje o 40% mniej pyłów w porównaniu z olejem napędowym jest ester metylowy: oleju rzepakowego (RME – *Raps Metyl Ester*), palmowego (PME) lub sojowego (SME).

W warunkach polskich z 1 ha uprawy rzepaku można obecnie uzyskać ok. 3000 kg nasion, z których można wycisnąć na ziarno ok. 1130 kg oleju rzepakowego (35 % masy). W wyniku przeprowadzenia, którąkolwiek ze znanych metod, procesu transestryfikacji tej ilości oleju, uzyskuje się ok. 1150 kg ($1,3 \text{ m}^3$) biopaliwa (Lewandowski, 2007).

Odkąd metody wytwarzania biopaliw płynnych z olejów roślinnych rozpowszechniły się, w Polsce powstało wiele małych firm trudniących się wytwarzaniem urządzeń przeznaczonych do prowadzenia produkcji biopaliw. Produkcję biopaliw na dużą skalę próbowała w ostatnich latach podjąć rafineria w Trzebini, ale z różnych względów chwilowo w znacznej mierze ograniczyła tę gałąź swojej produkcji.

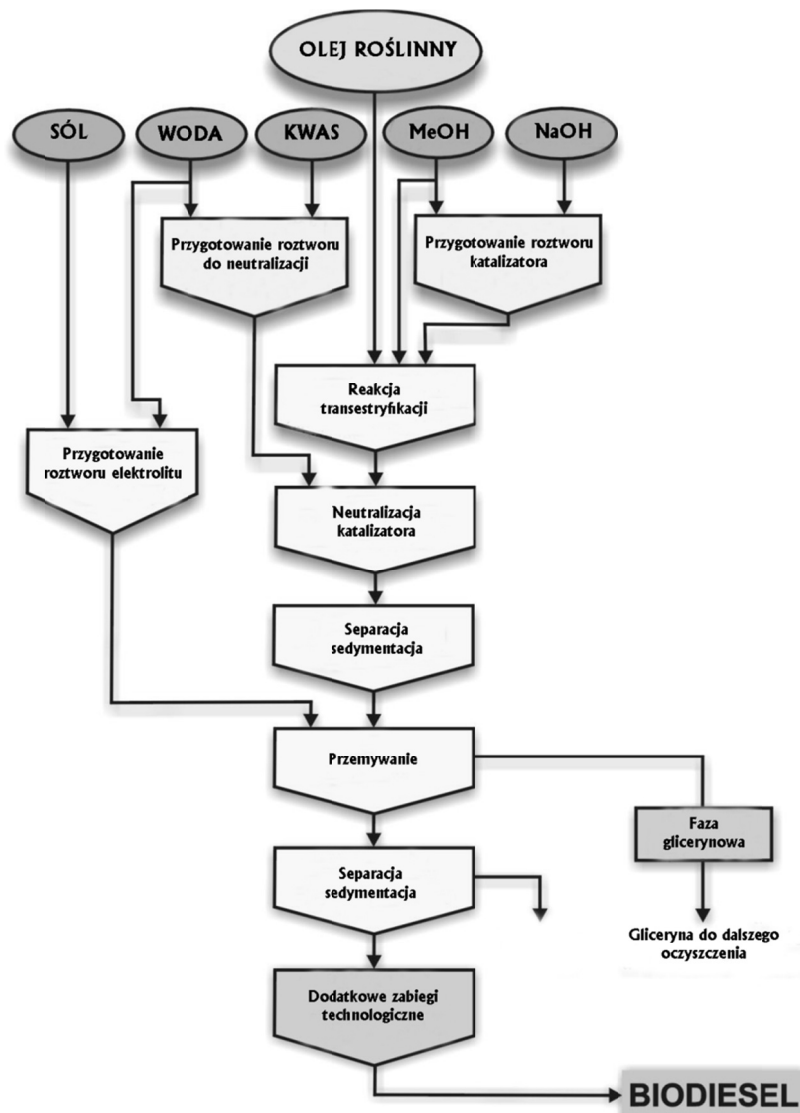
Do wytwarzania biopaliw płynnych służą biorafinerie. Biorafinerie to urządzenia lub zakłady przetwarzające odnawialne surowce roślinne na wysokowartościowe paliwa, chemikalia i inne podobne produkty. Zasadniczymi elementami odróżniającymi różne typy biorafinerii są:

- różnorodne surowce wejściowe,
- enzymatyczne procesy konwersji surowców do cukrów ulegających fermentacji,
- biokatalizatory umożliwiające konwersję cukrów do żądanych produktów,
- produkty uboczne, które mogą być ponownie wykorzystane w procesach produkcji biopaliw lub komercyjnie sprzedawane (Wolszczak, 2008).

Także Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych w Poznaniu promował i promuje technologię, która umożliwia produkcję biopaliw z olejów roślinnych. W wyniku prowadzonych w Przemysłowym Instytucie Maszyn Rolniczych w Poznaniu prac badawczych nad produkcją biopaliw płynnych opracowano nową technologię przeróbki oleju roślinnego na paliwo silnikowe. Schemat tej technologii obrazuje rys. 2.2. Technologia ta charakteryzuje się m. in.:

- zwiększeniem stopnia przereagowania triglicerydów oleju roślinnego do estrów metylowych,
- zmniejszeniem ilości produktów ubocznych,
- polepszeniem jakości produktów końcowych.

Otrzymywane według tej technologii paliwo spełnia obowiązujące standardy, normy PN-EN 14214+A1:2014-04, szczególnie ze względu na zawartość mono-, di-, i triglicerydów (Adamczyk i in., 2010a). Technologia ta jest realizowana w wytwórni W-500M (rys.2.4.), która umożliwia produkcję biopaliwa z olejów roślinnych, m. in. z oleju: rzepakowego, gorzycy, lnianki, słonecznika, soi.



Rysunek 2.2. Schemat technologiczny opracowanej w PIMR metody wytwarzania biodiesla

Wyprodukowane biopaliwo może być wykorzystane do napędu ciągników rolniczych, samojezdnych maszyn rolniczych, pojazdów a także jako paliwo dla celów grzewczych. W wytwórni W-500M paliwa silnikowego z olejów roślinnych zastosowano nowoczesny system hydraulicznego mieszania reagentów oraz system precyzyjnego – kontrolowanego ich dozowania. Dodatkowo wytwórnia W-500M przystosowana została konstrukcyjnie do

zamontowania na przyczepie lub skrzyni ładunkowej pojazdu stanowiąc podstawowy moduł mobilnego zakładu tłoczenia oleju roślinnego i jego przeróbki na biopaliwo (rys. 2.3.).

Sposób wytwarzania biopaliwa w wytwórni W-500 polega na kontrolowaniu szybkości przebiegu reakcji katalizy i zablokowaniu aktywności katalizatora natychmiast po uzyskaniu zadowalającego stopnia transestryfikacji. Zapobiega to powstawaniu niepotrzebnych związków chemicznych i zmniejsza ilość powstających odpadów.

Maksymalna ilość wytworzonego paliwa w ciągu jednego cyklu produkcyjnego to 500 dm³. Do jego wyprodukowania potrzeba: 470 dm³ oleju roślinnego oraz odpowiednich ilości metanolu, mieszaniny katalitycznej oraz dm³ kwasu.



Rysunek 2.3. Wytwórnia biopaliwa W-500

Wskutek polityki Unii Europejskiej, która w dwóch dyrektywach (Dyrektywa 2003/30/WE i Dyrektywa 2009/30/WE) zobowiązała państwa członkowskie do osiągnięcia konkretnego poziomu wykorzystania biopaliw w transporcie, wzrastała ilość koniecznych do przetworzenia ilości produktów (głównie nasion różnych roślin) pochodzenia rolnicze-

go. Aby jednocześnie sprostać rosnącemu popytowi na biopaliwa i konieczności produkcji odpowiedniej ilości surowców do przetwarzania żywności, konieczne było pozyskiwanie pod uprawy rolnicze coraz to nowych terenów. W związku z tym zaczęto na szeroką skalę przekształcać istniejące dotąd uprawy pod rośliny do produkcji biopaliw. Tworzono nowe plantacje poprzez karczowanie lasów, niszczenie torfowisk i innych cennych siedlisk w naturalny sposób magazynujących dwutlenek węgla i ograniczających jego przedostawanie się do atmosfery (Lewandowski, 2007, www.otop.org.pl). Aby przeciwdziałać tym niepokojącym zjawiskom, przede wszystkim zmniejszaniu się produkcji rolniczej przeznaczonej na żywność, wprowadzono zakaz produkcji biopaliw płynnych I generacji na rzecz paliw II i kolejnych generacji. Do odpowiedniego przetwarzania celem wyprodukowania biopaliw II generacji są wykorzystywane następujące surowce (Lewandowski, 2007):

- trawa, drewno, słoma, kolby kukurydziane, odpady rolno-spożywcze i płody rolne zawierające celulozę, które mogą zostać przetworzone na etanol. W ich przypadku wymagana jest bardziej zaawansowana technologia niż fermentacja. Celuloza może być również zgazyfikowana do wodoru, metanu lub do innych gazów, z których następnie można zsyntetyzować paliwa ciekłe, takie jak biometanol (Garścia i Ciechanowicz, 2003), eter dimetylowy (CH_3OCH_3) DME (*dimethyl ether*), a nawet do syntetycznej benzyny lub oleju napędowego (Tosing, 2004).
- odpady pochodzenia organicznego: z hodowli zwierząt, z uprawy rolnych, z przemysłu rolno-spożywczego, ze ścieków komunalnych, z wysypisk śmieci itd. Otrzymuje się z nich w wyniku fermentacji beztlenowej biogaz lub przez rozkład termiczny – paliwa płynne.

Aby zwiększyć i zdywersyfikować możliwości wytwarzania biopaliw ciągle poszukuje się innych „materiałów biologicznych” mogących stanowić bazę do wytwarzania bioestrów. Takimi materiałami są algi. Algi to przedstawiciele glonów, należące do grupy organizmów plechowych, najczęściej samożywnych, żyjących w środowisku wodnym lub miejscach wilgotnych. Ciało alg stanowi jednorodna lub zbudowana z mało zróżnicowanych komórek plecha, o wielkości od kilku mikrometrów do kilku metrów. Plecha może przybierać kształt przypominający liście lub łodygi, które służą do pochłaniania pokarmu z otoczenia. Organizmy te występują w wodach słodkich, słonych, chłodnych i ciepłych. Żyją one we wszystkich strefach geograficznych, ale najliczniej występują na półkuli północnej, gdzie rocznie wydobywa się ich ok. 1,5 mln t. Do produkcji różnych typów biopaliw mogą być wykorzystywane mikroalgi. Wykorzystując je można wytwarzać: produkowany przez beztlenowy rozkład biomasy glonów metan, biodiesel powstający z oleju pozyskanego z alg i fotobiologicznie produkowany biowodór. Idea wykorzystania mikroalg jako odnawialnego źródła paliwa nie jest nowa i obecnie ze względu na wzrost cen ropy naftowej coraz częściej brana jest poważnie pod uwagę (Frąc i in., 2009, Dragone i in., 2010). Aby zintensyfikować produkcję biopaliw zaczęto prowadzić intensywne hodowle alg (rys. 2.4.), bowiem charakteryzują się bardzo szybkim wzrostem, pozwalają też na bardzo efektywne wykorzystanie terenu. Z jednostki powierzchni można uzyskać 30 razy więcej energii niż jakiegokolwiek innego źródła pozyskiwania paliwa (Dragone i in., 2010). Nie muszą to być wcale tereny uprawne, do ich uprawy doskonale nadają się nieużytki, a jeszcze lepiej pustynie, zapewniające algom nieskrępowany dostęp energii słonecznej. Do wzrostu alg potrzebują dwutlenku węgla, a pochłaniając go uwalniają tlen (ewentualnie, w środowisku beziarkowym - wodór). Doskonałym źródłem dwutlenku węgla może być np. działająca elektrownia konwencjonalna - po spaleniu paliwa dwutlenek węgla trafia do zbiornika z

algami, gdzie służy im do wzrostu. Mogą rosnąć na zanieczyszczonej wodzie, w tym ściekach, które przy okazji oczyszczają (Dragone i in., 2010; Lewicki i in., 2013). Znane więc już są metody wykorzystania do tych celów terenów pustynnych. Wzbogacana w CO₂ woda przepływa w foliowych zbiornikach, które eliminują jej parowanie. Półproduktem glonowej hodowli jest białko i O₂. Departament Energii USA (*US Department of Energy*) oszacował, że do pokrycia obecnego zapotrzebowania USA na paliwa wystarczy uprawa glonów na biopaliwo na powierzchni 15 tys mil² (ok. 39000 km²), czyli 0,2% terenu kraju (Wise, 2008).



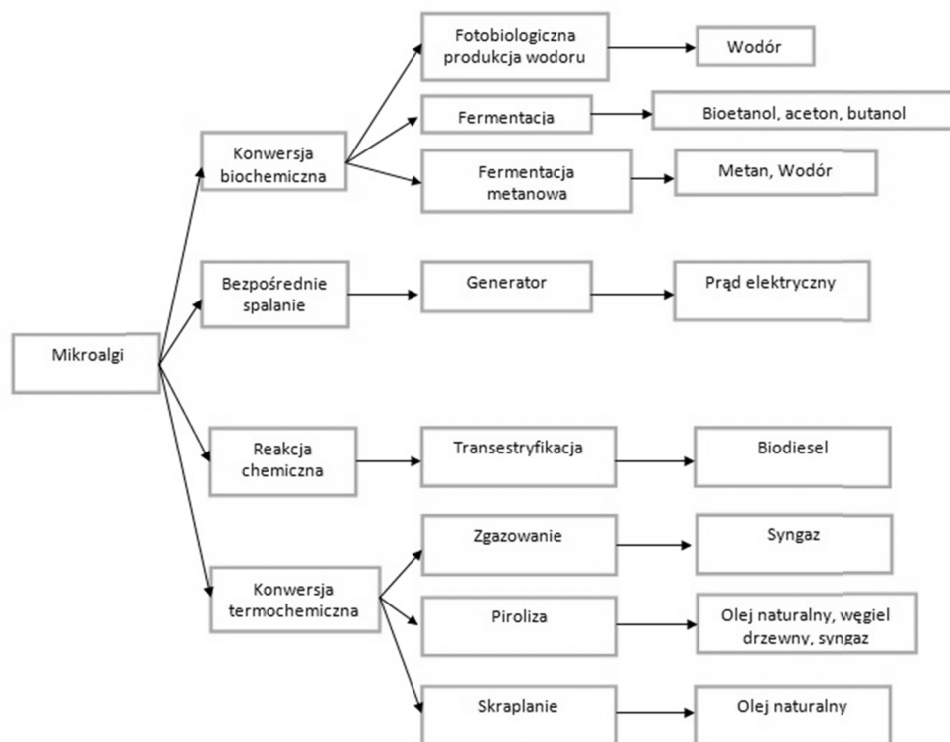
Źródło: www.wageningenur.nl

Rysunek 2.4. Hodowla alg w horyzontalnych reaktorach rurowych w Hogesschool Zeeland we współpracy z Uniwersytetem Wageningen

Znanych jest kilka sposobów przeprowadzania konwersji biomasy mikroalg na nośniki energii odnawialnej, które schematycznie przedstawia rys. 2.5.

Obecnie w ramach pozyskiwania materiałów mogących być potencjalnymi źródłami biopaliw czwartej generacji prowadzi się badania nad możliwościami użycia do produkcji biopaliw organizmów zmodyfikowanych genetycznie. Jednym z badaczy zajmujących się tą problematyką jest Jay D. Kasling, który zmodyfikował pałeczkę okrężnicy tak, aby produkowała olej fotoautotroficznie i wydzielala go na zewnątrz komórki (Biello, 2011). W 2013 roku naukowcy University of Georgia opracowali również metodę produkcji związków organicznych, w tym także prekursorów paliw, przy pomocy ciepłolubnej bakterii

Pyrococcus furiosus, która wytwarza je bezpośrednio z atmosferycznego CO₂ (www.phys.org/news).



Źródła: Dragone i in., 2010, www.reo.pl

Rysunek 2.5. Procesy konwersji biomasy z mikroalg na biopaliwa

Produkcja i stosowanie paliw płynnych z odnawialnych źródeł (biopaliw) niesie za sobą wiele różnych korzyści, ale i posiada pewne wady. Za upowszechnianiem stosowania biopaliw płynnych przemawiają następujące powody (Podkówa, 2004; Piekarski i in., 2006; Bocheński, 2008; Roszkowski, 2008, Wolszczak, 2008):

- 1) zasoby ropy naftowej są ograniczone; aktualny poziom wydobycia i zapotrzebowania dla całego świata wskazuje, że zasoby ropy naftowej wystarczą na około 50 lat, Polska zaś jest krajem bez własnych źródeł paliw płynnych,
- 2) stosowanie do napędu silników pojazdów mechanicznych biopaliw płynnych wpływa korzystnie na ochronę środowiska, a głównie atmosfery przed gazami wywołującymi efekt cieplarniany. Przy spalaniu biopaliw wytwarza się mniej więcej tyle CO₂, ile rośliny pobrały w czasie wzrostu (zamknięty obieg CO₂). Nawet jeśli weźmiemy pod uwagę cały proces produkcyjny od uprawy do dostawy RME do stacji paliw, emisja

CO₂ przy spalaniu jest o 60-80 % niższa niż w przypadku tradycyjnego oleju napędowego,

- 3) biodiesle posiadają praktycznie zerową zawartość siarki, a tym samym ich stosowanie ogranicza zjawisko występowania "kwaśnych deszczy",
- 4) paliwa te nie zawierają benzolu i innych związków aromatycznych (benzen, toluen),
- 5) paliwa te są substancjami bezpiecznymi, bowiem posiadają wyższą temperaturę zapłonu niż olej napędowy, która wynosi około 170°C,
- 6) dodatek RME do oleju napędowego podnosi jego własności smarne (lepsza adhezja RME do gładzi cylindra i łożysk), a więc wydłuża żywotność silnika (większy przebieg),
- 7) łatwo ulegają biodegradacji i w przypadku awarii nie zagrażają glebie i wodom gruntowym - w normalnych warunkach w ciągu 28 dni mikroorganizmy rozkładają go w 99 %,
- 8) mają porównywalną wartość energetyczną z olejem napędowym,
- 9) znacznie obniżają emisję w spalinach cząstek stałych i węglowodorów.

Do najczęściej podnoszonych zastrzeżeń odnośnie stosowania biopaliw płynnych należą:

- 1) niższa od 8 do 18 % wartość opałowa, co wiąże się z większym zużyciem paliwa przez silnik,
- 2) konieczność modyfikacji systemów wtryskowych z uwagi na wyższą lepkość estrów w porównaniu z olejem napędowym,
- 3) tworzenie się w silniku osadu, szczególnie na wtryskach, zwłaszcza jeżeli paliwo nie odpowiada normie,
- 4) zwiększona emisja NO_x podczas spalania,
- 5) mniejsza odporność na utlenianie, co ma szczególne znaczenie przy dłuższym przechowywaniu,
- 6) higroskopijność, czyli samoistne pochłanianie wody,
- 7) zwiększona podatność na rozwój mikroorganizmów,
- 8) możliwość blokowania systemu filtrującego paliwo przez powstające osady,
- 9) działanie rozpuszczające wobec niektórych materiałów uszczelniających,
- 10) możliwość rozcieńczania oleju silnikowego, w efekcie konieczność częstszych jego wymian.

Spalanie paliw jest nie tylko źródłem energii, lecz również przyczynie się do zanieczyszczenia atmosfery takimi związkami, jak tlenki azotu, siarki, węgla, cząstki stałe i inne. Nawet CO₂ emitowany w nadmiarze jest gazem "cieplarnianym". Mając na uwadze wymienione fakty, należy dążyć do racjonalnego wykorzystania dostępnych paliw (Podkowska, 2004).

2.4. Biopaliwa gazowe

Biopaliwa gazowe to paliwa:

- powstałe w wyniku fermentacji beztlenowej ciekłych i stałych pozostałości z produkcji roślinnej i zwierzęcej (gnojowica, obornik, słoma oraz inna biomasa) – biogaz,
- powstałe w procesie zgazowania biomasy – gaz generatorowy (gaz drzewny).

Biopaliwa gazowe lub krócej mówiąc – biogaz, najprościej można zdefiniować jako gaz powstający z przetworzenia surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej (www.pigeo.org.pl, Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348; www.bip.minrol.gov.pl).

Z kolei w Dyrektywie 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych termin biogaz jest definiowany, jako paliwo gazowe produkowane z biomasy i/lub ulegającej biodegradacji części odpadów, które może być oczyszczone do jakości naturalnego gazu, do użycia jako biopaliwo, lub gaz drzewny.

W obowiązującej ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z 25 sierpnia 2006r. (Dz. U. 2006 Nr 169 poz. 1199, z późn. zm.) do grupy biopaliw gazowych (Art. 2, p. 9) zaliczono:

- bio propan-butan – mieszaninę skroplonych gazów węglowodorowych, głównie propanu C3 i butanu C4, wytworzonych z biomasy,
- skroplony biometan – skroplony metan wytworzony z biomasy,
- sprężony biometan – mieszaninę sprężonych gazów węglowodorowych, głównie metanu C1, wytworzonych z biomasy,
- biowodór – wodór wytworzony z biomasy.

Biogaz jest źródłem wtórnym powstającym z przetworzenia biomasy przy wykorzystaniu różnych procesów. Najbardziej rozpowszechnioną techniką wytwarzania biogazu jest fermentacja metanowa, gdzie w warunkach beztlenowych fizyko-chemiczne procesy wspierane bakteriami metanowymi rozkładają masę organiczną do postaci gazowej. Jest on gazem palnym, więc może zostać wykorzystany jako paliwo napędzające turbinę gazową produkując energię elektryczną, jako paliwo stosowane w kotle do wytwarzania ciepła lub, co częściej ma miejsce, jako paliwo napędzające silnik układu kogeneracyjnego, gdzie w jednym procesie wytwarza się energię elektryczną i ciepło. Po oczyszczeniu może zostać odpowiednio sprężony i wykorzystany jako paliwo napędzające pojazdy mechaniczne w transporcie. Takie rozwiązania dobrze znane są w Szwecji, a także Niemczech czy Austrii.

Biogaz może być wykorzystany w celach energetycznych lokalnie przez sprzęgnięcie generowanego paliwa z jednostką spalającą biogaz lub po oczyszczeniu, wprowadzony do sieci gazowej i po przesłaniu, dalej wykorzystany w celach energetycznych (www.pigeo.org.pl).

Pośród różnych technologii termochemicznej konwersji, czyli zmiany właściwości przekształcanych materiałów w wyniku różnych reakcji chemicznych, prowadzonych w aparatach zwanych konwertorami (zwykle w wysokiej temperaturze, pod wysokim ciśnieniem lub z użyciem katalizatorów) biomasy, takich jak spalanie piroliza czy też zgazowanie, szczególnie atrakcyjnym procesem jest ten ostatni. W porównaniu ze spalaniem, zga-

zowanie biomasy charakteryzuje się szeregiem zalet, z których do najważniejszych zaliczyć należy:

- szerokie możliwości wykorzystania produkowanego gazu (produkcja energii cieplnej i elektrycznej, surowiec w przemyśle chemicznym itp.),
- zmniejszenie ilości zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery,
- zwiększenie sprawności konwersji do energii cieplnej i elektrycznej,
- możliwość stosowania biomasy w formie surowej, np. o wysokiej zawartości wilgoci (Porada 2008).

Zgazowanie biomasy to złożony proces termochemiczny składający się z szeregu reakcji chemicznych zarówno równoległych, jak i następczych. Proces zgazowania przebiega w dwóch następujących po sobie etapach. W temperaturze powyżej 600°C surowiec podlega procesowi pyrolizy, czyli rozkładowi termicznemu, w wyniku którego wydzielają się substancje lotne i powstaje stały produkt - karbonizat. Substancje lotne są mieszaniną par węglowodorów ciekłych (smoła, oleje) i wody oraz gazów węglowodorowych i gazów nieorganicznych, takich jak: wodór, tlenek węgla, dwutlenek węgla, wodór lub mieszaniny tych gazów. Wytworzony karbonizat podlega następnie reakcjom z medium zgazowującym, którym może być para wodna, tlen, powietrze dwutlenek węgla, wodór i mieszaniny tych gazów. Wydzielające się substancje lotne ulegają reakcjom wtórnym, których zasięg jest uzależniony od sposobu prowadzenia procesu zgazowania. Proces zgazowania przeprowadzany jest w reaktorach zwanych gazogeneratorami lub generatorami (czasem również czadnicami). W zależności od stosowanego środka zgazowującego rozróżnia się pięć głównych rodzajów gazów (tab. 2.2.) (Porada 2008).

Tabela. 2.2. Rodzaje gazów wytwarzanych w procesie zgazowania paliw stałych.

Nazwa gazu	Główny czynnik zgazowujący	Wartość opałowa MJ·Nm ⁻³	Główne składniki gazu
Gaz powietrzny	powietrze	3,78 - 4,20	CO, CO ₂ , N ₂
Gaz powietrzno-wodny	powietrze + para wodna	5,04 - 6,72	CO, H ₂ , CO ₂ , N ₂
Gaz wodno-tlenowy	tlen + para wodna	10,08 - 11,34	CO, H ₂ , CO ₂ ,
Gaz wodno-tlenowy ciśnieniowy	tlen + para wodna	10,08 - 19,32	CH ₄ , N ₂ , CO, CO ₂
Gaz wodorowy	wodór	22,50 - 33,60	CH ₄

Źródło: Porada, 2008

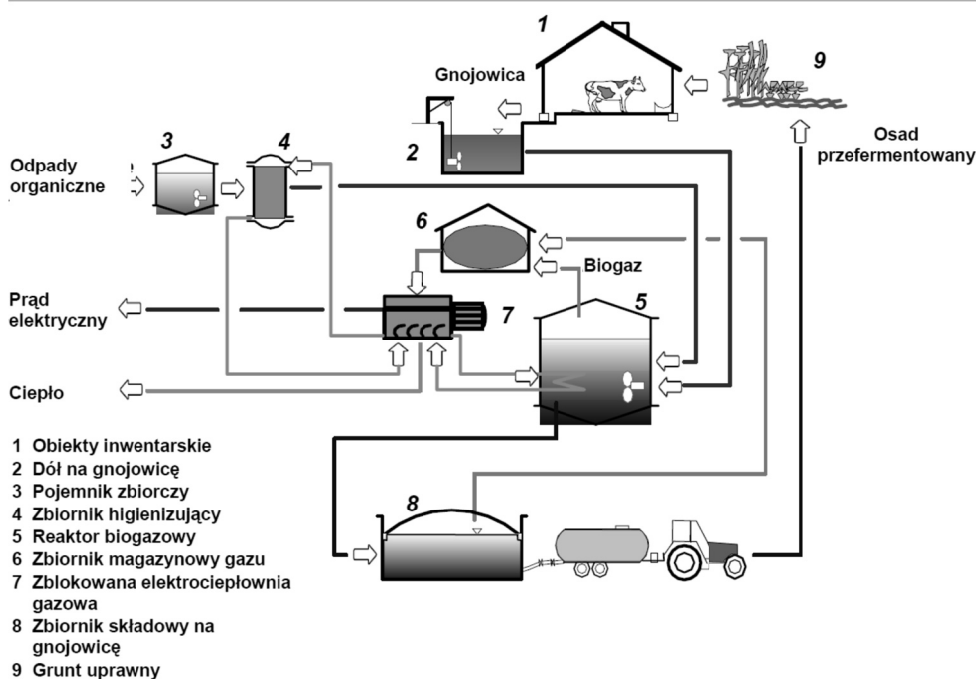
Według zamierzeń Rządu, do 2020 r. w każdej gminie w naszym kraju powinna funkcjonować przynajmniej jedna biogazownia rolnicza produkująca energię elektryczną i ciepłą. Moc każdego obiektu ma wynosić 0,7– 3 MW, a łącznie do 2 do 3 tysięcy MW. Surowcem do produkcji biogazu w tych biogazowniach powinny być rośliny energetyczne (głównie kukurydza) i odpady rolnicze (gnojowica, resztki poubojowe, odpady z wytwarzania biopaliw) (Dach, 2008, Adamczyk i in., 2010b).

Wykorzystanie odpadów do produkcji biogazu takich jak: obornik, gnojowica, odpady zwierzęce, tłuszcze poflotacyjne, odpady z przemysłu spożywczego, przetwórczego oraz innych odpadów organicznych, może stworzyć źródło zarobku dla małych i średnich go-

spodarstw rolno-hodowlanych oraz stać się przyczyną faktycznej restrukturyzacji wsi (Adamczyk i in., 2010b).

Z praktyki krajów ościennych wiadomo, że biogazownie rolnicze mają rację bytu w tych gospodarstwach, które mają powierzchnię powyżej 20 ha (Cebula, 2009).

Typowa instalacja biogazowni rolniczej (rys.2.6.) składa się z układu podawania biomasy, komory fermentacyjnej, zbiornika biogazu, zbiornika magazynującego przefermentowany substrat oraz agregatu kogeneracyjnego.



Źródło: Scholwin F. i in., 2007

Rysunek 2.6. Schemat instalacji biogazowni rolniczej

Tematyka biopaliw jest bardzo rozległa. Ze względu na charakter publikacji i jej objętość poruszono tutaj tylko sprawę biopaliw. Dokonano ich podziału. Przedstawiono różne ich definicje, których przeprowadzona przez czytelnika głębsza analiza powinna doprowadzić do, być może dla wielu oczywistego wniosku, iż są one zbieżne. Przedstawiony w pracy materiał ma za zadanie jedynie wstępnie przybliżyć omawianą tematykę, równocześnie zachęcając czytelnika do samodzielnych dalszych, pogłębionych studiów. Ułatwieniem w ich rozpoczęciu na pewno będzie bibliograficzny materiał źródłowy, na którym oparto tworzenie tej pracy. Jest to tylko niewielki wybór z bardzo bogatego materiału dostępnego w postaci wszelkiego rodzaju publikacji drukowanych, ale także materiału dostępnego na stronach internetowych różnego rodzaju instytucji, towarzystw naukowych, organizacji technicznych, społecznych czy firm i na wielu związanych z tą tematyką portalach.

ROZDZIAŁ 3.

ODZYSK I PRODUKCJA CIEPŁA W BUDYNKACH INWENTARSKICH

Rozwój nowych technologii i przede wszystkim coraz tańsze systemy elektroniczne i dostępniejsza wysoko zaawansowana technika umożliwiła pozyskiwanie traconego dotychczas ciepła z wielu źródeł w budynku inwentarskim. Do takich źródeł ciepła nazywanych fachowo *dolnym źródłem ciepła* zalicza się przede wszystkim: udojone mleko, wodę myjącą urządzenia udojowe, powietrze wentylacyjne, obornik, gnojowicę, ściółkę. Są to źródła ciepła tzw. „rolnicze”, ale oprócz nich bardzo dobrze funkcjonują instalacje pobierające ciepło z cieczowych kolektorów słonecznych, z pionowych lub poziomych wymienników gruntowych, studni a nawet przydomowych stawów.

Szczegółowa analiza literatury wykazuje, że prowadzone są od wielu lat badania w zakresie pozyskiwania i przetwarzania energii z wielu niekonwencjonalnych źródeł energii. Szczególnie rolnictwo dysponuje znacznym potencjałem dotychczas niewykorzystywanej energii. Ze wzrostem zapotrzebowania na energię w świecie wzrastają również koszty jej pozyskiwania, stąd istnieje jak twierdzi Gedymin (2004), stała tendencja do poszukiwania tanich jej źródeł, najlepiej takich, które nie zanieczyszczają środowiska. W produkcji zwierzęcej notuje się również wzrost energochłonności poszczególnych zabiegów, ale jednocześnie dużo energii – a szczególnie ciepła, jest marnowane. Wynika to głównie z faktu, iż energia w produkcji zwierzęcej jest jednym z najważniejszych czynników, mających decydujący wpływ na ostateczne efekty produkcji i stanowi jeden z głównych składowych kosztów użytkowania maszyn i urządzeń. Ma ona więc bezpośredni wpływ na technologię chowu oraz techniki utrzymania zwierząt gospodarskich.

Przed wszystkim produkcja zwierzęca charakteryzuje się z jednej strony bardzo dużym zapotrzebowaniem na energię, a z drugiej strony bardzo dużo ciepła jest generowane przez m.in. zwierzęta i jest ono usuwane poza budynek i bezpowrotnie tracone. Najważniejszym i najczęściej mogącym znaleźć zastosowanie źródłem ciepła odpadowego, mogącego być ponownie wykorzystane w obrębie budynku inwentarskiego są ciepłe, świeżo udojone mleko, woda myjąca instalację udojową, ściółka, gnojowica, obornik, powietrze wentylacyjne, ciepłe powietrze generowane przez pracujący agregat próżniowy dojarki mechanicznej. Poszczególne systemy zostały przedstawione i omówione szczegółowo osobno poniżej.

Oprócz możliwości korzystania ze źródeł rolniczych – wcześniej wymienionych – coraz popularniejsze stają się rozwiązania, znajdujące od lat zastosowanie poza rolnictwem - w budynkach mieszkalnych, budynkach użyteczności publicznej i innych obiektach mogących współpracować z odnawialnymi źródłami energii. Do takich źródeł zalicza się przede wszystkim cieczowe i fotowoltaiczne kolektory słoneczne, gruntowe wymienniki ciepła (poziome i pionowe), siłownie wiatrowe. Dowiedziono jednak, że mimo daleko posuniętych prac i badań w zakresie eksploatacji niekonwencjonalnych źródeł energii, obecnie w literaturze brak pełnych i wyczerpujących danych związanych z określeniem i wyznaczeniem efektywności pozyskiwania ciepła przy wykorzystaniu systemów obejmujących synchronizację cieczowych kolektorów słonecznych i odzysku ciepła z wody technologicznej w oborach bydła mlecznego. Wyniki dotychczas prowadzonych badań można uznać za

częściowo tylko spełniające oczekiwania i będące wytycznymi do prowadzenia dalszych, kompleksowych badań, które umożliwią ich praktyczne wdrożenie i zastosowanie.

Jednak do niedawna pozyskiwanie energii z odnawialnych źródeł było mocno ograniczone ze względu na techniczne trudności, wynikające przede wszystkim z losowej zmienności ilości uzyskiwanej energii elektrycznej i z trudności w magazynowaniu jej nadwyżek, ale też niedoskonałej techniki i rozwiązań automatycznych. W związku z tym, że trudno było uzyskać stabilną podaż energii np. elektrycznej wytwarzanej z energii słonecznej czy z energii wiatru tak, aby była ona konkurencyjna rynkowo z energią z siłowni konwencjonalnych, do niedawna panowało przekonanie, że produkcja energii ze źródeł odnawialnych ze względów czysto komercyjnych była nieopłacalna (Podkówka 2004).

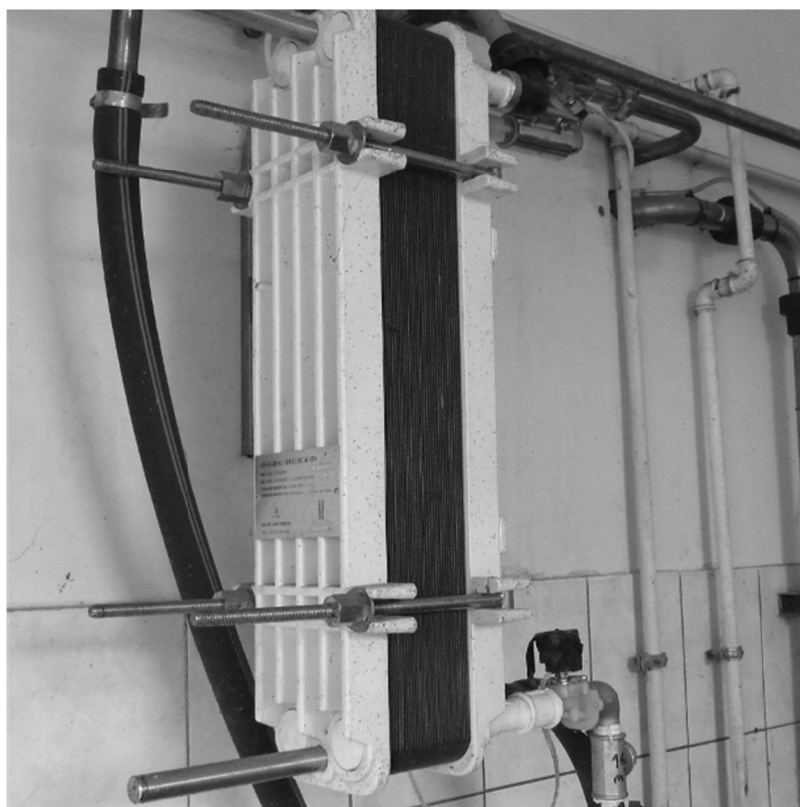
Instalacje do pozyskiwania ciepła ze źródeł odnawialnych – zarówno jako jednosystemowe jak i wielosystemowe – czyli zasilane więcej niż tylko jednym źródłem energii, zdobywają coraz większe zainteresowanie obserwuje się coraz częstsze inwestycje w gospodarstwach rolnych jak również w budynkach użyteczności publicznej i domach mieszkalnych. Ciepło generowane przez wspomniane wcześniej instalacje trafia do sieci centralnego ogrzewania danego obiektu ale także zasilają może same budynki inwentarskie w podgrzaną wodę technologiczną lub przeznaczoną do pojenia zwierząt lub dogrzewania młodych osobników (np. prosiąt).

Uwzględniając konieczność wdrażania technologii generujących energię z odnawialnych źródeł energii wynikającą m.in. z międzynarodowych zobowiązań Polski w dotyczących ograniczeń emisji CO₂ do atmosfery oraz Dyrektyw Unii Europejskiej (Program UE 3x20, Protokół z Kioto) i opinii specjalistów, przewiduje się dynamiczny rozwój branży Odnawialnych Źródeł Energii. Faktem wspomagającym jest prowadzona aktualnie zarówno przez UE jak i organizacje rządowe i pozarządowe Polski, korzystna polityka wspomagania finansowego potencjalnych inwestorów w instalacje opartych na źródłach energii odnawialnej.

3.1. Dój i wstępna obróbka mleka

Hodowcy bydła mlecznego coraz częściej starają się wykorzystywać ciepło udojonego mleka. Mleko krowie posiada temperaturę rzędu około 34-35°C. Co prawda w trakcie jego transportowania poprzez instalację udojową do jednostki końcowej, a następnie do schładzalnika w zlewni mleka, temperatura udojonego mleka obniża się, ale i tak wpadając do schładzalnika posiada jeszcze znaczne ilości ciepła, co w trakcie schładzania go do wymaganych 4-6°C wymaga znacznych nakładów energetycznych. Nakłady te można obniżyć poprzez zastosowanie wstępnego schłodzenia mleka – i podgrzanie zimnej wody wodociągowej. Takie przejście ciepła z jednego ośrodka (mleko) do drugiego (woda bieżąca) pozwala uzyskać ciepłą wodę o temperaturze ok. 15-20°C w celu np. pojenia zwierząt. Zaobserwowano bowiem, iż pojenie cieplejszą wodą (temp. ok. 15-20°C) wpływa korzystniej na mleczność i zdrowotność bydła niż – pojenie zwykłą zimną wodociągową (temp. ok. 9-11°C) [Mirek 2011]. W układzie chłodzenia udojonego mleka używa się schłodzonej wody lub wytwornicy lodu. Chłodzenie w przepływie (czyli stosując przeponowy wymiennik ciepła typu pracujący np. w tzw. „przeciwprądzie”) stosuje się w dużych stadach krów lub w stadach, w których dój odbywa się całą dobę, jak np. w dobrowolnym systemie doju typu

VMS (Źródło: Katalog DeLaval 2012). W przypadkach, gdy jakość wydojonego mleka jest niska (zła higiena lub technika doju), chłodzenie w przepływie natychmiast hamuje rozwój bakterii w mleku. Na rys. 3.1. przedstawiono przykład instalacji z wykorzystaniem płytowego wymiennika ciepła. Natomiast w tabeli 3.1. umieszczono wybrane parametry techniczne przykładowego wymiennika ciepła typu BHSS.



Rysunek 3.1. Płytowy wymiennik ciepła do mleka [Foto: R.Szulc]

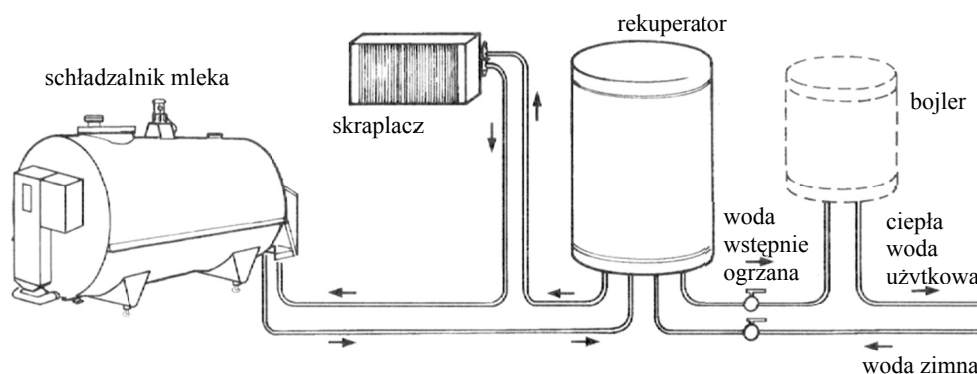
Przykładowym rozwiązaniem (rys. 3.1.) jest usytuowanie jeszcze przed schładzalnikiem – wstępnego, płytowego wymiennika ciepła, co w konsekwencji przyczynia się w znacznym stopniu, że schładzanie mleka na miejscu w gospodarstwie jest mniej kosztowne. Dopiero tak schłodzone mleko kierowane jest do zbiornika schładzarki w celu dalszego jego oziębienia. Zalecana prędkość przepływu wody do mleka wynosi 2,5:1 dla wymienników z grupy BM oraz 2:1 z grupy BH (Źródło: Katalog DeLaval 2009).

Tabela 3.1. Dane techniczne przykładowego wymiennika ciepła BHSS

Typ	Ilość płyt	Przepływ mleka (l·min ⁻¹)	Ilość wody wymaganej do optymalizacji schładzania (woda/mleko)
BH PR-23	23	33	2:1
BH PR-35	35	66	2:1
BH PR-47	47	100	2:1
BH PR-61	61	133	2:1
BH PR-73	73	166	2:1

Źródło: www.delaval.pl

Należy zwrócić uwagę na fakt, że ilość pozyskiwanego ciepła zależy przede wszystkim od ilości chłodzonego mleka, jego temperatury i temperatury otoczenia. Na rys. 3.2. przedstawiono schemat ideowy działania instalacji w połączeniu z rekuperatorem. Szeregowe połączenie rekuperatora z bojlerem pozwala kontrolować temperaturę ciepłej wody użytkowej. Ponadto warto podać do wiadomości, że działanie rekuperatora zmniejsza zużycie energii elektrycznej przez bojler do niezbędnego minimum.



Źródło: GEA Farm Technologies

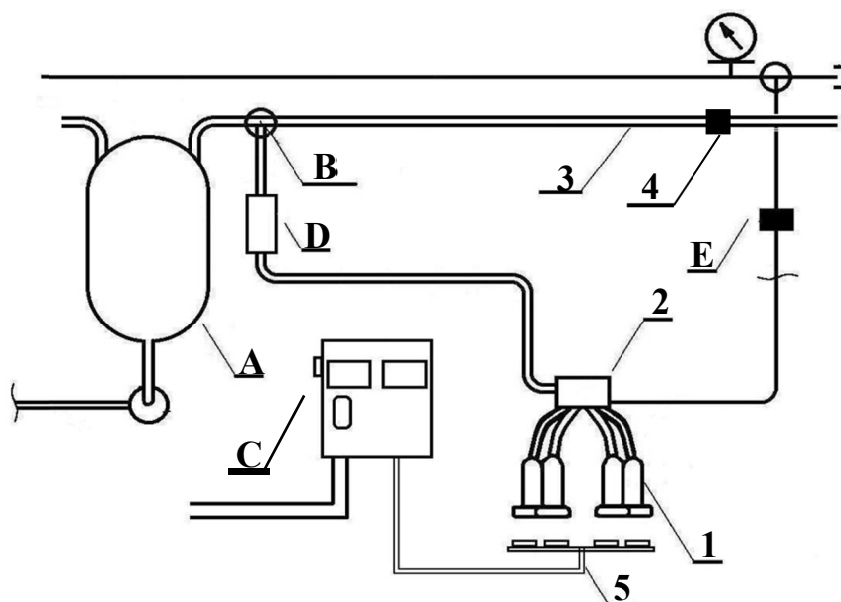
Rysunek 3.2. Schemat instalacji WRA do odzysku ciepła

Wnioski płynące z analiz przeprowadzonych także przez Szulca i Myczko (2010) wskazują, że stosując systemy odzysku energii i ciepła uzyskujemy zmniejszenie zużycia energii elektrycznej na schładzanie mleka, a tym samym obniżamy nakłady ekonomiczne z tym procesem związane. Obniżenie zużycia energii elektrycznej przekłada się na realne zmniejszenie energochłonności produkcji, a zatem także na redukcję ilości spalanych paliw kopalnych w krajowych elektrociepłowniach. To z kolei ma bezpośrednie przełożenie na redukcję emisji pyłów i gazów cieplarnianych (głównie CO₂). Odzysk ciepła z udojonego mleka, poza korzyścią w postaci mniejszych nakładów energetycznych na dalsze chłodzenie mleka, daje też tańszą energię cieplną pozwalającą na szerokie zastosowanie w gospodarstwie rolnym (np. podgrzewanie wody dla zwierząt).

3.2. Mycie instalacji udojowej

Wyróżniamy cztery podstawowe systemy mycia instalacji udojowej. Jest nim system otwarty (wannowy), obiegowy („cyrkulacyjny”), system mycia wrzącą wodą („gorąca woda”) i komputerowo sterowane mycie w obiegu zamkniętym. Najtańszym w eksploatacji okazuje się system wannowy, przede wszystkim ze względu na niskie koszty energii, wynikające z nocnego podgrzewania wody. Jest to system nadający się dla wszystkich gospodarstw, zarówno dużych jak i małych.

Mycie obiegowe z przepływowym podgrzewaczem wody jest najstarszym, pewnym sposobem mycia, wymaga jednak dużej mocy (12 - 20 kW) i wykazuje znaczną energochłonność. System mycia wodą krążącą w obiegu zamkniętym opisuje Top Agrar [1999], dowodząc że mimo oszczędności energii i wody, system ten nie jest tani. Potwierdzają to również inni autorzy [Nosal i Hartmann 1994] głównie ze względu na wysoką cenę urządzeń i specjalnych środków myjących.



Źródło: Szulc 2008

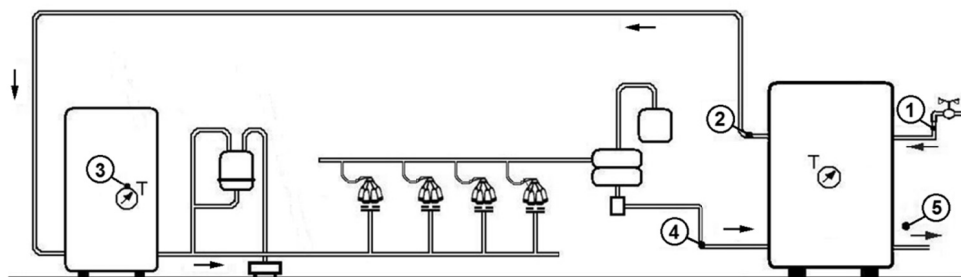
Rysunek 3.3. Schemat instalacji udojowej z instalacją do mycia cyrkulacyjnego: A – odbieracz, B – zawór trójdrożny, C – myjnia, D – miernik mleka, E – pulsator, 1 – kubki udojowe 2 – kolektor 3 – rurociąg mleczny 4 – kurki stanowiskowe, 5 – uchwyt do mycia aparatu udojowego

W systemie mycia „cyrkulacyjny” (Rys. 3.3), roztwór kilka razy przechodzi przez aparat udojowy, instalację i urządzenia. Procesem steruje myjnia automatyczna, kontrolująca czas

cyrkulacji poszczególnych faz mycia: mycie roztworem, płukanie, dezynfekcję. Kontroluje też dozowanie środków chemicznych do roztworu oraz jego temperaturę [Ordolff 1999].

Mycie systemem „gorąca woda” nadaje się dla gospodarstw wyposażonych w dojarnie, dysponujące wodą podgrzaną do wysokiej temperatury, ale mimo podgrzewania nocnego jest to jednak najdroższy system mycia. Istotą systemu mycia „gorąca woda” jest, aby wszystkie elementy rozgrzać do temperatury ok. 77-78°C i utrzymywać ją przez czas około 2-3 min (Szulc, 2009). Woda po jednokrotnym przebiegu jest usunięta z instalacji, a po ok. 6-12 min. cały cykl mycia ulega zakończeniu. Aby nie dopuścić do odkładania się osadu, dozowany jest roztwór kwasu – zależny od twardości wody myjącej, który nie ma jednak nic wspólnego ze środkami myjącymi lub dezynfekującymi, obniża tylko twardość wody. Podaje się (Neue Landwirtschaft 1995), że temperatura może sięgać nawet poziomu 95-99°C, a podgrzanie wody myjącej wymaga znacznych nakładów energetycznych, dochodzących nawet do 10,4 kWh na jedno mycie.

Zasada odzysku ciepła zawartego w zużytej wodzie pochodzącej z mycia instalacji udojowej opiera się przede wszystkim na tym, że całą użytą wodę po każdorazowym myciu instalacji udojowej kieruje się do płaszcza wymiennika. Następnie przez węzownię w wymienniku przepuszcza się zimną wodę wodociągową w ilości odpowiadającej ilości niezbędnej do każdorazowego mycia instalacji. Po przejściu przez wymiennik woda wstępnie ogrzana trafia do zaizolowanego zbiornika, w celu podniesienia temperatury wody do wymaganego poziomu (rys. 3.4.).



Źródło: Szulc 2009

Rysunek 3.4. Schemat instalacji myjącej systemem „gorąca woda” z zaznaczonymi punktami pomiarowymi oraz zastosowanym wymiennikiem ciepła: 1 – ujęcie wody; 2 – woda wstępnie podgrzana w wymienniku; 3 – zbiornik dogrzewający wodę myjącą do wymaganej temperatury; 4 – woda zużyta kierowana do wymiennika; 5 – spust wody zimnej z wymiennika

Jak wspomniano wcześniej, ważnym parametrem pracy jest prędkość przepływu cieczy roboczej. Najkorzystniejszą prędkość przepływu wody przez węzownię uzyskano na poziomie 2,4-3,2 dm³·min⁻¹. (Szulc, 2009) Uwzględniając wymaganą temperaturę wody do mycia instalacji udojowej wynoszącą średnio ok 81°C nakłady energii na dogrzanie wody w zbiorniku wynikały z konieczności podniesienia temperatury tylko o ok. 31 K (od 50°C do 81°C, co w porównaniu ze stanem instalacji oryginalnej bez systemu odzysku ciepła, gdy różnica temperatur wynosiła ok 67K jest bardzo korzystne ze względu na niższe nakłady energii elektrycznej i niższe koszty. Szacuje się, że przy trzykrotnym doju i jednorazo-

wym zużyciu wody podczas mycia instalacji udojowej koszty inwestycyjne zwracają się poprzez niższe zużycie energii elektrycznej już po ok. 18-24 miesiącach eksploatacji (Szulc, 2009).

3.3. Wentylacja pomieszczeń inwentarskich

Wydajnym Dolnym Źródłem Ciepła dla pompy ciepła może być także powietrze wentylacyjne.

Pompa ciepła – urządzenie w którym zachodzi proces podnoszenia potencjału cieplnego, tj. proces pobierania ciepła ze źródła o temperaturze niższej T_0 i przekazywania go do źródła o temperaturze wyższej T_g . Pompa ciepła przekształca wykonaną na jej korzyść pracę w ciepło, przy czym stosunek skutku działania urządzenia do nakładu, który trzeba ponieść podprowadzając energię napędową jest zgodnie z prawem zachowania energii zawsze większy lub w granicy równy jedności. [Rubik 1999]

Typowe, sprężarkowe pompy ciepła wykorzystują energię elektryczną, która zasila sprężarkę wymuszającą przepływ czynnika w układzie urządzenia. W przypadku urządzeń absorpcyjnych paliwem jest gaz ziemny lub LPG, który spalany w palniku zapewnia ciepło napędzające urządzenie. Zazwyczaj pompa ciepła dostarcza trzy lub cztery razy więcej ciepła, w porównaniu z energią elektryczną pobraną do napędu systemu [Szulc, Panas, Szwedziak 2014].

Pompy ciepła tego typu wyposażone są w wymiennik ciepła typu powietrze/ciecz. Przy stosowane są one do instalacji na zewnątrz budynku, jako dolne źródło ciepła wykorzystują powietrze. Z tego względu nie wymagają kosztownych rozwiązań. Działanie powietrznej pompy ciepła polega na zasysaniu przez wentylator powietrza do wnętrza urządzenia, gdzie w parowniku oddaje ciepło czynnikowi robocznemu obiegu wewnętrznego, a następnie jest ono odprowadzane na zewnątrz (rys. 3.5.). Przy pracy pompy istotne jest cykliczne odszranianie parownika, oraz usytuowanie pompy, tak aby wydmuchiwane powietrze nie przyczyniło się do zawilgocenia ścian. Pompy ciepła wyposażone w wymiennik powietrze/ciecz mogą być wbudowane w układ wentylacji mechanicznej budynku. W takim układzie powietrze odlotowe będzie stanowić źródło ciepła dla pompy ciepła (Czekalski, 2011). Wraz ze spadkiem temperatury zewnętrznej spada również wydajność pompy ciepła i z kolei wzrasta zapotrzebowanie na ciepło, dlatego też tego typu systemy najczęściej wykorzystywane są do podgrzewania wody użytkowej lub zasilania instalacji c.o. z drugim źródłem ciepła.

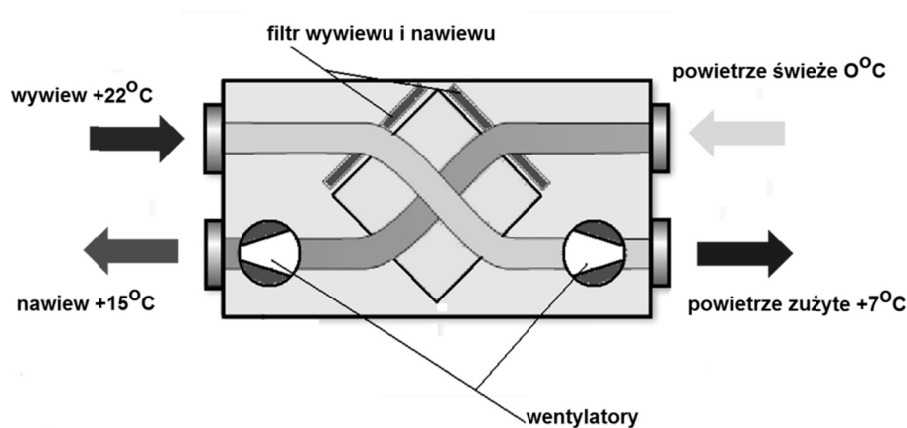
Specyfiką każdego budynku inwentarskiego jest konieczność zapewnienia i utrzymania odpowiedniego mikroklimatu, a to pochłania nawet do 80% energii w całej produkcji zwierzęcej. Przez odzyskiwanie ciepła z powietrza usuwanego z pomieszczeń i wykorzystywanie go do podgrzewania powietrza z zewnątrz przez system wentylacyjny można zaoszczędzić do 80% energii wykorzystywanej na wentylację i ogrzewanie pomieszczeń w stosunku do pomieszczeń bez odzysku ciepła [Danielak 2013; Lachman 2014]. Stosowanie takich systemów umożliwia uzyskanie oszczędności energii elektrycznej od 30-70% w porównaniu z systemami bez odzyskiwania ciepła. (Il'in, 2003).

W tradycyjnych procesach wentylacji ok. 44,6-61,8% ciepła doprowadzanego do pomieszczeń jest odprowadzane z powrotem do otoczenia. Znaczną ilość traconej w taki spo-

sób energii można odzyskać wykorzystując wydalane z pomieszczeń inwentarskich powietrze do podgrzewania powietrza doprowadzanego do systemu ogrzewania (Adamovsky R., Adamovsky D. 2004).



Rysunek 3.5. Klimakonwektor pełni dwie funkcje – wentylacja pomieszczenia inwentarskiego i odzysk ciepła ze zużytego powietrza (Foto: R.Szulc)



Rysunek 3.6. Zasada działania wymiennika krzyżowego (oprac. R. Szulc)

Pompa ciepła może także pełnić funkcję jednego z ważniejszych składowych układu wentylacji z odzyskiem ciepła, gdzie chłodzi lub ogrzewa powietrze wentylacyjne. W rozwiązaniach pozwalających na odzysk ciepła z powietrza wentylacyjnego może być ona pewnym uzupełnieniem. Główną funkcję w tego rodzaju rozwiązaniach pełnią z kolei re-

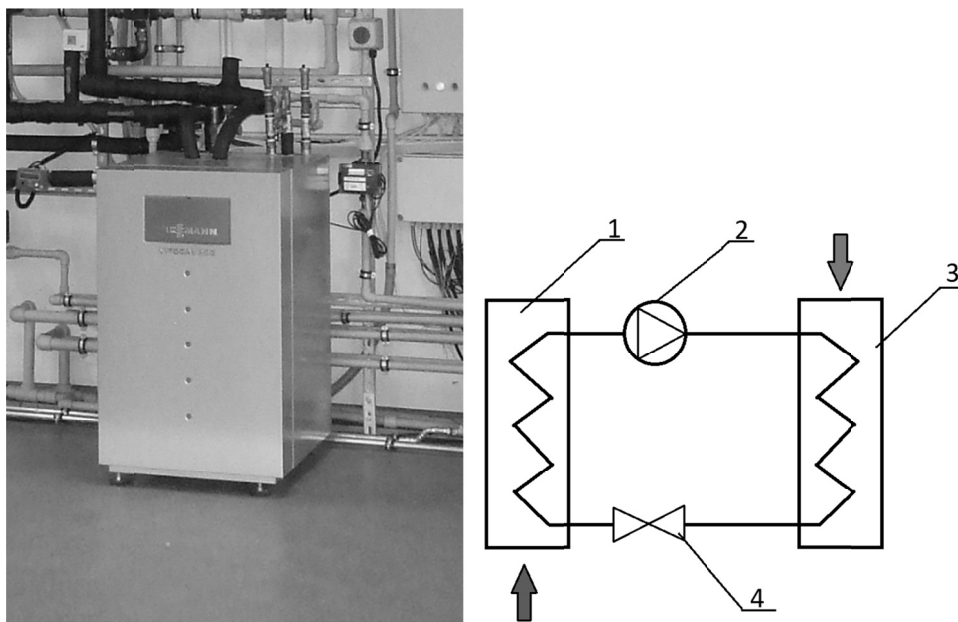
kuperatory. Są to wymienniki ciepła typu *powietrze/powietrze* pozwalające odzyskiwać ciepło w instalacji wentylacyjnej. Standardowo wyposażone są one w filtry, wentylatory, układ sterowania oraz wymiennik ciepła. W układzie wentylacji mechanicznej powietrze pobierane jest z zewnątrz budynku z wykorzystaniem specjalnych czerpni i następnie poprzez przewód wentylacyjny dostarczane jest do rekuperatora, w którym przechodząc przez wymiennik ciepła, następuje wymiana ciepła z powietrzem usuwanym z budynku. Następnie za pomocą przewodów wentylacyjnych doprowadzanie ciepłego i świeżego powietrza do pomieszczeń użytkowych. Na efektywność odzysku ciepła wpływa praca wymiennika zbudowanego najczęściej z tworzywa lub aluminium. Działa on na zasadzie przepływu ciepłego i zimnego powietrza przylegającymi do siebie powierzchniami, dzięki czemu dochodzi do wymiany ciepła pomiędzy strumieniami powietrza. Najczęściej wykorzystywanym rodzajem wymienników są wymienniki krzyżowe, w których w naprzemiennie ułożonych kanałkach strumienie powietrza przepływają prostopadłe do siebie (rys. 3.6.). Obecnie na rynku spotykane są rekuperatory pozwalające na odzysk ciepła na poziomie od 40 – 80%. Zastosowanie rekuperatora pozwala wpłynąć na poprawę jakości powietrza doprowadzanego do budynku oraz zmniejszyć koszty ponoszone na jego ogrzewanie (Grygier i Szyperski 2011).

3.4. Wymienniki gruntowe. Pompy ciepła

Pompa ciepła, której widok i schemat działania przedstawiono na rys. 3.6. jest to maszyna cieplna w której zachodzi proces podnoszenia potencjału cieplnego, tj. proces pobierania ciepła ze źródła o temperaturze niższej T_0 i przekazywania go do źródła o temperaturze wyższej T_g . Pompa ciepła przekształca wykonaną na jej korzyść pracę w ciepło, przy czym stosunek skutku działania urządzenia do nakładu, który trzeba ponieść doprowadzając energię napędową, jest zgodnie z prawem zachowania energii, zawsze większy lub w granicy równy jedności. Budowa pompy ciepła obejmuje sprężarkę, zawór rozprężny, skraplacz, parownik. Sprężarka – jest to urządzenie mające duży wpływ na pracę urządzenia. Jej jakość wpływa na bezawaryjną, długą oraz ekonomiczną pracę pompy ciepła. Sprężarka jest nazywana sercem pompy ciepła co oznacza, że jest głównym i najważniejszym komponentem pompy ciepła. Zawór dławiący – jest urządzeniem utrzymującym odpowiednią różnicę ciśnień podczas pracy sprężarki. Zadaniem filtra odwadniacza jest filtrowania czynnika roboczego z resztek wilgoci. Kolejny podzespół pompy ciepła - skraplacz – jest to wymiennik ciepła, w którym czynnik chłodniczy podlega skropleniu dokonując przekazania energii cieplnej do źródła górnego, natomiast parownik - wymiennik ciepła, w którym czynnik roboczy podlega odparowaniu odbierając tym samym energię cieplną ze źródła dolnego.

Zasada działania pomp ciepła znana jest od ponad wieku. Tradycyjne chłodziarki - lodówki działają na podobnej zasadzie co pompy ciepła - pompują ciepło z komory chłodniczej do pomieszczenia. W przypadku pompy ciepła sytuacja jest taka sama z tą różnicą, że pompa ciepła wyposażona jest w większą sprężarkę i tłoczy ciepło z otoczenia do budynku. Można sobie zatem wyobrazić, że pompa ciepła spręża energię zgromadzoną w jednym miejscu np. w gruncie i pompuje ją w drugie miejsce. W ten sposób ogrzewa się dowolny budynek wykorzystując ciepło, nawet rzędu tylko kilku stopni Celsjusza i spręża je do

temperatury potrzebnej w systemie centralnego ogrzewania. Obrazowo przedstawić to zjawisko można na następującym przykładzie: podczas pompowania piłki do koszykówki, pompka rozgrzewa nam się w dłoniach. Potrafi być gorąca. Dzieje się tak, gdyż sprężanie powietrza powoduje wzrost jego temperatury.



Rysunek 3.7. Widok i schemat budowy pompy ciepła – 1 – parownik; 2 – sprężarka; 3 – skraplacz; 4 – zawór rozprężny (oprac. R. Szulc)

Stosowanie pomp ciepła – czyli nowoczesnych urządzeń grzewczych, wykorzystujących ciepło pochodzące ze środowiska naturalnego niskotemperaturowe ciepło i przetwarzających go następnie na wysokotemperaturowe ciepło, pozwala oddać energię do górnego źródła, np. układu grzewczego, centralnego ogrzewania oraz zasobnika ciepłej wody czy wymiennika ciepłej wody użytkowej. Efektem końcowym jest podgrzanie czynnika wyjściowego (wody) do temperatury na poziomie ok. 55°C (z wykorzystaniem pompy ciepła jednostopniowej) lub do ok. 70°C (pompa dwustopniowa). Sprawność energetyczna pompy ciepła dwustopniowej jest niestety niższa w porównaniu z jednostopniową, co oznacza, że stosunek energii włożonej do uzyskanej jest mniejszy w przypadku dwustopniowej pompy ciepła, natomiast przy pompie ciepła jednostopniowej szacuje się na poziomie ok. 65% (Szulc i Kuc, 2006). Potwierdzają to badania przeprowadzone przez innych badaczy (Nawrocki, 2003), dowodząc wysokiej sprawności cieplnej instalacji pompy ciepła, a uzyskany współczynnik efektywności cieplnej COP w granicach 3,82-4,18 to potwierdza i uzasadnia celowość stosowania odzysku ciepła z budynków inwentarskich w których stosuje się technologię głębokiej ściółki.

Przy projektowaniu systemów grzewczych z pompą ciepła istnieje do wyboru kilka rozwiązań:

- system monowalentny – gdy pompa ciepła jest jedynym urządzeniem grzewczym,
- system biwalentny alternatywny – gdy w systemie pracują dwa urządzenia; po osiągnięciu określonej temperatury zewnętrznej pompa wyłącza się i włącza się drugie urządzenie np. kocioł gazowy lub olejowy,
- system biwalentny równoległy – gdy w systemie pracują dwa urządzenia; po osiągnięciu określonej temperatury zewnętrznej włącza się drugie urządzenie i od tej pory obydwa urządzenia pracują równocześnie.

Projekt tego typu instalacji można wykonać praktycznie w każdym budynku inwentarskim. Jednak w pierwszej kolejności trzeba zacząć od zapotrzebowania na ciepło. Czyli ustalić ile ciepła potrzebujemy i co chcemy ogrzewać. Jeśli jest to dom jednorodzinny należy w pierwszej kolejności uwzględnić jego powierzchnię, kubaturę, sposób i jakość ocieplenia budynku. Wiedząc już ile musimy wygenerować ciepła w następnej kolejności należy odpowiednio dopasować pompę ciepła – o odpowiednich do danego obiektu parametrach technicznych.

Wpływ na efektywność pompy ciepła ma m.in. temperatura źródła z którego pozyskiwane jest ciepło. Uznaje się, że jednym z lepszych źródeł ciepła jest grunt, będący akumulatorem energii słonecznej. Czekalski (2011) podaje, że na głębokości 20 metrów, temperatura wynosi ok. $+10^{\circ}\text{C}$ niezależnie od pory roku.

Dolnym Źródłem Ciepła zasilającym pompę ciepła bardzo często są pionowe lub poziome wymienniki gruntowe. Wymienniki poziome – w postaci rur o średnicy $\phi = 32$ mm lub $\phi = 40$ mm - wykonywane są zazwyczaj z polietylenu, polipropylenu lub polibutyleny. Instalowane są one w gruncie w płaszczyźnie poziomej na głębokości poniżej granicy przemarzania gruntu. Przyjmuje się najczęściej głębokość między 100-200cm. Na głębokości usytuowania wymiennika poziomego wpływa wiele innych czynników jak np. miąższość i rodzaj gleby, jej wilgotność, udział glin, piasków. Gleby z dużym udziałem glin i wilgotne, cechują się wyższą przewodnością cieplną, a tym samym także właściwościami akumulacyjnymi w porównaniu z glebami piaszczystymi. Moc jednostkowa tego typu wymienników szacowana jest na poziomie od 25 do $35\text{W}\cdot(\text{m}^2)^{-1}$. Jak pokazano na rys. 3.8. wymiennik poziomy układa się zachowując odległość między poszczególnymi „nitkami” instalacji wynoszącą ok. 0,8 - 1,0 m. Ważną kwestią jest aby dno wykopu pokryć jeszcze przed ułożeniem wymiennika ok. 10 centymetrową warstwą piasku. Warstwa gruntu w bezpośrednim sąsiedztwie z wymiennikiem powinna być zagęszczona, co korzystnie wpływa na przewodzenie ciepła na drodze ziemia-wymiennik.

Ze względu jednak na to, iż przy dużych mocach instalacji, wymiennik gruntowy wymaga niekiedy znacznej długości (powierzchni przekazywania ciepła), dlatego konieczne jest podzielenie go na kilka odrębnych sekcji o długości całkowitej każdej z nich nie większej niż 100 m. Jest to podyktowane głównie zwiększającymi się oporami przepływu czynnika roboczego w wymienniku. Teren przeznaczony pod poziome wymienniki gruntowe nie powinien być zabudowywany ani utwardzany, po to by nie ograniczać jego nasłonecznienia i dopływu wód opadowych (Czekalski, 2011).



Rysunek 3.8. Sposób układania poziomego wymiennika gruntowego (Foto: A.Panas)

Zaletą stosowania natomiast pionowych, gruntowych wymienników ciepła jest potrzeba niewielkiej powierzchni do ich umiejscowienia zazwyczaj w bliskim sąsiedztwie obiektów do których kierowane jest pozyskane ciepło. Wymienniki w postaci „U-rurki” umieszcza się w specjalnie wykonanych odwiertach w ziemi na głębokość do ok. 100–120 m. Moc jednostkowa tego typu wymienników szacowana jest na poziomie ok. $100 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1}$ odwiertu w ziemi, dlatego uznaje się pionowe wymienniki ciepła jako efektywniejsze w porównaniu z poziomymi [Rutkowski 2007].

Wykonując kilka lub kilkanaście pionowych odwiertów w ziemi (rys. 3.9.) z uwagi na duże zapotrzebowanie mocy w ogrzewanym obiekcie, powinno się starannie przestrzegać rygorów odległości pomiędzy kolejnymi wymiennikami, tak aby nie była ona mniejsza niż ok. 6 m. Utrzymany dystans między wymiennikami chroni grunt przed trwałym wychłodzeniem w czasie eksploatacji instalacji (Kapuściński i Rodzoch 2006). Przy wykonywaniu odwiertów pod wymienniki pionowe istotna jest znajomość geologiczna terenu oraz kierunku przepływu wód gruntowych. Sondy najlepiej umieszczać w rzędzie w poprzek tego kierunku (Czekalski, 2011).



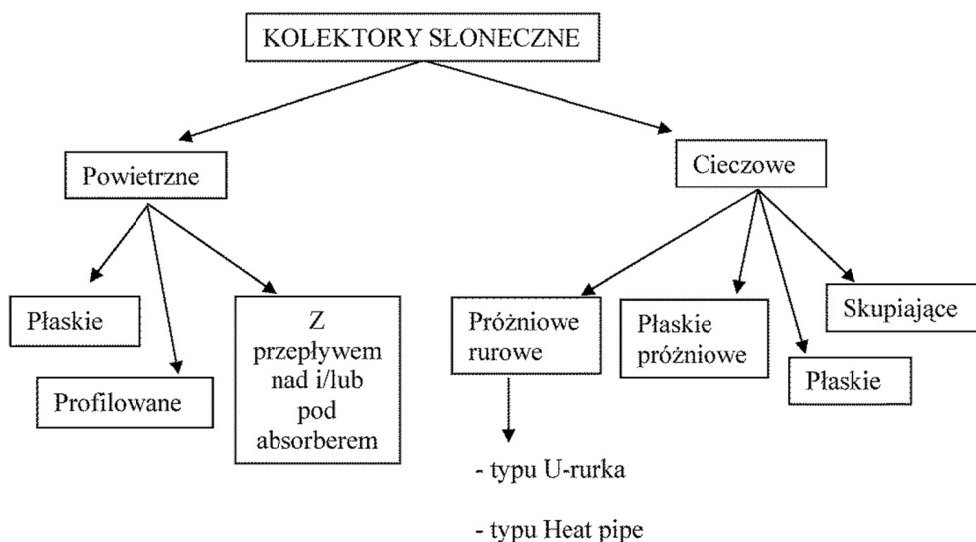
Rysunek 3.9. Wykonywanie odwiertów przeznaczonych na pionowe wymienniki gruntowe
(Foto: R. Szulc)

Czynnikiem roboczym krążącym wewnątrz instalacji są zazwyczaj roztwory glikolu. Cechami przemawiającymi za stosowaniem tych związków chemicznych jest przede wszystkim odpowiednia wartość temperatury krzepnięcia, odpowiednia lepkość i gęstość roztworu oraz właściwości smarujące. Wartości wymienionych parametrów zależą głównie od stężenia roztworu. Bardzo często wykorzystywane są także glikole ekologiczne, których skład opiera się na glikolu propylenowym. Kolejna ciecz robocza – etanol (alkohol etylowy) jest stosunkowo rzadko oferowany gdyż stwarza przede wszystkim zagrożenie bezpieczeństwa z uwagi na jego palność, wysoką lotność oraz słabe właściwości smarne.

3.5. Energia słoneczna – cieczowe kolektory słoneczne

Na rynku wyróżnia się dwa podstawowe typy kolektorów słonecznych – cieczowe i fotowoltaiczne. Ich produkcja i liczność zastosowań jest jak dotychczas najszybciej i najsprawniej rozwijającą się gałęzią przemysłową w zakresie systemów i urządzeń do pozyskiwania energii odnawialnej. Ze względu na przeznaczenie i formę uzyskiwanej energii dzieli się kolektory na cieczowe i fotowoltaiczne. W cieczowych kolektorach słonecznych dzięki padającemu promieniowaniu słonecznemu (głównie promieniowaniu podczerwone-mu) podgrzewana jest ciecz robocza krążąca w układzie zamkniętym (najczęściej glikol techniczny). Kolektory fotowoltaiczne wykorzystując energię słoneczną (fotony) produkują

bezpośrednio energię elektryczną. Na rys. 3.10. został przedstawiony podstawowy podział kolektorów słonecznych.



Rysunek 3.10. Podstawowy podział kolektorów słonecznych

Prowadzone przez kilka lat w Instytucie Technologiczno-Przyrodniczym (dawniej Instytut Budownictwa Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa) badania płaskich cieczowych kolektorów słonecznych (Kreis-Tomczak i in. 2006; Szulc i Myczko, 2005) wykazały, iż możliwe jest uzyskanie mocy na poziomie ok. $670 \text{ W} \cdot (\text{m}^2)^{-1}$ powierzchni kolektora.

Bardzo ciekawym rozwiązaniem okazały się badania instalacji cieczowych kolektorów słonecznych zintegrowanych z pokryciem dachowym budynków (np. inwentarskich – rys. 3.11.), określanymi w skrócie jako "dach energetyczny" oraz sond geotermicznych. Wyniki tych badań wykazały możliwość wykorzystania ilości ciepła, które po okresie magazynowania w złożu gruntowym może być wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń produkcyjnych i biurowych. Średnio w sierpniu instalacja dachu o powierzchni ok. $52,0 \text{ m}^2$ w ciągu dnia potrafiła wygenerować $91,7 \text{ kWh} \cdot \text{dzień}^{-1}$, we wrześniu $62,7 \text{ kWh} \cdot \text{dzień}^{-1}$, a w październiku $41,9 \text{ kWh} \cdot \text{dzień}^{-1}$. Przeprowadzona analiza ekonomiczna (Szulc i Myczko 2005) wykazała, że koszt 1 kWh energii cieplnej mieścił się w przedziale $0,10\text{-}0,15 \text{ PLN}$ i był zależny od uwzględnienia w rachunku ekonomicznym amortyzacji automatycznych nagrzewnic do nadmuchiowego ogrzewania pomieszczeń produkcyjnych (Myczko i in. 2005).



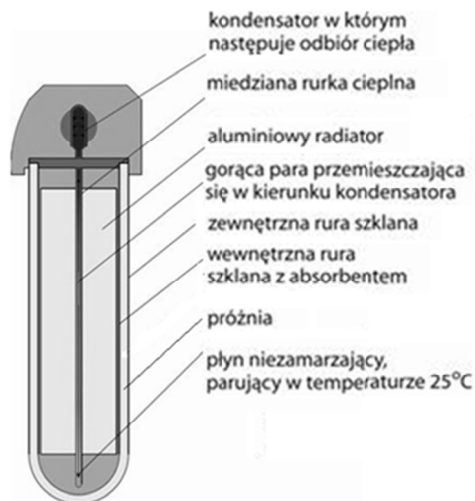
Rysunek 3.11. Pracownia energii odnawialnej z dachem w całości stanowiącym cieczowy płaski kolektor słoneczny (Foto: R. Szulc)

Bardzo istotną kwestią zapewniającą wysoką sprawność instalacji grzewczej jest odpowiednie natężenie przepływu cieczy roboczej przejmującej ciepło w kolektorze i oddającej w wymienniku ciepła (zbiorniku buforowym). Badania prowadzone w ITP [Szulc i Łaska 2012a; Szulc i Łaska 2012b] wykazały, że najkorzystniejszą prędkością przepływu cieczy roboczej w instalacji pobierającej ciepło z dolnego źródła ciepła i przekazującej dalej do pompy ciepła, do zbiornika buforowego lub następnie do górnego źródła ciepła – jakim są np. grzejniki c.o. – jest przepływ zawierający się w zakresie między ok. $0,350 - 0,880 \text{ dm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$. Prędkość przepływu uzależniona jest przede wszystkim od modelu i typu pompy obiegowej, lecz współcześnie spotykane na rynku pompy obiegowe o mocy rzędu 60-100 W posiadają możliwość stopniowego (zazwyczaj dwu- lub trzystopniowego) ustawiania prędkości roboczej, co pozwala eksploatatorowi instalacji na najdogodniejszy i najkorzystniejszy wybór trybu pracy pompy.

Coraz powszechniejsze i tańsze są cieczowe kolektory słoneczne, mogące pokrywać ogromne – dotychczas niewykorzystane powierzchnie dachów budynków inwentarskich (obory, chlewnie). Na rys. 3.12. i rys. 3.13. przedstawiono budowę i zasadę działania rurowego, próżniowego kolektora słonecznego. Krążąca w instalacji woda z glikolem odbiera ciepło z nagrzanego dachu i oddaje je w wymienniku ogrzewając wodę, krążącą w drugim – niezależnym obiegu. Kolektory mogą być łączone metodą tradycyjną, przy użyciu elastycznych złączek Conex SCM, w złożone układy kolektorowe. Ze względu na dużą powierzchnię czynną absorbera ($2,57 \text{ m}^2$ w przypadku modelu SCM-20 oraz $3,84 \text{ m}^2$ w przypadku modelu SCM-30) i niskie opory przepływu opisane kolektory (typu HEVELIUS) przewidziane są przede wszystkim do zastosowań w większych obiektach (hotele, pensjonaty i in.).

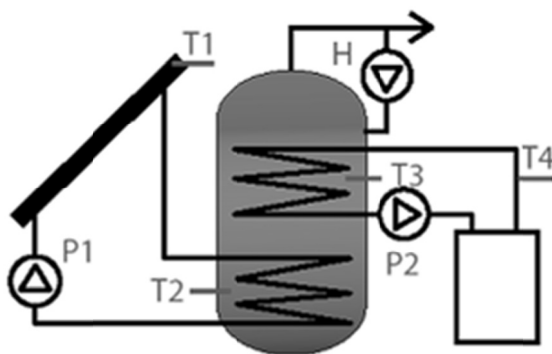


Rys. 3.12. Próżniowy kolektor cieczowy



Rys. 3.13. Budowa kolektora

Wyróżniającą cechą kolektorów HEVELIUS SCM-20 i SCM-30 jest zastosowanie technologii Heat-Pipe (rury ciepłne). Polega ona na podgrzewaniu dolnego końca miedzianej rurki umieszczonej wewnątrz kolektora, co wywołuje parowanie cieczy pobierającej ciepło.



Rys. 3.14. Zasada ładowania zasobnika CWU energią z kolektora słonecznego oraz możliwości dogrzewania zasobnika z zewnętrznego źródła ciepła (Źródło: Katalog BIAWAR NIBE 2010)

Zasada działania tego typu kolektora jest następująca: para przenosi się do górnej, zimniejszej części rurki, gdzie skrapla się na chłodniejszych ściankach, oddając ciepło. Następ-

nie skroplona ciecz spływa grawitacyjnie do dolnej, cieplejszej części. Efektywność przenoszenia ciepła w wyniku konwekcji połączonej z parowaniem jest znacznie wydajniejsza od przewodzenia ciepła przez ciała stałe. Rurka ciepła wypełniona jest określoną ilością płynu niezamarzającego, którego parowanie w wyniku wzrostu temperatury odbywa się już przy 25°C.



Rysunek 3.15. Wymiennik ciepła z kolektorem słonecznym zainstalowany na dachu hali udojowej w ITP Odział w Poznaniu



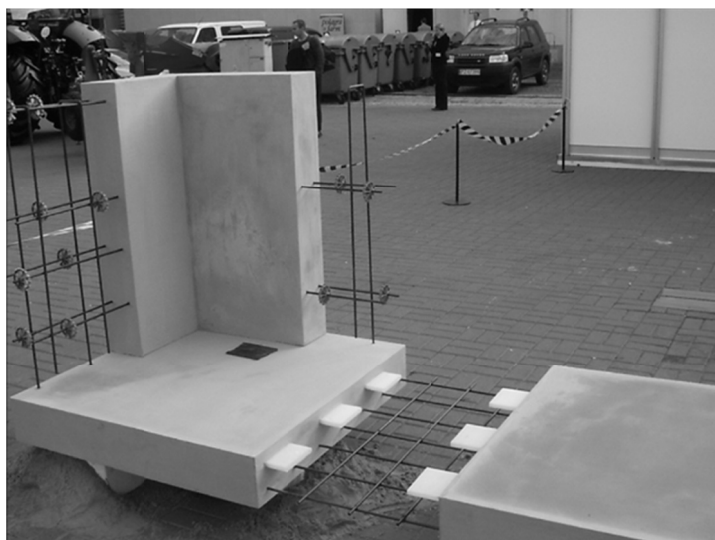
Rysunek 3.16. Instalacja kontrolno-pomiarowa
A-mikrokomputer, B – ciepłomierze,
C – wymiennik płytowy, D – grupa pompowa
(Foto: R. Szulc)

3.6. Płyty obornikowe i zbiorniki na gnojowicę

Kolejnym źródłem wytwarzanego ciepła są fermentujące odchody zwierzęce – obornik, gnojowica. Zgodnie z treścią ustawy (Ustawa z dnia 26 lipca 2000r. o nawozach i nawożeniu - Dz.U. nr 89, poz. 991) nawozy naturalne - odchody zwierząt to obornik, gnojówka i gnojowica, przeznaczone do rolniczego wykorzystania. Oczywiście w ustawie mowa jest o wykorzystaniu potencjału odchodów jako cennego materiału użyźniającego glebę, lecz ze

względu na zawarty w nich potencjał energetyczny, można także je wykorzystywać jako źródło energii.

Odchody zwierzęce, zawierające duże ilości niestrawionych substancji organicznych, w tym węglowodanów, stanowią dobre podłoże rozwoju dla tlenowych, ale również beztlenowych, metanogennych bakterii. Przebiegowi fermentacji tlenowej towarzyszy zazwyczaj wzrost temperatury. Toteż w trakcie procesów tlenowej fermentacji odchodów wytwarzana jest energia cieplna. Składowanie obornika na płycie obornikowej lub też przechowywanie go w systemie głębokiej ściółki w pomieszczeniu inwentarskim, wiąże się z produkcją i emisją znacznych ilości ciepła. W dawnym IBMER (obecnie ITP) opracowano projekty płyt obornikowych, wewnątrz których umieścić można instalację umożliwiającą odzysk ciepła z fermentującego nawozu.



Źródło: Myczko i.in. 2004

Rysunek 3.17. Fragment płyty obornikowej z systemem odzysku ciepła

Korzyść z zastosowania tego typu systemu jest podwójna, gdyż istnieje możliwość uzyskania dodatkowej energii cieplnej odebranej z fermentującego obornika, a ponadto ten sposób przyczynia się do zredukowania emisji gazów szkodliwych takich jak metan, amoniak, podtlenek azotu do atmosfery. Jak podaje literatura (Myczko A. (PL) i Lundgard N.(DK) 2004) obniżenie temperatury gnojowicy o 1°C może spowodować redukcję emisji amoniaku nawet o ok. 7%. Ze względu na to, że jednym z czynników będących przyczyną emisji odorów i gazów szkodliwych (m.in. metanu, amoniaku, podtlenku azotu) jest temperatura. Na rys. 3.17. zaprezentowano fragment przekroju modelu przykładowej płyty obornikowej.



Źródło: Myczko (PL), Lundgard N (DK) 2004

Rysunek 3.18. Moment zalewania posadzki w budynku inwentarskim z umieszczoną węzownicą

Instalacja do odzysku ciepła wraz z jednoczesnym chłodzeniem magazynowanego nawozu może zostać wykonana jak na rys. 3.18. Zainstalowana w posadzce węzownica z rury polietylenowej (o średnicy $\phi 32$ lub $\phi 40$ mm), wewnątrz której krąży woda z glikolem odgrywa rolę wymiennika ciepła. Z tą różnicą, że w tym przypadku nie chodzi o dostarczenie ciepła do pomieszczeniu inwentarskiego (jak np. w sytuacji systemu dogrzewania podłogowego), lecz przeciwnie – odebranie energii cieplnej z obornika lub gnojowicy. Źródła naukowe podają, że z 1 m^2 głębokiej ściółki można odzyskać około 120 W energii cieplnej (Myczko A. (PL) i Lundgard N.(DK) 2004).

Płyty do składowania obornika powinny mieć dno i ściany szczelne. Powinny być zlokalizowane w terenie, w którym nie gromadzą się wody opadowe. Płyta gnojowa powinna mieć trójstronnie obudowane ściany. Niekiedy sam sposób usuwania obornika z budynku (szufla mechaniczna, spychacz ciągnikowy, ładowarka czołowa lub chwytałowa, przenośnik zgarniakowy itp.) narzuca rozwiązanie płyty obornikowej – co przedstawiono przykładowo na rys. 1. Na rys. 2 przedstawiono przykładowe rozwiązanie płyty obornikowej z trójstronną ścianą. Nie należy zapomnieć o spadku powierzchni płyty wynoszącej min. 1% w kierunku rowka ściekowego oraz 0,5 - 1,0% w rowku ściekowym w kierunku studzienki zbiorczej rewizyjnej i zbiornika w celu umożliwienia odprowadzenia płynnych odchodów. Na płytach o dużej powierzchni same spadki płaszczyzny płyt nie wystarczą i należy wówczas wykonać rowek, którym wody gnojowe będą odprowadzane do studzienki rewizyjnej. Dla odprowadzenia wód gnojowych do studzienki rewizyjnej i następnie do zbiornika mogą być zastosowane przewody rurowe z PCW. Rurociągi odprowadzające gnojówkę do zbiornika muszą być tak budowane lub zabezpieczone, aby znajdująca się w nich gnojówka nie zamarzała. Dla rurociągu łączącego studzienkę przy płycie obornikowej ze zbiornikiem nie

ma to znaczenia, gdyż zimą w pierwszej kolejności zamarznie obornik na płycie i nie będzie żadnego odcieku. Zbiornik na odcieki lub gnojówkę powinien znajdować się w sąsiedztwie płyty obornikowej, jednak należy zwrócić uwagę, aby jego usytuowanie nie utrudniało w manewrowaniu ciągnikiem z zaczepianym roztrzascaczem obornika. Zamknięte zbiorniki podziemne powinny być zaopatrzone we włącz oraz przewody wentylacyjne w pokrywach. Ich wyloty powinny być wyprowadzone na wysokość ok. 50 cm nad poziom terenu. Teren otaczający płytę gnojową powinien zostać utwardzony oraz należy zapewnić dojazd o szerokości co najmniej 3 m. Natomiast zbiorniki na gnojowicę dzieli się na otwarte i zamknięte, z czego magazyny zamknięte z uwagi na usytuowanie względem powierzchni gruntu, wyróżniamy podziemne (zagłębione), częściowo zagłębione i naziemne. Czasami znajdują zastosowanie zbiorniki pośrednie służące do przechowywania gnojowicy podczas jej przemieszczania z budynku inwentarskiego do zbiornika magazynowego. Ze zbiornika takiego można korzystać podczas rozprowadzania nawozu po polu. Niezwykle istotne jest nałożenie pewnych ograniczeń co do minimalnych odległości magazynów odchodów płynnych, a innych budowli i urządzeń w gospodarstwie. Jest to podyktowane zabezpieczeniem przed zanieczyszczeniami wód gruntowych i powierzchniowych, ale również przed skażeniem magazynów pasz oraz uciążliwością dla pomieszczeń mieszkalnych.

Zbiorniki typu zamkniętego są wykonywane z betonu lub żelbetu, tworzyw sztucznych lub z elementów żelbetowych prefabrykowanych, natomiast otwarte wykonuje się najczęściej również z wymienionych wcześniej materiałów oraz dodatkowo z betonu sprężonego lub stali.

Jako nową technologię przechowywania gnojowicy można uznać geomembranę zwaną laguną. Jest to zbiornik w postaci dużego zagłębienia w ziemi wyłożonego szczelnie i całkowicie nieprzepuszczalnym materiałem (folia plastikowa inne tworzywa sztuczne) oraz przykrytego okrywą z podobnego materiału. Do utworzonego w ten sposób zbiornika doprowadza się rurociągiem gnojowicę. Rozwiązanie takie posiada również system odpływowy zaopatrzone w system alarmowy reagujący w wyniku ewentualnego przecieku nawozu przez folię. Górna folia przykrywająca zbiornik zaopatrzone jest w otwory wentylacyjne, których powierzchnia powinna wynosić 80cm² na każde 100m² folii. Mieszanie gnojowicy odbywa się przy pomocy pomp umieszczonych pośrodku laguny, natomiast zastosowanie mieszadeł mechanicznych jest niewskazane z uwagi na niebezpieczeństwo uszkodzenia dolnej i górnej warstwy folii. Laguna powinna być otoczona płotem o wysokości 1,8m zapewniającym nie zbliżanie się osób niepowołanych w pobliże zbiornika. [Szulc 2005, 2007; Poradnik IBMER 2004].

ROZDZIAŁ 4

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA I EKONOMICZNA BIOGAZOWNI Z WYKORZYSTANIEM RÓŻNYCH SUBSTRATÓW

4.1. Wstęp

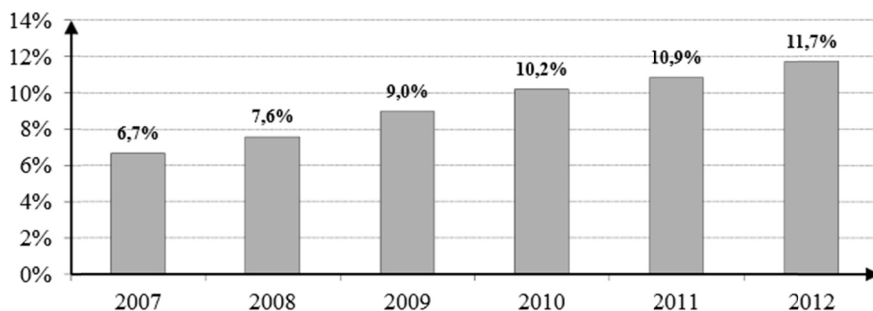
Energię niezbędną do życia i funkcjonowania ludzkości można uzyskiwać z konwencjonalnych źródeł - paliw kopalnych, bądź przy wykorzystaniu technologii przyjaznych środowisku, czyli ze źródeł odnawialnych. Pod ich pojęciem należy rozumieć energię pochodzącą z wody, wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, z pływów morskich, wykorzystywaną przez pompy ciepła bądź z biomasy. Najważniejszą zaletą energii z OZE jest fakt, że jej zasoby odnawiają się w sposób naturalny stąd są niewyczerpywalne.

Rozwój sektora energii przyjaznej środowisku jest warunkowany licznymi regulacjami prawnymi oraz dokumentami Unii Europejskiej [Council of the European Union, 2009]. Ustalają one cele i zakresy nie tylko dla poszczególnych krajów ale również i dla Wspólnoty jako całości [Lupa, 2011]. Wśród tych dokumentów wyróżnić można m.in.:

- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. U. L 140 z 5.6.2009),
- Białą Księgę – Energia dla przyszłości: Odnawialne źródła energii (1997),
- Zieloną Księgę – Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego (2001) [GUS, 2012].

Regulacje unijne odnalazły odzwierciedlenie również w dokumentach opracowanych na szczeblu krajowym [Fugol i Pilarski, 2011]. Najważniejszymi z nich jest ten wydany przez Ministerstwo Środowiska w (przyjęty przez Sejm w dniu 23 sierpnia 2001 r.) - „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej” oraz „Polityka energetyczna Polski do roku 2030” (przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.). Mimo licznych pomysłów i ambitnych celów rozwoju OZE od początku zauważono również wiele barier. Wśród nich wyróżnić można przede wszystkim te prawne, administracyjne, finansowe, środowiskowe oraz edukacyjne.

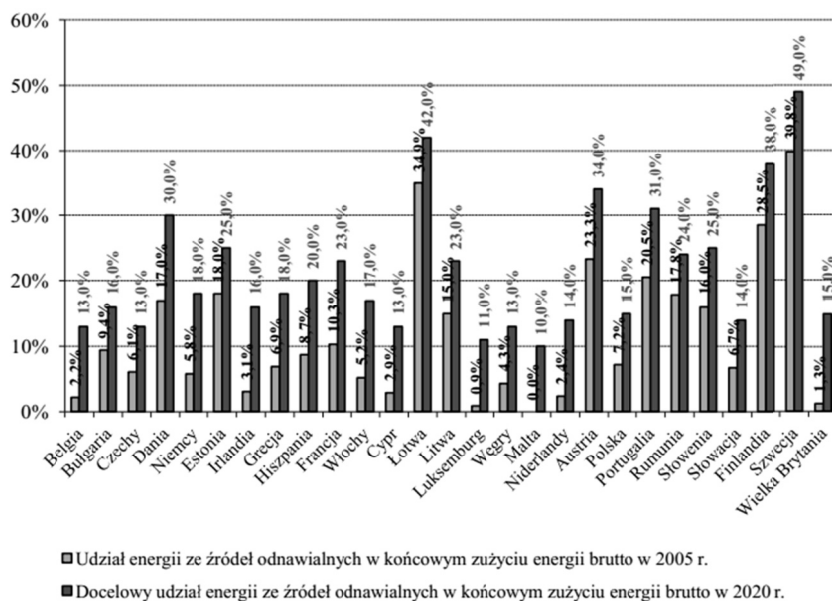
Polska jest krajem o stosunkowo niskim udziale energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym bilansie. W 2012 roku jedynie 11,7 % energii pierwotnej pochodziło ze źródeł odnawialnych (rys.4.1). Głównym powodem takiego stanu rzeczy jest wysoka produkcja energii z węgla kamiennego i brunatnego, których to surowców w Polsce jest stosunkowo dużo.



Źródło: GUS, 2012

Rysunek 4.1. Udział energii produkowanej ze źródeł odnawialnych w pozyskaniu energii pierwotnej ogółem w latach 2007-2012 w Polsce

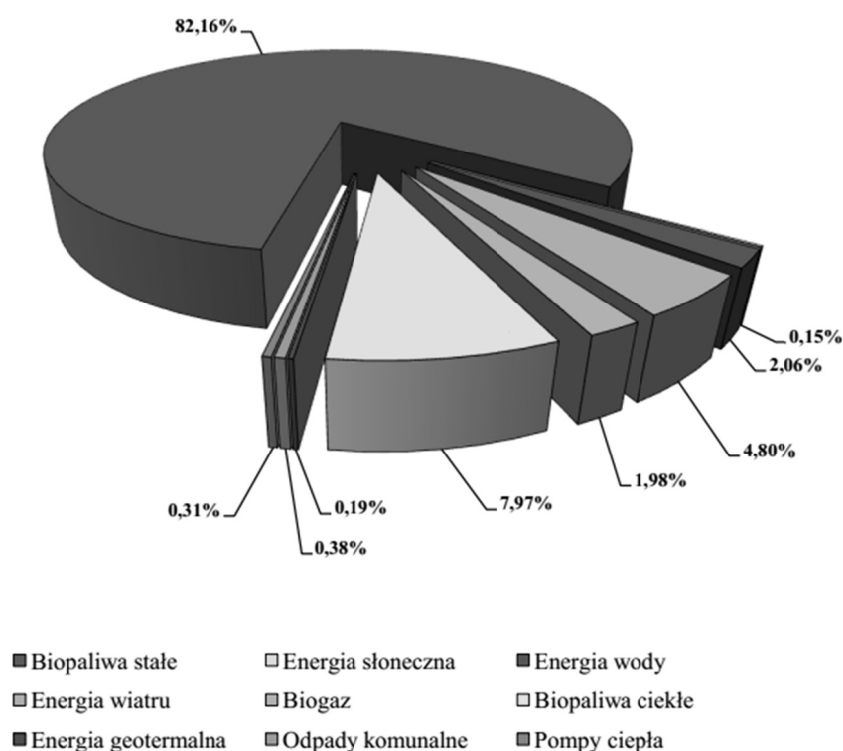
Mając na uwadze zobowiązania Polski dotyczące produkcji energii ze źródeł odnawialnych mówiące o osiągnięciu poziomu 15% do 2020 roku (rys. 4.2) wydawać się może, że systematyczny przyrost widoczny na rys. 1 zagwarantuje osiągnięcie tego pułapu.



Źródło: GUS, 2012

Rysunek 4.2. Krajowe cele ogólne w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r.

Tego typu rozumowanie może jednak okazać się mylne. Jak widać na rys. 4.3. ponad 82% pozyskanej energii OZE pochodzi z biopaliw stałych, a niespełna 2% z produkcji biogazu. Znaczna część z 82% jest warunkowana bezpośrednim spalaniem drewna wysokiej jakości. Do 2013 roku produkcja energii z drewna była traktowana jako źródło OZE znacząco wpływające na ogólny bilans. Tego typu działania były jednak krytykowane m.in. z powodu niekorzystnego wpływu na system świadectw pochodzenia – zielonych certyfikatów. Sytuacja ta znacząco się zmieniła od momentu wyłączenia z grupy OZE spalania drewna wysokiej jakości, a co za tym idzie brakiem dotacji dla tego typu technologii.



Źródło: GUS, 2012

Rysunek 4.3. Udział nośników energii odnawialnej w łącznym pozyskaniu energii ze źródeł odnawialnych w 2012 r.

By spełnić określone założenia koniecznym jest poszukiwanie i rozwijanie nowych technologii OZE które będą ekonomicznie uzasadnione oraz stabilne w swej produkcji. Pozwoli to nie tylko spełnić wymagania Unii Europejskiej, czy zwiększyć opłacalność OZE, ale przede wszystkim poprawić stan środowiska przyrodniczego.

Wśród licznych ekspertów panuje opinia, że do najlepszych źródeł OZE można zaliczyć biomasę [Becidan i in., 2007; Whittaker i in., 2011]. Wielu specjalistów wskazuje również

na odpady jako szczególnie korzystny substrat dla produkcji biopaliw z uwagi na jego dostępność oraz podkreślając korzyści środowiskowe i zrównoważony rozwój gospodarki, w której wykorzystywane są idee *waste-to-energy* [Adamski i in. 2009, Dach i in. 2009, Pilarzski i in. 2010, Séverin i in., 2010; Lewicki i in., 2013b]. Wagland i in. [2013] podkreślają, że wykorzystanie energii tkwiącej w bioodpadach jest kluczowe dla zrównoważonego rozwoju w przyszłości. Prowadzi to bowiem do zmniejszenia ilości składowanych odpadów, co jest jedną z podstawowych zasad gospodarki odpadami w UE. Dodatkowo takie działania mogą przynieść także znaczące korzyści ekonomiczne [Fugol i Szlachta 2009]. Jakkolwiek w Europie do niedawna brało się pod uwagę przede wszystkim wykorzystanie energetyczne frakcji organicznej składowanych odpadów (produkcja gazu wysypiskowego), to jednak po 2009 roku recykling energetyczny odpadów jest popierany przez władze UE i będzie najprawdopodobniej przeżywał dynamiczny rozwój w najbliższych latach [Resch i in., 2008, Council of the European Union, 2009, Lorenz i in., 2013].

Polska należy do ścisłej czołówki produkcji bioodpadów w UE, i to nie tylko tych pochodzenia rolniczego, jest więc szczególnie predysponowana do produkcji biogazu z materiałów innych niż typowe uprawy roślinne [Lorenz i in., 2013]. Tymczasem twierdzenie to kontrastuje z liczbą pracujących instalacji bowiem jak podają Igliński i in. [2012] w Polsce liczba funkcjonujących biogazowni rolniczych na koniec 2011 r. wynosiła tylko 24 (bez instalacji zlokalizowanych na oczyszczalniach ścieków oraz na składowiskach odpadów. Aktualnie (II połowa 2014 roku) liczba biogazowni przekroczyła 50, co w porównaniu z rynkiem niemieckim (ponad 8000 biogazowni) jest liczbą niezwykle małą. Wynika to z bardzo niskiego dofinansowania do produkcji energii elektrycznej z OZE i dużych kosztów eksploatacji biogazowni pracujących wg tzw. niemieckiego scenariusza (fermentacja kiszonek z dodatkiem odchodów zwierzęcych). Bardzo ważny jest też brak sprzyjających warunków od strony administracyjno-prawnej. Wśród nich należy wymienić przede wszystkim brak ustawy o odnawialnych źródłach energii i konieczność spełnienia licznych wymogów administracyjnych, które często powstrzymują inwestorów przed budową biogazowni. Tymczasem według informacji podanych przez Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi teoretyczny potencjał surowcowy Polski pozwala na produkcję 5 mld m³ biogazu. Co ważne zakłada się przede wszystkim wykorzystanie odchodów zwierząt, produktów ubocznych rolnictwa oraz odpadów pochodzących z przemysłu rolno-spożywczego [Sławiński i in. 2012]. Należy też podkreślić, że biogaz może być produkowany z odpadów z sektora produkcji warzyw i przetwórstwa żywności [Rutkowski i Maternowska, 2009; Fugol i Szlachta, 2010].

W ostatnich latach w Polsce coraz bardziej rozwija się produkcja żywności, czego wyrazem jest osiągnięcie pozycji europejskiego lidera np. w produkcji drobiu, pieczarek czy też wzrost powierzchni upraw warzyw pod osłonami z 9,28 mln m² w 2000 r. do 19,81 mln m² w roku 2011 [GUS 2012]. Z uwagi na niższe koszty produkcji niż np. w Holandii i wzrost wydajności polscy producenci stają się coraz bardziej doceniani w Europie. Ta sytuacja ma jednak drugie oblicze – Polska eksportuje bardzo duże ilości przetworzonej żywności, ale odpady powstające przy jej produkcji pozostają w kraju stwarzając bardzo duże problemy środowiskowe. Wciąż niewiele jest wyspecjalizowanych i dostosowanych kosztowo do polskiego rynku technologii odzysku odpadów metodą R3 (kompostowania lub fermentacji), a odpady z produkcji żywności składowane są często w przypadkowych miejscach w przyzmacach, gdzie rozkładają się w niekontrolowanych warunkach wydzielając

nieprzyjemny zapach, lub też są rozrzucane na polach w metodzie odzysku R10 w celach nawozowych (o ile jest to możliwe).

Tymczasem należy stwierdzić, że odpady z produkcji żywności mogą być dobrym substratem do produkcji biogazu, szczególnie dlatego, że nie stanowią jak w przypadku kiszzonek konkurencji dla wykorzystania na cele żywnościowe czy paszowe [Szlachta i Tupieka 2013]. W rządowym programie „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020” podkreśla się znaczenie wykorzystania bioodpadów z produkcji rolniczej jako surowca do produkcji biogazu w planowanych do zbudowania do 2020 roku ponad 2000 instalacji. Trzeba jednak podkreślić, że w obecnej sytuacji na rynku OZE trudno jest uzyskać rentowność typowych instalacji biogazowych. Kluczem do efektywnej eksploatacji biogazowni jest stosowanie substratów nisko kosztowych (najlepiej odpadowych z przetwórstwa rolno-spożywczego) oraz całkowite wykorzystywanie ciepła wytwarzanego przez agregat kogeneracyjny [Przybył i in. 2011, Sałagan i in. 2011]. Stąd wydaje się, że skojarzenie instalacji biogazowej wykorzystującej odpady z produkcji rolniczej i przemysłu rolno-spożywczego z wykorzystaniem ciepła na różne cele, a także pofermentu np. jako nawozu oraz nawet dwutlenku węgla wytwarzanego ze spalania biogazu (np. w chłodniach do przechowywania płodów rolnych czy też intensyfikacji produkcji warzywnej w szklarniach) może być bardzo korzystnym rozwiązaniem.

4.1. Procedury obliczeń efektywności energetycznej i ekonomicznej substratów

Metodyka obliczeń parametrów energetycznych instalacji

Podstawą do analizy parametrów eksploatacji biogazowni jest obliczanie masy substratów do pozyskania na cele fermentacyjne. W przypadku substratów rolniczych (upraw polowych) niezbędne jest określenie powierzchni upraw polowych (S) oraz plonu (Qp) rośliny uprawianej jako substrat do biogazowni bądź plonu ubocznego uzyskanego poza plonem głównym – na przykład słomy kukurydzianej zbieranej oprócz ziarna czy też odpadowych liści kapusty.

Masę substratu do zagospodarowania oblicza się ze wzoru:

$$M = S \cdot Q_p \quad [\text{Mg}] \quad [1]$$

Gdzie:

- M – masa substratu [Mg],
- S – Powierzchnia upraw [ha],
- Qp – Plon upraw [Mg*ha⁻¹].

Z kolei objętość (Vb) wytworzonego biogazu z poszczególnych substratów wyliczana jest z zależności pomiędzy wydajnością biogazową materiałów użytych do fermentacji (wyznaczanych eksperymentalnie np. wg normy DIN 38 414/S8) a dostępną masą substratu. Stąd:

$$V_b = W_b \cdot M \quad [\text{m}^3] \quad [2]$$

Gdzie:

- V_b – objętość wytworzonego biogazu [m^3],
 W_b – wydajność biogazowa substratu [$m^3 \cdot Mg^{-1}$],
 M – masa substratu [Mg].

Należy dodać, że w przedstawionej kalkulacji, objętość zarówno uzyskanego biogazu jak i metanu podawana jest w normalnych metrach sześciennych (Nm^3), która to jednostka oznacza ilość suchego gazu zawartą w objętości $1 m^3$ przy ciśnieniu $101,325 kPa$ i temperaturze $273K$. Jest to jednostka, która nie jest zawarta w układzie SI, ale za to jest powszechnie używana w zastosowaniach praktycznych. Z uwagi na fakt, że gazy mają różną masę właściwą w różnych temperaturach i różnych ciśnieniach najbardziej precyzyjne byłoby podawanie ilości gazu w jednostce masy. W warunkach praktycznych, na realnie pracujących instalacjach gazowych jest jednak o wiele prościej mierzyć objętość przepływającego gazu dzięki zastosowaniu liczników. Stąd pojawiła się konieczność stworzenia dla nich jednostki pomiarowej, która została nazwana normalnym metrem sześciennym. W niniejszych obliczeniach w domyśle wszędzie stosowane będą Nm^3 .

Objętość wytworzonego metanu oblicza się wg wzoru:

$$V_{CH4} = V_b \cdot SCH4 \quad [m^3] \quad [3]$$

Gdzie:

- V_{CH4} – objętość wytworzonego metanu [m^3],
 V_b – objętość wytworzonego biogazu [m^3],
 $SCH4$ – stężenie metanu w biogazie [%].

Jeżeli w procesie fermentacji występuje większa liczba substratów, wówczas należy wyliczyć poszczególne ilości metanu możliwe do uzyskania z fermentacji pojedynczych materiałów. Należy przy tym pamiętać, że w warunkach realnej fermentacji może występować efekt synergii, który w warunkach realnych powoduje wzrost wydajności substratów nawet o 15-30%. Efekt ten jest związany zazwyczaj z występowaniem niewystarczających ilości pewnych mikroelementów w niektórych substratach, bądź ich mieszkach, co powoduje obniżenie dynamiki fermentacji na podstawie mechanizmów działających wg prawa minimum Liebiga. Stąd ogólna, teoretyczna ilość metanu wytworzona z różnych substratów wyliczana jest ze wzoru:

$$V_{cCH4} = V_{CH41} + V_{CH42} + \dots + V_{CH4n} \quad [m^3] \quad [4]$$

Gdzie:

- V_{cCH4} – całkowita objętość wytworzonego metanu [m^3],
 V_{CH41} – objętość wytworzonego metanu substratu nr 1 [m^3],
 V_{CH42} – objętość wytworzonego metanu substratu nr 2 [m^3],
 V_{CH4n} – objętość wytworzonego metanu substratu nr n [m^3].

Mając obliczoną całkowitą objętość metanu w wytworzonym biogazie, można wyliczyć możliwą do uzyskania ilość energii, zarówno elektrycznej jak i cieplnej. Jeden normalny metr sześcienny metanu ma wartość energetyczną $9,17 kWh$ [Mazowiecka Agencja Energetyczna, 2009]. Stąd dla przeliczania ilości wytworzonej energii niezbędne jest wprowadzenie współczynnika wydajności energetycznej metanu równego $0,00917 MWh \cdot m^{-3}$ ($9,17$

$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-3}$). Współczynnik ten wyrażany jest w megawatogodzinach energii na metr sześcienny metanu, gdyż to właśnie MWh jest podstawową jednostką rozliczeniową producentów energii z OZE. Aby określić ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w kogeneracji, należy dodatkowo uwzględnić sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego (η_e). Stąd ilość wytworzonej energii elektrycznej oblicza się z zależności:

$$E_e = V_{\text{CH}_4} \cdot W_{e\text{CH}_4} \cdot \eta_e \quad [\text{MWh}] \quad [5]$$

Gdzie:

- E_e – ilość energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji [MWh],
- V_{CH_4} – objętość wytworzonego metanu [m^3],
- $W_{e\text{CH}_4}$ – współczynnik wydajności energetycznej metanu [$0,00917 \text{ MWh}\cdot\text{m}^{-3}$],
- η_e – sprawność elektryczna agregatu kogeneracyjnego [-],
- $\eta_e = 0,36 - 0,44$ [-], *jeśli nie jest podane inaczej, to zazwyczaj przyjmuje się wartość 0,4*

Należy podkreślić, że w przypadku koncepcji zastosowania turbin do spalania biogazu, ich sprawność elektryczna jest znacząco niższa (poniżej 30%) w stosunku do agregatów kogeneracyjnych, generowana jest natomiast większa ilość ciepła. Stąd, jeśli biogazownia nie posiada możliwości zagospodarowania dużych ilości ciepła, wówczas instalowanie turbin zamiast agregatów kogeneracyjnych jest nieracjonalne z ekonomicznego punktu widzenia. Analogicznie jak w przypadku energii elektrycznej, ilość energii cieplnej wytwarzanej w kogeneracji oblicza się z poniższej zależności:

$$E_t = V_{\text{CH}_4} \cdot W_{e\text{CH}_4} \cdot \eta_t \quad [\text{MWh}] \quad [6]$$

Gdzie:

- E_t – ilość energii cieplnej wytworzonej w kogeneracji [MWh],
- V_{CH_4} – objętość wytworzonego metanu [m^3],
- $W_{e\text{CH}_4}$ – wydajność energetyczna metanu [$\text{MWh}\cdot\text{m}^{-3}$],
- η_t – sprawność termiczna agregatu kogeneracyjnego [-],
- $\eta_t = 0,43 - 0,54$ [-], *jeśli nie jest podane inaczej, to zazwyczaj przyjmuje się wartość 0,48*

Z uwagi na fakt, że w praktyce częściej podaje się ilość ciepła w gigadżulach [GJ] niż w megawatogodzinach [MWh], wiedząc, że 1 GJ równy jest 0,274 MWh, wytworzoną energię cieplną wyrażoną w MWh można przeliczyć na energię wyrażoną w GJ wg następującego równania:

$$E_{t[\text{GJ}]} = E_{t[\text{MWh}]} / 0,274 \quad [\text{GJ}] \quad [7]$$

Gdzie:

- $E_{t[\text{GJ}]}$ – ilość wytworzonej energii termicznej wyrażona w [GJ],
- $E_{t[\text{MWh}]}$ – ilość wytworzonej energii termicznej wyrażona w [MWh].

Mając obliczoną ilość wytworzonej energii elektrycznej z substratów dostępnych w danej lokalizacji można obliczyć moc elektryczną agregatu kogeneracyjnego przyjmując średnioroczny czas jego pracy. Typowy rok (nie przestępny) liczy 8760 godzin. Z uwagi jednak na fakt, że agregat kogeneracyjny jest oparty na pracującym silniku spalinowym, który wyma-

ga okresowych usług serwisowych (np. wymiany oleju, świec zapłonowych itp.) oraz ewentualnych napraw, wymagane są przerwy techniczne. Stąd przyjmuje się, że typowy agregat kogeneracyjny powinien pracować w skali roku około 8200 godzin. Na tej podstawie można obliczyć moc elektryczną agregatu z następującej zależności:

$$P_e = E_e / t \quad [\text{MW}] \quad [8]$$

Gdzie:

- P_e – moc elektryczna agregatu kogeneracyjnego [MW],
- E_e – ilość wytworzonej energii elektrycznej [MWh],
- t – czas pracy agregatu kogeneracyjnego [h], ~ 8200 [h].

Analogicznie do mocy elektrycznej można wyliczyć moc termiczną (cieplną) agregatu kogeneracyjnego pracującego na określonych wcześniej substratach. Zależność tę przedstawia równanie [9]:

$$P_t = E_t / t \quad [\text{MW}] \quad [9]$$

Gdzie:

- P_t – moc cieplna agregatu kogeneracyjnego [MW],
- E_t – ilość wytworzonej energii termicznej [MWh],
- T – czas pracy agregatu kogeneracyjnego [h], ~ 8200 [h].

Przedstawiona metodyka wyliczenia parametrów instalacji biogazowej w zależności od posiadanych substratów stanowi modelowe rozwiązanie doboru parametrów instalacji biogazowej wykorzystującej biomasę. Dane wykorzystywane w obliczeniach muszą jednak pochodzić z wiarygodnych analiz wydajności biogazowej i biometanowej.

4.2. Metodyka obliczeń parametrów ekonomicznych instalacji

Dzięki obliczeniu parametrów energetycznych pracy instalacji biogazowej można przeprowadzić uproszczoną analizę ekonomiczną jej funkcjonowania, oszacowując zysk brutto (przed opodatkowaniem) oparty na przychodach uzależnionych od wartości sprzedaży energii elektrycznej, cieplnej, pofermentu oraz (ewentualnie) dwutlenku węgla i opłat za przyjmowanie bioodpadów, a także uwzględniając koszt pozyskania substratów do procesu fermentacji, koszt serwisu i amortyzacji oraz podatków. Stąd można sformułować następującą zależność:

$$Z = \text{PRZ} - K_{ib} \quad [\text{PLN}] \quad [10]$$

Gdzie:

- Z – zysk roczny brutto z tytułu eksploatacji biogazowni [PLN],
- PRZ – przychód roczny z tytułu eksploatacji biogazowni [PLN],
- K_{ib} – roczne koszty eksploatacji biogazowni [PLN].

A. PRZYCHODY

Instalacja biogazowa, zwłaszcza przetwarzająca bioodpady, ma znacznie większe możliwości pozyskiwania przychodów niż inne rodzaje OZE, nie oparte na wykorzystywaniu biomasy, lecz energii słońca, wiatru, geotermalnej czy wód płynących. Wynika to z faktu, że biogazownia może przynosić przychody ze sprzedaży energii, powiązanych z nią róż-

nych certyfikatów, wytwarzanych przez siebie produktów (poferment, gazowy lub skroplony dwutlenek węgla, metan i siarka z odsiarczania), a także za przyjmowanie bioodpadów i wynikających z tego opłat. Bardziej zaawansowane instrumenty finansowe dają też większym instalacjom OZE możliwość przynoszenia przychodów na handlu tzw. unikniętą emisją CO₂ – to rozwiązanie (z uwagi na duży koszt jego wprowadzenia przez międzynarodowych certyfikatorów) nie jest opłacalne dla instalacji poniżej 1 MW mocy elektrycznej. W przypadku instalacji utylizującej bioodpady, przychód instalacji będzie bazował na sprzedaży energii elektrycznej, wykorzystaniu produkowanej energii cieplnej na różne potrzeby, sprzedaży pofermentu oraz (w przypadku występowania odbiorcy jak szklarnie, chłodnie czy inne zakłady) wykorzystaniu dwutlenku węgla z oczyszczania lub spalania biogazu. Dość trudno jest uwzględnić przychód z tytułu opłat za przyjmowane od wytwórców bioodpady z uwagi na fakt, że w chwili obecnej przeważająca część wytwórców bioodpadów z przetwórstwa żywności zagospodarowuje je rolniczo (na cele nawozowe metodą R10), często mimo braku posiadania odpowiednich zezwoleń na prowadzenie odzysku. W przyszłości jednak ta sytuacja może się zmienić w przypadku zwiększenia świadomości ekologicznej producentów i przetwórców oraz zwiększenia ilości kontroli w tym zakresie. W takiej sytuacji dochód ten może być uwzględniany.

Na tej podstawie przychód można określić następującym równaniem:

$$PRZ = PRZ_{ee} + PRZ_{et} + PRZ_{pp} + PRZ_{CO2} \text{ [PLN]} \quad [11]$$

Gdzie:

- PRZ – przychód roczny z tytułu eksploatacji biogazowni [PLN]
- PRZ_{ee} – przychód roczny za sprzedaż energii elektrycznej [PLN]
- PRZ_{et} – przychód roczny za sprzedaż energii cieplnej [PLN]
- PRZ_{pp} – przychód roczny za sprzedaż pulpy pofermentacyjnej [PLN]
- PRZ_{CO2} – przychód roczny za wyprodukowany dwutlenek węgla [PLN]

Przychód roczny uzyskany ze sprzedaży energii elektrycznej jest uzależniony od ilości wyprodukowanej energii elektrycznej (pomniejszonej o ok. 5% zużycia na potrzeby własne instalacji), ceny za sprzedaż energii elektrycznej oraz ceny zielonego certyfikatu. Cenę za energię elektryczną ustala prezes URE w końcu marca danego roku biorąc jako podstawę średnią cenę energii elektrycznej z roku poprzedniego. Dla 2014 r. ogłoszona w kwietniu cena energii elektrycznej to 181 zł·MWh⁻¹. Do każdej wyprodukowanej megawatogodziny energii elektrycznej przez instalację OZE przysługuje także tzw. zielony certyfikat. Zielony certyfikat jest to świadectwo pochodzenia wydawane przez prezesa URE na wniosek wytwórcy energii elektrycznej w OZE po uprzednim potwierdzeniu przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego. Aktualna cena zielonego certyfikatu jest podawana jako indeks z transakcji sesyjnych OZEX_A przez Towarową Giełdę Energii S.A. pod adresem <http://tge.pl/pl/464/rynek-praw-majatkowych>.

Dla biogazowni do końca 2012 roku przysługiwały również tzw. żółte certyfikaty czyli świadectwa pochodzenia dla instalacji OZE wykorzystującej w co najmniej 75% (wysokosprawna kogeneracja) wytwarzaną energię cieplną w kogeneracji z elektryczną. Wartość żółtego certyfikatu wynosiła na koniec 2012 r. 128,8 zł·MWh⁻¹. Wiosną 2014 r. sejm RP przyjął jednogłośnie uchwałę przywracającą wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji i skierował ją do podpisu do prezydenta. Ustawa przywracająca żółte certyfikaty została już

podpisana przez prezydenta i po opublikowaniu w Dzienniku Ustaw weszła w życie. Jednak do początku lipca 2014 r. Urząd Regulacji Energetyki nie wydał jeszcze żadnych żółtych i czerwonych certyfikatów., stąd trudno ocenić precyzyjnie ich wartość. Można dodać, że w 2014 roku jednostkowa opłata zastępcza dla kogeneracji gazowej (Ozg), która będzie benchmarkiem dla tzw. żółtych certyfikatów, wynosi 110 zł·MWh⁻¹. Zielone certyfikaty (podobnie jak żółte) stanowią towar giełdowy i mogą być zbywane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. na specjalnie do tego zorganizowanym Rynku Praw Majątkowych.

Stąd przychód ze sprzedaży energii elektrycznej można obliczyć na podstawie zależności:

$$PRZ_{ee} = E_e \cdot C_e \cdot 0,95 \text{ [PLN]} \quad [12]$$

Gdzie:

- PRZ_{ee} – przychód roczny za sprzedaż energii elektrycznej [PLN]
- E_e – ilość wytworzonej energii elektrycznej [MWh]
- C_e – cena sprzedaży energii elektrycznej [PLN·MWh⁻¹]
- 0,95 – współczynnik sprzedaży energii elektrycznej do sieci pomniejszony o ilość energii wykorzystanej na potrzeby własne instalacji [-]

Cena sprzedaży energii elektrycznej składa się w przypadku biogazowni z trzech składowych. Jest to cena za tzw. czarną energię (czyli faktycznie sprzedany prąd), a dodatkowo za zielony i żółty certyfikat, wg poniższego równania:

$$C_e = C_{ee} + C_{zc} + C_{cz} \text{ [PLN·MWh}^{-1}\text{]} \quad [13]$$

Gdzie:

- C_e – cena sprzedaży energii elektrycznej [PLN·MWh⁻¹],
- C_{ee} – cena sprzedaży energii elektrycznej („czarnej energii,„) [PLN·MWh⁻¹], dla roku 2014 ustalono 181 PLN·MWh⁻¹,
- C_{zc} – cena sprzedaży zielonego certyfikatu [PLN·MWh⁻¹],
- C_{cz} – cena sprzedaży żółtego certyfikatu [PLN·MWh⁻¹].

Z kolei przychód z wyprodukowanej energii cieplnej w wyniku spalania biogazu w agregacie kogeneracyjnym uzależniony jest od ilości wyprodukowanej energii cieplnej oraz jej ceny. Stąd przychód ten wylicza się z wzoru:

$$PRZ_{et} = E_t \cdot C_t \text{ [PLN]} \quad [14]$$

Gdzie:

- PRZ_{et} – przychód roczny za wyprodukowaną energię cieplną [PLN],
- E_t – ilość wytworzonej energii cieplnej [GJ],
- C_t – cena energii cieplnej [PLN·GJ⁻¹].

Cena wyprodukowanej energii cieplnej w wyniku spalania biogazu w agregacie kogeneracyjnym jest trudna do określenia ze względu na bardzo odmienne rynkowe ceny ciepła w różnych regionach kraju, wykorzystanie różnych nośników energii w różnych instalacjach. W przypadku projektu biogazowni funkcjonującej np. przy już istniejącej szklarni przyjmuje się, że cena ciepła będzie określona na podstawie ceny ciepła uzyskiwanego z pieca węglowego zasilanego miałem węglowym, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO₂

pobieranej przez urząd marszałkowski oraz sprawności energetycznej pieca. Stąd cena za energię cieplną będzie wynikała z następującej zależności:

$$C_t = (C_w + O_{CO_2}) / (W_w \cdot \eta_{ep}) \quad [\text{PLN} \cdot \text{GJ}^{-1}] \quad [15]$$

Gdzie:

- C_t – cena za energię cieplną [$\text{PLN} \cdot \text{GJ}^{-1}$],
- C_w – cena miału węglowego zużywanego przez piec [$\text{PLN} \cdot \text{Mg}^{-1}$],
- O_{CO_2} – opłata środowiskowa za spalanie węgla [$\text{PLN} \cdot \text{Mg}^{-1}$], np. dla szklarni wynosi $17 \text{ PLN} \cdot \text{Mg}^{-1}$,
- W_w – wartość energetyczna węgla [$\text{GJ} \cdot \text{Mg}^{-1}$], średnio $22 \text{ GJ} \cdot \text{Mg}^{-1}$,
- η_{ep} – sprawność energetyczna pieca [-].

Przychód z tytułu sprzedaży pofermentu jest bardzo trudny do oszacowania z uwagi na fakt, że rynek sprzedaży pofermentu w Polsce w zasadzie nie istnieje. Co więcej, rolnicy obawiają się kupowania pofermentu na cele nawozowe z uwagi na znane kłopoty z zagospodarowaniem bardzo złej jakości pofermentu pozyskiwanego w latach 2010-12 w największej ówczesnie w Polsce biogazowni w Liszkowie (brak zgodnej z prawem gospodarki pofermentem był zresztą przyczyną zamknięcia tej biogazowni). Można próbować wyliczać wartość pofermentu na podstawie zawartości NPK mnożąc wartość rynkową tych pierwiastków, jednak takie rozwiązanie może być obecnie racjonalne tylko w przypadku, gdy właściciel biogazowni wykorzystuje poferment na własne użytki oszczędzając w ten sposób na ilości stosowanych nawozów mineralnych. Z kolei w Niemczech rynek handlu pofermentem rozwinął się przy średnich cenach na poziomie $5-10 \text{ EUR} \cdot \text{Mg}^{-1}$ ciekłego pofermentu. Ponieważ w Polsce ceny nawozów są zbliżone (niekiedy wyższe) niż w Niemczech, można więc przyjąć ostrożne założenie, że cena pofermentu może wynosić $20 \text{ PLN} \cdot \text{Mg}^{-1}$ (nieco poniżej $5 \text{ EUR} \cdot \text{Mg}^{-1}$). Na tej podstawie przychód ze sprzedaży pofermentu na cele nawozowe można obliczyć wg wzoru:

$$\text{PRZ}_{pp} = M_{pp} \cdot C_{pp} \quad [\text{PLN}] \quad [16]$$

Gdzie:

- PRZ_{pp} – przychód roczny ze sprzedaży pulpy pofermentacyjnej [PLN],
- M_{pp} – masa wytworzonej pulpy pofermentacyjnej [Mg],
- C_{pp} – cena sprzedaży pulpy pofermentacyjnej [$\text{PLN} \cdot \text{Mg}^{-1}$], można przyjąć $20 \text{ PLN} \cdot \text{Mg}^{-1}$.

Masa pulpy pofermentacyjnej jest uzależniona od rodzaju substratów, ich podatności na rozkład w czasie fermentacji, jak i wydajności fermentacji. Przyjmuje się, że dla typowych produktów rolniczych masa w czasie fermentacji zmniejsza się w wyniku emisji biogazu o około 7-10%. Stąd masa pofermentu może być wyliczona wg równania:

$$M_{pp} = M \cdot \eta_f \quad [\text{Mg}] \quad [17]$$

Gdzie:

- M – masa substratu do biogazowni [Mg]

η_f – współczynnik zachowania masy w czasie fermentacji [-], należy przyjąć wartość z zakresu 0,9-0,93, lub wyznaczoną empirycznie dla poszczególnych substratów

Przychód uzyskiwany ze spalania biogazu za wykorzystanie CO₂ wtłaczanego do upraw szklarniowych w celu przyspieszenia dynamiki wzrostu roślin lub do chłodni celem napełniania boksów wypełnianych płodami rolnymi można obliczyć na podstawie kosztów aktualnie ponoszonych przez te instalacje. Przyjmuje się, że np. średni czas dostarczania CO₂ do szklarni wynosi ok. 8 h/dobę (jest to czas najbardziej intensywnej asymilacji dwutlenku węgla w czasie intensywnego naświetlania słonecznego lub sztucznego). Stąd należy uwzględnić, że tylko przez 1/3 doby CO₂ produkowany w agregacie kogeneracyjnym może być wykorzystywany. Produkowany biogaz składa się przede wszystkim z metanu i dwutlenku węgla. Po spaleniu z jednej cząsteczki metanu powstaje jedna cząsteczka dwutlenku węgla. Stąd stechiometrycznie liczona ilość cząsteczek dwutlenku węgla w spalinach będzie równa sumie cząsteczek metanu i dwutlenku węgla w biogazie przed spalaniem. Dlatego masę wytworzonego w spalinach CO₂ wykorzystanego w szklarni w czasie okresu odpowiedniego naświetlenia można obliczyć z poniższej zależności:

$$M_{CO_2} = V_{bh} \cdot t_{CO_2} \cdot \rho_{CO_2} \cdot [\text{kg}] \quad [18]$$

Gdzie:

M_{CO_2} – masa wykorzystywanego CO₂ [kg]
 V_{bh} – objętość biogazu używana w ciągu 1 godziny pracy agregatu [m³·h⁻¹]
 t_{CO_2} – liczba godzin stosowania CO₂ w szklarni lub chłodni [h], w *przypadku szklarni zazwyczaj średnio 8 h/dobę przez 10 miesięcy, co daje 2432 h*
 ρ_{CO_2} – gęstość CO₂ – 1,977 [kg·m⁻³]

Znając masę zużywanego w szklarni dwutlenku węgla, który został wytworzony w agregacie kogeneracyjnym wskutek spalania biogazu, można obliczyć jego wartość. Ceny rynkowe CO₂ różnią się w zależności od jego czystości oraz zamawianej ilości. W przypadku typowych szklarni cena waha się między 0,25 a 1 PLN za kilogram dwutlenku węgla. Wartość dwutlenku węgla wytworzonego przez agregat kogeneracyjny i użytego w szklarni będzie więc wyliczona ze wzoru:

$$PRZ_{CO_2} = M_{CO_2} \cdot C_{CO_2} \cdot [\text{PLN}] \quad [19]$$

Gdzie:

PRZ_{CO_2} – przychód roczny z tytułu sprzedaży CO₂ [PLN],
 M_{CO_2} – masa wykorzystywanego w szklarni CO₂ [kg],
 C_{CO_2} – cena jednostkowa wykorzystywanego w szklarni CO₂ [PLN·kg⁻¹].

B. KOSZTY

Roczne koszty eksploatacji biogazowni w uproszczonym ujęciu (bez uwzględnienia wielu pomniejszych składników oraz ewentualnego kredytu) uwzględniają koszty substratów (w tym ich transportu), serwisu, amortyzacji, wsparcia (serwisu i doradztwa) technologicznego oraz obsługi przez personel. Będą one więc bazowały na następującej zależności:

$$K_{ib} = K_{sub} + K_s + K_a + K_p \quad [\text{PLN}] \quad [20]$$

Gdzie:

- K_{ib} – koszty instalacji biogazowej [PLN],
- K_{sub} – koszty substratów [PLN],
- K_s – koszty usług serwisowych [PLN],
- K_a – koszty amortyzacji [PLN],
- K_p – koszty personelu [PLN].

Koszty substratów można wyliczyć na podstawie jednostkowej ceny pozyskania substratu, najczęściej wyliczanej w odniesieniu do kwoty opłaty za 1 Mg materiału, ogólnej masy substratów oraz kosztów ich transportu. Należy przy tym pamiętać, że najkorzystniejszym rozwiązaniem jest pozyskiwanie bioodpadów, za które dostawca jest skłonny zapłacić (np. za bioodpady ze sklepów, z przetwórstwa warzyw, restauracji, oczyszczalni ścieków itp. zakładów można uzyskać cenę na poziomie nawet 50-100 PLN·Mg⁻¹). W tym wypadku licząc koszty pozyskania substratów opłaconych przez ich dostawcę, należy wstawić do wzoru wartość ujemną. Wyliczenie kosztów pozyskania substratów opiera się na następującej zależności:

$$K_{sub} = M * C_{sub} + K_t \quad [\text{PLN}] \quad [21]$$

Gdzie:

- K_{sub} – koszt substratów [PLN],
- M – masa wykorzystywanych substratów [Mg],
- C_{sub} – cena jednostkowa substratu [PLN·Mg⁻¹], w przypadku pozyskania opłat za przyjęcie substratu, w obliczeniach wartość musi być ze znakiem „-”,
- K_t – koszt transportu substratu [PLN].

Cena jednostkowa substratu zależy od lokalnych uwarunkowań, dostępności i koncentracji występowania danego substratu, możliwości jego przechowywania, wykorzystania oraz wielu innych czynników. Można przyjąć, że o ile substraty typowo rolnicze tradycyjnie wykorzystywane w biogazowniach jak np. kiszonka z kukurydzy czy traw są stosunkowo drogie (nawet 100-150 PLN·Mg⁻¹), o tyle substraty z pobocznych produktów rolniczych jak np. słoma kukurydziana, liście buraków, odpady warzywne itp. są znacznie tańsze (poniżej 50 PLN·Mg⁻¹). Najkorzystniejsze z ekonomicznego i technologicznego punktu widzenia są substraty odpadowe pochodzące z przemysłu rolno-spożywczego, pozyskiwane w zasadzie bezkosztowo przy produkcji żywności, pasz i przetwórstwie płodów rolnych, jak wywar gorzelniany, łuska cebulowa, odpadowe owoce i warzywa oraz ich części, gnojowica, obornik, pomiot, odpady z produkcji szklarniowej itp. W tym przypadku cena za 1 Mg odpadów będzie na poziomie poniżej 20 PLN·Mg⁻¹, a w wielu przypadkach (np. serwatka, osady z zakładowych podczyszczalni ścieków, owoce z przetwórni)

wartość ta będzie ujemna dla biogazowni (przychód) – czyli dostawca (producent odpadów) będzie skłonny zapłacić za ich odbiór.

Koszty transportu odpadów mogą być wyliczone na podstawie ryczału (przy założonej rynkowej stawce transportu liczonej w $\text{PLN}\cdot\text{km}^{-1}$), albo w sposób bardziej precyzyjny – wg metodyki opracowanej i udoskonalanej od lat 90. w IBMER (obecnie ITP) [Muzalewski 2010].

Koszt serwisu jest bardzo różny dla różnych rodzajów instalacji biogazowych. Można go podzielić na koszt serwisu technicznego oraz technologicznego. W przypadku serwisu technicznego, na podstawie danych o kosztach napraw dla maszyn i instalacji przytaczanych przez różnych autorów [Karwowski 1996, 1998, Grześ 2002, Muzalewski 2010] oraz własnych danych można przyjąć, że koszt serwisu technicznego będzie wynosił rocznie średnio 5% wartości instalacji. Z kolei koszt serwisu technologicznego uzależniony jest od wielkości instalacji. W przypadku małych biogazowni wynajmowanie serwisu technologicznego jest mało opłacalne. Z kolei w przypadku średnich (200-750 kWe) i dużych (powyżej 750 kWe) biogazowni można przyjąć, że koszty technologiczne są na poziomie od 5 do 10 $\text{PLN}\cdot\text{MWh}^{-1}$ wyprodukowanej energii. Stąd roczne koszty serwisu można określić w przybliżeniu na podstawie następującej zależności:

$$K_s = K_{stncz} * K_{stchl} \quad [\text{PLN}] \quad [22]$$

Gdzie:

- K_s – koszt serwisu [PLN],
- K_{stncz} – koszty serwisu technicznego [PLN],
- K_{stchl} – koszty serwisu technologicznego [PLN].

$$K_{stncz} = K_{inst} * 0,05 \quad [\text{PLN}] \quad [23]$$

Gdzie:

- K_{stncz} – koszty serwisu technicznego [PLN],
- K_{inst} – koszt instalacji biogazowej [PLN].

$$K_{stchl} = E_e * w_{ktchl} \quad [\text{PLN}] \quad [24]$$

Gdzie:

- K_{stchl} – koszty serwisu technologicznego [PLN]
- E_e – ilość wytworzonej energii elektrycznej [MWh]
- w_{ktchl} – współczynnik kosztów technologicznych [$\text{PLN}\cdot\text{MWh}^{-1}$], *przyjmuje się między 5 a 10*

Koszt amortyzacji wyliczany jest w zależności od obowiązujących przepisów oraz rodzaju instalacji. Może być jednak wyliczony w sposób uproszczony bowiem przyjmując 10-letni okres amortyzacji – można podzielić koszt instalacji przez okres 10 lat i uzyskać roczną kwotę amortyzacji, wliczaną w koszty.

Stąd można wyliczyć roczną kwotę amortyzacji (uwzględnianą w okresie pierwszych 10. lat eksploatacji) wg wzoru:

$$K_a = K_{inst} * 0,1 \quad [\text{PLN}] \quad [25]$$

Gdzie:

- K_a – roczny koszt amortyzacji [PLN]
- K_{inst} – koszt instalacji biogazowej [PLN]

Koszt personelu jest zmienny i zależy od średniej pensji w danym regionie, kwalifikacji personelu, liczby zatrudnionych osób, stopnia zautomatyzowania instalacji i innych aspektów. W przybliżeniu można przyjąć, że liczba osób zatrudnionych na biogazowni jest związana z wielkością instalacji. Można wyznaczyć następujące przedziały w zależności od liczby zatrudnionych osób (L_{zo}):

- <50 kWe: 0,5 etatu
- 50-100 kWe: 1 osoba
- 100 - 250 kWe: 2 osoby
- 250 – 750 kWe: 3 osoby
- 750 kWe – 1,2 MWe: 4 osoby
- >1,2 MWe: 5 osób

Do obliczenia kosztu personelu można przyjąć średnią pensję dla danego województwa, po czym wyliczyć przybliżony koszt personelu na podstawie zależności:

$$K_p = L_{zo} * Spw \text{ [PLN]} \quad [26]$$

Gdzie:

- K_p – koszt personelu [PLN]
- L_{zo} – liczba osób zatrudnionych [-]
- Spw – średnia roczna pensja brutto osób zatrudnionych [PLN]

ROZDZIAŁ 5.

ODZYSK CIEPŁA Z PODŁOŻA EGZOTERMICZNEGO

Głównym źródłem energii są procesy spalania paliw stałych, ciekłych lub gazowych, a ekspansywny rozwój naszej cywilizacji powoduje ciągłe zmniejszanie się ich zasobów. Według raportu World Energy Outlook (2011), przygotowanego przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA), do 2035 roku zapotrzebowanie na energię wzrośnie o jedną trzecią. Mimo rosnącego popytu na wszystkie nośniki energii, udział paliw kopalnych w światowej konsumpcji spadnie z 81% (w 2010r.) do 75% (w 2035r.). Analitycy IEA przewidują wzrost udziału energii odnawialnej z 3% (w 2009r.) do 15% (w 2035r.) i niemal pięciokrotny wzrost corocznych subsydiów na odnawialne źródła energii.

Źródłem energii odnawialnej mogą być procesy zachodzące w budynku inwentarskim, gdzie podczas produkcji zwierzęcej wytwarzane jest ciepło. Jego część wykorzystywana jest w naturalny sposób do utrzymania odpowiedniego mikroklimatu wewnątrz budynku inwentarskiego, natomiast duża jej część jest tracona. Reys (1988) podaje, że 70% strat ciepła w budynku inwentarskim wynika z przewietrzania pomieszczeń, 15% traci się na skutek przenikania ciepła przez ściany, a kolejne 15% przez dach i podłogę. Znaczną część tej energii można odzyskać i wykorzystać do celów produkcyjnych. Stosunkowo łatwo można odzyskiwać energię cieplną z procesów: schładzania obornika i gnojowicy, schładzania mleka po doju lub pasteryzacji, wentylacji budynków oraz z suszenia ziaren zbóż w suszarniach (Tymiński, 1997).

Procesy fermentacyjne zachodzące w budynku inwentarskim to procesy egzotermiczne, podczas których uwalniania i tracona jest duża ilość ciepła. Badania laboratoryjne prowadzone w okresie 20 dni przez Dacha i Zbytkę (2008) pokazały, że temperatura obornika w ciągu pierwszych 5 dni osiąga wartości między 60°C a 75°C, następnie zmniejsza się, osiągając na koniec doświadczenia wartość 30°C. Hoeksma i inni (2004) przeprowadzili badania laboratoryjne określające zasoby energetyczne obornika ze słomy żytniej i rzepakowej w proporcji wagowej słomy do kału i moczu 3:1. Stwierdzono, że po dwóch dniach od zapelnienia komory fermentacyjnej, temperatura obornika, zarówno żytniego jak i rzepakowego, wynosiła około 12°C na głębokości 10 cm i około 50°C na głębokości 70 cm i utrzymywała się na tym poziomie przez cały trzy tygodniowy okres badań. Średnia moc cieplna dla fermentującego obornika ze słomy rzepakowej wyniosła 63 W·m⁻², a obornika żytniego 23 W·m⁻². Badania temperatury posadzki kojca w tuczarni z głęboką ściółką wykazały, że jej średnia wartość w zimie wahała się od 11°C do 30°C, w zależności od położenia punktu pomiarowego, w lecie od 25°C do 42°C, a okresach przejściowych (wiosna, jesień) od 18°C do 38°C. Wyniki te potwierdziły możliwość efektywnego odzysku ciepła z tuczarni z głęboką ściółką (Domagalski i inni, 2009). Natomiast temperatura głębokiej ściółki osiąga wartość do 50°C (Myczko, 1994). W tej technologii utrzymania zwierząt warunki termiczne panujące w głębokiej ściółce nie ulegają zmianie podczas całego cyklu produkcyjnego, a wytwarzana w niej energia cieplna może być pobierana i wykorzystywana np. do ogrzewania pomieszczeń inwentarskich i budynków mieszkalnych przy użyciu

wymienników umieszczonych bezpośrednio w oborniku lub gnojowicy lub w posadzce budynku oraz pompy ciepła (Nawrocki i Myczko, 2000).

5.1. Źródło pozyskiwania ciepła - stanowisko badawcze

Zaprojektowana instalacja do odzysku ciepła z głębokiej ściółki została zainstalowana w tuczarni na terenie gospodarstwa rolnego w województwie wielkopolskim. Ściany budynku wykonane zostały z pustaków keramzytowych o szerokości 30 cm. Tuczarnia składa się z dwóch odrębnych sekcji. W każdej z nich znajdują się po cztery oddzielne kojce, które oddzielone są od siebie przegrodą lita o wysokości 140 cm. Stalowa konstrukcja dachu budynku pokryta jest płytami cementowo-celulozowymi, docieplonymi styropianem o grubości 10 cm. Szczegółową charakterystykę budynku przedstawiono w tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Charakterystyka budynku, w którym przeprowadzono badania

Parametr	Jednostka	Wartość
Długość budynku	(m)	36,0
Szerokość budynku	(m)	14,3
Wysokość budynku	(m)	5,2
Powierzchnia zabudowy	(m ²)	504
Liczba sekcji	(szt.)	2
Liczba kójców	(szt.)	8
Powierzchnia całkowita kójców	(m ²)	357,8
Powierzchnia całkowita pojedynczego kojca	(m ²)	44,7
Powierzchnia kojca w strefie głębokiej ściółki	(m ²)	34,4

(Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)

W budynku prowadzony jest tucz trzody chlewnej w systemie ściółkowym na głębokiej ściółce ze słomy pszennej i żytniej o grubości od 30 do 70 cm. Szczegółową charakterystykę technologiczną zaprezentowano w tabeli 5.2.

Tabela 5.2. Charakterystyka technologiczna tuczarni

Parametr	Jednostka	Wartość
Ilość kójców	(szt.)	8
Obsada kojca	(szt.)	60
Długość cyklu produkcyjnego	(miesiąc)	4
Ilość cykli w ciągu roku	(cykl·rok ⁻¹)	3
Średnia masa końcowa tuczniaka	(kg)	105

(Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)

Schemat wykonanej instalacji do odzysku ciepła przedstawiono na rysunku 5.1. Po szczególne elementy opisano poniżej

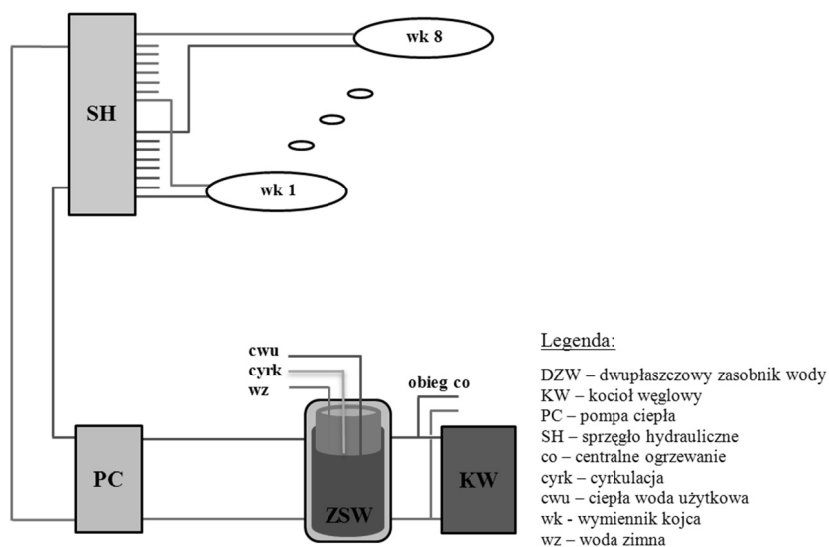
Dolne źródło

Dolne źródło zlokalizowane jest w posadzce tuczarni na głębokiej ściółce. Jest nim poziomy kolektor spiralny wykonany z rury PE o średnicy pętli równej 75 cm. W każdym kojcu znajdują się dwa wymienniki składające się z 34 pętli każdy, o długości 163 m. Łączna długość wymiennika w całej tuczarni wynosi 1304 m. Obwody wymienników ciepła w każdym z kojców podłączone są do rozdzielacza, który pozwala na sterowanie dolnym źródłem ciepła tak, aby odzysk prowadzony był tylko z kojców, w których temperatura wody w wymienniku jest wyższa niż temperatura wody powracającej z pompy ciepła (Domagalski i inni, 2009; Rzeźnik, 2012). Dane charakteryzujące dolne źródło zestawiono w tabeli 5.3.

Tabela 5.3. Charakterystyka dolnego źródła

Parametr	Jednostka	Wartość
Liczba wymienników ciepła	(szt.)	16
Liczba wymienników w kojcu	(szt.)	2
Liczba pętli \varnothing 75 cm w pojedynczym wymienniku	(szt.)	34
Długość pojedynczego wymiennika	(m)	81,5
Średnica rury wymiennika	(mm)	32
Wydajność przepływu w wymienniku	($m^3 \cdot h^{-1}$)	0,475
Objętość pojedynczego wymiennika	(m^3)	0,04

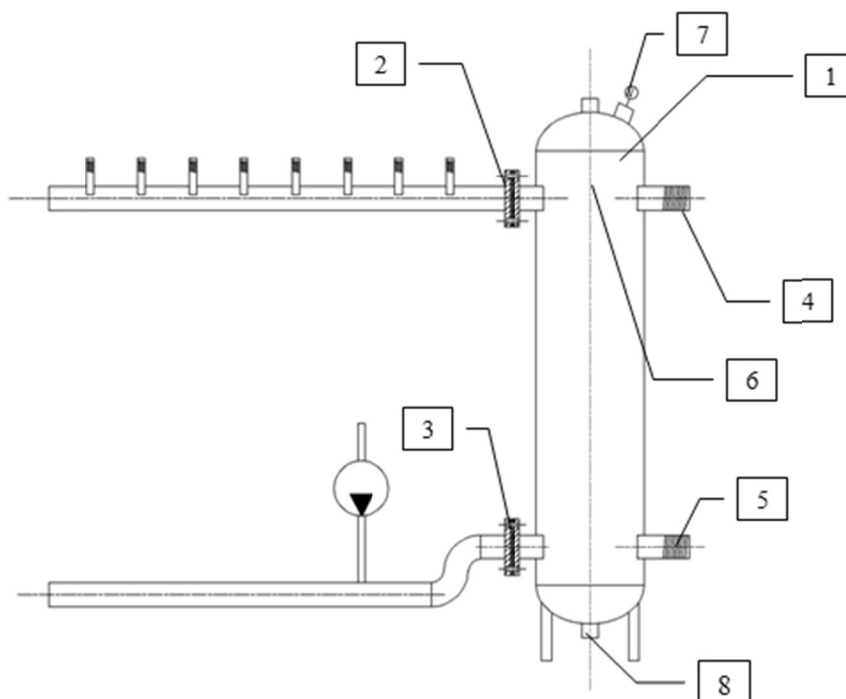
(Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)



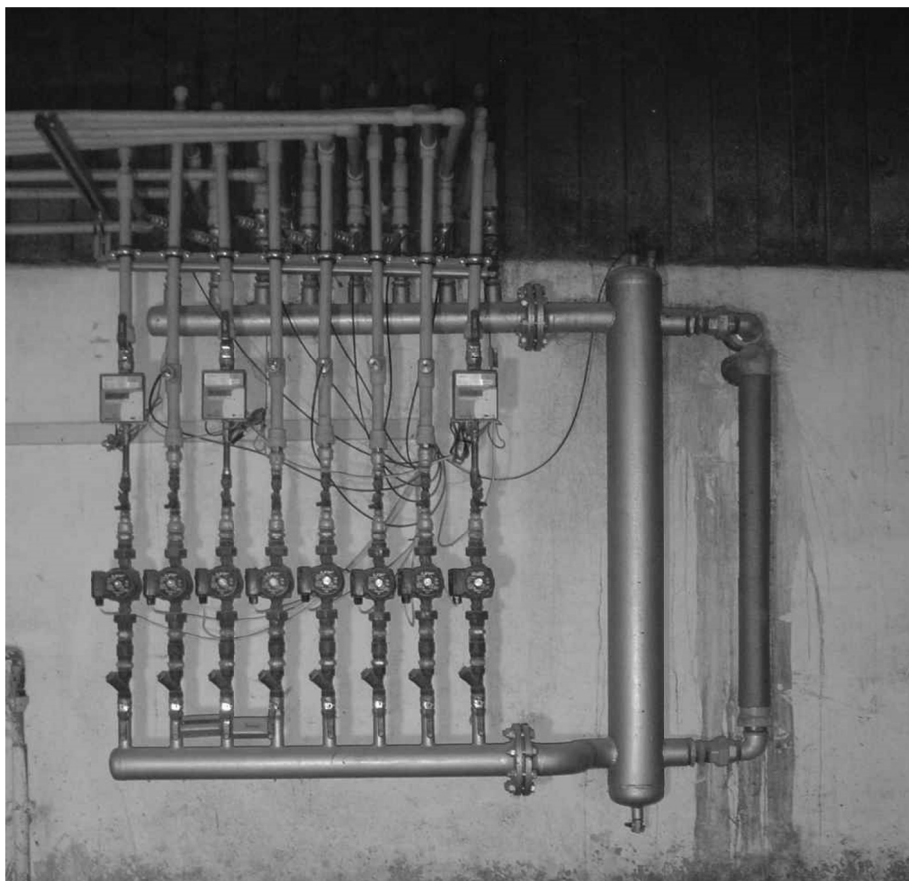
Rysunek 5.1. Schemat instalacji do odzysku ciepła z głębokiej ściółki
 (Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)

Sprzęgło hydrauliczne

Sprzęgło hydrauliczne rozdziela przepływ cieczy w wymiennikach w każdym z kociów i zarządza odbiorem energii z dolnego źródła. Stosowane może być w układach jednego lub wielu obiegów. Zapewnia niezależność działania obiegów bez konieczności równoważenia przepływów. Sprzęgło hydrauliczne (rys. 5.2.) ma formę cylindrycznego zbiornika. Na płaszczu (1) zainstalowane są cztery króćce. Króćce, wlotowy (2) i wylotowy (3), służą do podłączenia obiegu dolnego źródła, natomiast wylotowy (4) i wlotowy (5), obsługują obieg pompy ciepła. W zbiorniku jest zainstalowany zespół perforowanych przegród (6) zapobiegających bezpośredniemu przepływowi wody z kotła do instalacji grzewczej, jak również wspomagających efekt odpowietrzania. W celu pozbycia się wydzielanego powietrza, w górnej części zbiornika zainstalowano króciec (7) służący do podłączenia zaworu odpowietrzającego. Przegrody mają za zadanie ukierunkowanie przepływu cieczy w zbiorniku, co w konsekwencji pozwala na zmniejszenie rozstawu króćców i zmniejszenie wymiarów urządzenia. Do oczyszczania sprzęgła hydraulicznego z wytrąconych podczas pracy zanieczyszczeń służy króciec (8), do którego podłącza się zawór spustowy ciepła (Domagalski i inni, 2009; Rzeźnik, 2012).



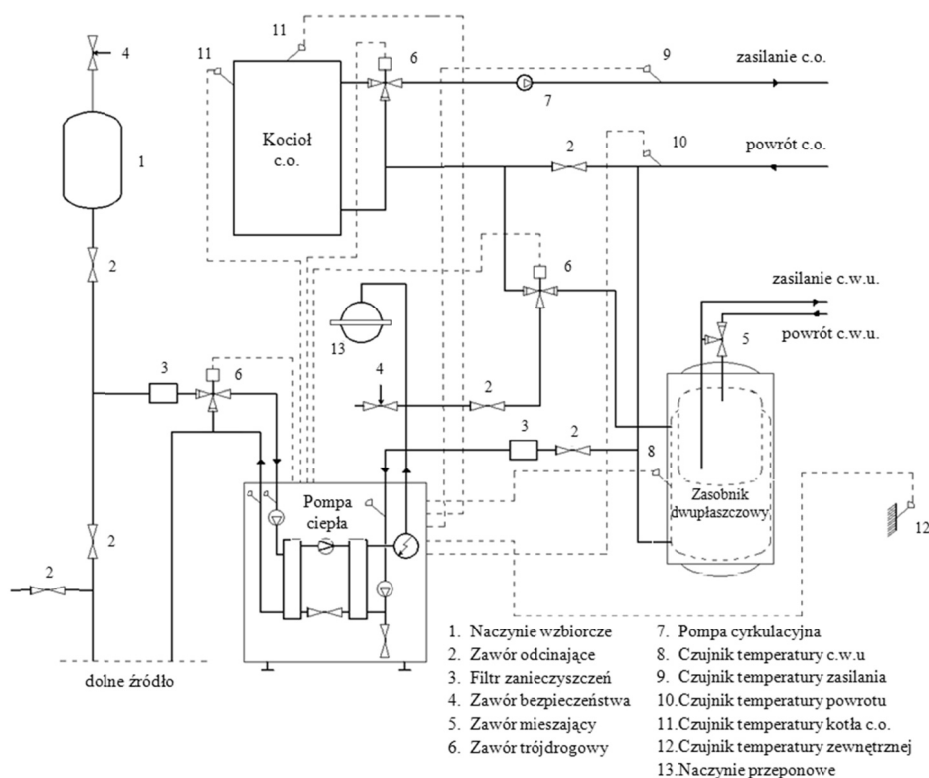
Rysunek 5.2. Schemat budowy sprzęgła hydraulicznego
(Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)



Rysunek 5.3. Sprzęgło hydrauliczne z rozdzielaczem w badanej tuczarni

Węzeł cieplny

Węzeł cieplny składa się z pompy ciepła, kotła c.o., zasobnika dwupłaszczowego oraz innych elementów instalacji (rys. 5.4.). Zlokalizowany jest on w dwóch pomieszczeniach. W jednym pomieszczeniu znajduje się pompa ciepła firmy NIBE model FIGHTER 1140 (dane techniczne pompy zestawiono w tabeli 5.4.). Na zasilaniu z dolnego źródła został zamontowany zawór mieszający (rys. 5.4 poz. 5), regulujący temperaturę zasilania. Wyższa, niż 25°C, temperatura spowoduje awaryjne wyłączenie pompy i zatrzymanie pracy instalacji. W drugim pomieszczeniu umieszczony jest kocioł węglowy, dwupłaszczowy wymiennik ciepła wraz z zaworem mieszającym, pozwalającym na regulację temperatury zasilania instalacji centralnego ogrzewania przy pomocy regulatora pogodowego. Kotłownia węglowa stanowi rezerwę dodatkowe źródło ciepła gospodarstwa i jest uruchamiana w przypadku niewystarczającej podaży ciepła pozyskiwanego z głębokiej ściółki ciepła (Domagalski i inni, 2009; Rzeźnik, 2012).



Rys. 5.4. Przykład węzła cieplnego (Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)

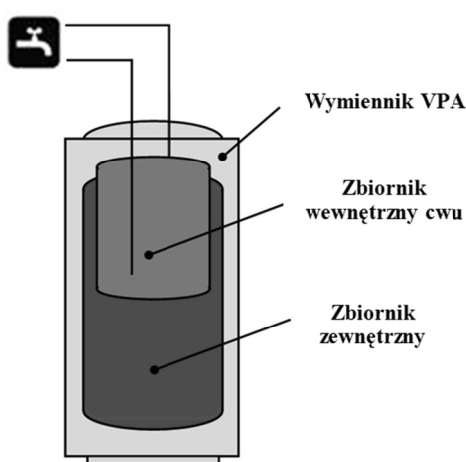
Tabela 5.4. Dane techniczne pompy ciepła firmy Nibe typ FIGHTER 1140

Parametr	Jednostka	Wartość
Pobór mocy elektrycznej *) (B0/W35)	(kW)	3,75
Moc grzewcza *) (B0/W35)	kW)	17.24
COP przy B0/W35	(-)	4,6
Wysokość	(mm)	1030
Szerokość	(mm)	600
Głębokość	(mm)	625
Masa netto	(kg)	229
Napięcie robocze	(V)	400
Moc zintegrowanego elektrycznego modułu grzewczego	(kW)	9
Czynnik chłodniczy	-	R407C

*)Zgodnie z normą PN-EN 255-3:2000 dla temperatury na wejściu do pompy ciepła 0° C i zasilania systemu grzewczego 35° C. Bez uwzględnienia poboru mocy elektrycznej przez pompy obiegowe.

Pompa ciepła pobiera z głębokiej ściółki niskotemperaturowe ciepło i podwyższa temperaturę do poziomu umożliwiającego ogrzewanie budynków. Do połączenia obwodów

kotła c.o. z obwodem po górnej stronie pompy ciepła wykorzystano zasobnik dwupłaszczkowy NIBE VPA 200/300 (rys. 5.5.). Składa on się z wewnętrznego cylindra ciepłej wody i zewnętrznego zbiornika, w którym znajduje się czynnik ogrzewający c.w.u. W zasobniku zasilanym z pompy ciepła lub kotła c.o. jest podgrzewana i magazynowana ciepła woda. Magazynowanie ciepłej wody odbywa się w wewnętrznym zbiorniku, który wbudowany jest w zbiornik zewnętrzny, pełniący rolę bufora czynnika grzewczego. Wymiennik wykorzystuje jednocześnie dwa źródła ciepła: pompę ciepła i instalację c.o. zasilaną z kotła węglowego.



Rysunek 5.5. Budowa zasobnika dwupłaszczkowego typu VPA
(Oprac. Rzeźnik W., Rzeźnik I.)

Górne źródło

Górnym źródłem w systemie do odzysku ciepła z głębokiej ściółki jest instalacja centralnego ogrzewania i instalacja zasilania w ciepłą wodę użytkową domu mieszkalnego właściciela tuczarni.

W celu wyznaczenia parametrów energetycznych badanej instalacji pozyskiwania energii z głębokiej ściółki rejestrowano następujące wielkości:

- ciepło (GJ) pobrane z dolnego źródła, przekazane do górnego źródła – mierzone elektronicznym licznikiem energii cieplnej Danfoss Multical 3,
- energię elektryczną – mierzoną licznikiem energii elektrycznej Kamstrup K-383, z dokładnością odczytu $\pm 0,1$ kWh,
- ilość przepływającej wody – mierzona wodomierzem JS 2,5 NK z impulsowaniem 1 litr, firmy PoWoGaz z dokładnością odczytu $\pm 0,001$ m³.
- Na podstawie danych pomiarowych obliczono parametry charakteryzujące instalację do odzysku ciepła. Wartość współczynnika wydajności pompy ciepła wyznaczono z równania (1):

$$COP = \frac{Q_d}{E_{el}} + 1 \quad (-) \quad (1)$$

Sprawność pompy ciepła wyznaczono z równania (2):

$$\eta = \frac{Q_g}{E_{el} + Q_d} \cdot 100\% \quad (-) \quad (2)$$

gdzie:

- Q_g – energia cieplna przekazana do górnego źródła (kWh),
- E_{el} – zużyta energia elektryczna (kWh),
- Q_d – energia cieplna pobrana z dolnego źródła (kWh),
- COP – współczynnik wydajności pompy ciepła (-),
- η – sprawność (-).

Dodatkowo, z równania (3), wyznaczono średnią moc cieplną pozyskiwaną z posadzki w chlewni:

$$P_{sr} = \frac{Q_g}{t} \quad (\text{kW}) \quad (3)$$

gdzie:

- P_{sr} – średnia moc cieplna (podczas pobierania energii z dolnego źródła) (kW),
- Q_g – energia cieplna przekazana do górnego źródła (kWh),
- t – czas pracy pompy (h).

oraz korzystając z równania (4) obliczono średnią moc pozyskaną z 1 m²:

$$P_{sr/1m^2} = \frac{P_{sr} - P_g}{s \cdot w_o} \quad (\text{W} \cdot \text{m}^{-2}) \quad (4)$$

gdzie:

- $P_{sr/1m^2}$ – moc z 1 m² podczas pracy pompy ciepła (W·m⁻²),
- P_{sr} – średnia moc cieplna (podczas pobierania energii z dolnego źródła) (W),
- P_g – moc grzałki elektrycznej w pompie ciepła (W),
- s – powierzchnia kojców (m²),
- w_o – wskaźnik obsadzenia (stosunek powierzchni kojców obsadzonych do całkowitej powierzchni kojców).

5.2. Analiza energetyczna dolnego źródła

Wyniki dwuletnich badań energetycznych wykonanych w latach 2009 – 2010 zestawiono w tabelach 5.5. i 5.6.

Tabela 5.5. Wyniki badań instalacji do odzysku ciepła z tuczarni przeprowadzonych w 2009 roku

Miesiąc	Energia (kWh)			Współczynnik wydajności pompy ciepła COP
	Przekazana do górnego źródła	Elektryczna	Pobrana z dolnego źródła	
Styczeń	4011	1182	3046	3,58
Luty	3529	952	2732	3,87
Marzec	3049	879	2463	3,80
Kwiecień	2111	651	1724	3,65
Maj	1515	425	1236	3,91
Czerwiec	1256	359	1024	3,85
Lipiec	1067	374	864	3,31
Sierpień	1133	328	925	3,82
Wrzesień	2440	731	1984	3,71
Październik	3224	953	2604	3,73
Listopad	3291	930	2698	3,90
Grudzień	3643	959	2973	4,10
SUMA	30 269	8 723	24 273	-

Źródło: Rzeźnik 2012

Średnioroczne wartości współczynnika COP eksploatowanej pompy ciepła wyniosły odpowiednio: COP = 3,8 i COP = 3,4, natomiast sprawność pompy ciepła wynosiła $\eta = 91,1\%$ i $\eta = 90,6\%$. W tabeli 5.7. przedstawiono wyniki analizy energetycznej odzysku ciepła z głębokiej ściółki w przeliczenia na 1 kg masy ciała tuczніка, na 1 DJP i na 1 m² powierzchni kojca.

Tabela 5.6. Wyniki badań instalacji do odzysku ciepła z tuczarni przeprowadzonych w 2010 roku

Miesiąc	Energia (kWh)			Współczynnik wydajności pompy ciepła COP
	Przekazana do górnego źródła	Elektryczna	Pobrana z dolnego źródła	
Styczeń	2 158	664	1 654	3,49
Luty	2 476	805	1 965	3,44
Marzec	2 390	735	1 774	3,41
Kwiecień	2 161	642	1 651	3,57
Maj	954	338	722	3,14
Czerwiec	356	93	285	4,07
Lipiec	370	132	279	3,12
Sierpień	1 221	430	946	3,20
Wrzesień	2 620	819	2 074	3,53
Październik	796	278	667	3,40
Listopad	1 954	572	1 578	3,76
Grudzień	0	0	0	0
SUMA	17 456	5 508	13 597	-

Źródło: Rzeźnik 2012

Tabela 5.7. Parametry energetyczne instalacji do odzysku ciepła z głębokiej ściółki

Parametr	Jednostka	Pierwszy rok badań	Drugi rok badań
Energia cieplna odniesiona do 1 kg masy ciała tuczніка.	(kWh·kg ⁻¹)	0,431	0,376
Moc cieplna odniesiona do 1 kg masy ciała tuczніка.	(W·kg ⁻¹)	0,049	0,043
Energia cieplna na 1 DJP	(kWh·DJP ⁻¹)	216	188
Moc cieplna na 1 DJP	(W·DJP ⁻¹)	24,6	21,5
Energia cieplna odniesiona do 1 m ² kojca	(kWh·m ⁻²)	186	167
Moc cieplna odniesiona do 1 m ² kojca	(W·m ⁻²)	21,3	19,1

Źródło: Rzeźnik 2012

5.3. Analiza ekonomiczna dolnego źródła

Analiza ekonomiczna eksploatacji instalacji do pozyskiwania ciepłą dotyczyła podstawowej części systemu: instalacji dolnego źródła wraz pompą ciepła. Przy określaniu kosztów instalacji pominięto koszty budowy kotłowni oraz kotła na paliwo stałe, z przynależną armaturą. Do kosztów nie zaliczono kosztów urządzeń pomiarowych zainstalowanych w celach badawczych. Wyznaczenie wartości wskaźników analitycznych przeprowadzono w dwóch wariantach obejmujących wartości inwestycji netto oraz brutto. Do oceny ekonomicznej badanej instalacji odzysku ciepła z głębokiej ściółki zastosowano następujące mierniki:

- Koszty jednostkowe energii uzyskiwanej z instalacji do odzysku ciepła z głębokiej ściółki – K_{pc} :

$$K_{pc} = \frac{I(r_d + s_a) + K}{Q_g} \quad (\text{PLN} \cdot \text{kWh}^{-1}) \quad (5)$$

gdzie:

- I – nakłady inwestycyjne na wykonanie instalacji (PLN),
 - r_d – stopa dyskonta ($\% \cdot \text{rok}^{-1}$),
 - s_a – stopa amortyzacji ($\% \cdot \text{rok}^{-1}$),
 - K – koszty eksploatacji (koszty zużycia energii elektrycznej i koszty konserwacji i remontów) (PLN),
 - Q_g – energia cieplna przekazana do górnego źródła (pomiar w trakcie 2 lat eksploatacji) ($\text{kWh} \cdot \text{rok}^{-1}$).
- Stopa amortyzacji określona, jako średnia ważona stóp amortyzacji poszczególnych elementów instalacji. Jako wagi przyjęto procentowy udział w kosztach, poszczególnych elementów instalacji:

$$s_a = \frac{\sum_1^n W_n \cdot s_n}{\sum_1^n W_n} \quad (\% \cdot \text{rok}^{-1}) \quad (6)$$

gdzie:

- s_a – stopa amortyzacji dla całej instalacji ($\% \cdot \text{rok}^{-1}$),
- W_n – procentowy udział w kosztach instalacji n-tego elementu instalacji (%),
- s_n – stopa amortyzacji dla n-tego elementu instalacji ($\% \cdot \text{rok}^{-1}$).

- Maksymalny okres użytkowania inwestycji wynikający ze średniej stopy amortyzacji.

$$T_{\max} = 100 \cdot s_a^{-1} \quad (\text{lat}) \quad (7)$$

- Minimalny koszt jednostkowy energii uzyskiwanej w instalacji przy teoretycznym maksymalnym wykorzystaniu dolnego źródła – K_{pcm} :

$$K_{pcm} = \frac{I(r_d + s_d) + K}{Q_{max}} \quad (\text{PLN} \cdot \text{kWh}^{-1}) \quad (8)$$

gdzie:

Q_{max} – ilość energii cieplnej możliwej do odzyskania z głębokiej ściółki przy pełnym wykorzystaniu dolnego źródła ($\text{kWh} \cdot \text{rok}^{-1}$)

– Względny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych – T_{wzg} :

$$T_{wzg} = \frac{I}{Q_g \cdot (K_n - K_{pc})} \quad (\text{lata}) \quad (9)$$

gdzie:

K_{pc} – koszty jednostkowe energii uzyskanej z instalacji pompy ($\text{PLN} \cdot \text{kWh}^{-1}$),

K_n – koszty jednostkowe energii uzyskanej z innego (n-tego) źródła ($\text{PLN} \cdot \text{kWh}^{-1}$).

– Względny minimalny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych przy teoretycznym maksymalnym wykorzystaniu powierzchni czynnej dolnego źródła – T_{min} :

$$T_{min} = \frac{I}{Q_{max} (K_n - K_{pcm})} \quad (\text{lata}) \quad (10)$$

Względny oraz minimalny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych w powyższym ujęciu, określa okres zwrotu nakładów inwestycyjnych na instalację pompy ciepła w stosunku do możliwych innych źródeł pozyskiwania energii. Zależy on równocześnie od ilości uzyskanej energii z instalacji w okresie rocznym, w przyjętych warunkach jej eksploatacji. Zatem, aby inwestycję w instalację do odzysku ciepła z głębokiej ściółki uznać za opłacalną ekonomicznie spełnione muszą być równocześnie następujące warunki:

$$K_n > K_{pc} \quad \text{lub} \quad K_n > K_{pcm} \quad (11)$$

$$T_{wzg} < T_{max} \quad \text{lub} \quad T_{min} < T_{max} \quad (12)$$

Elementy składowe instalacji do odzysku ciepła i wartości ich stopy amortyzacji zestawiono w tabeli 5.8.

Średnia stopa amortyzacji wynosi $s=5,45\% \cdot \text{rok}^{-1}$, a wynikający z niej maksymalny okres użytkowania inwestycji 18,3 lat.

W przeprowadzonej analizie przyjęto koszty użycia kapitału (stopa dyskonta) w odniesieniu do podmiotu inwestującego tj. właściciela gospodarstwa rolnego. Stopę dyskonta przyjęto na podstawie przeciętnego oprocentowania oszczędności w Banku Gospodarki Żywnościowej w roku 2010 tj. w przybliżeniu na poziomie 4%. Uzasadnieniem jest alternatywa inwestowania lub zysku z oprocentowania bankowego oszczędności kapitałowych. W przypadku finansowania inwestycji kredytem bankowym stopę dyskonta należałoby określić uwzględniając warunki uzyskania kredytu.

Tabela 5.8. Określenie stopy amortyzacji dla instalacji

Element instalacji	Procentowy udział w kosztach instalacji (%)	Szacowany okres użytkowania (lata)	Stopa amortyzacji (%·rok ⁻¹)
Pompa ciepła	46,9	20	5,00
Zasobnik ciepłej wody użytkowej	8,8	15	6,67
Elementy armatury	1,5	15	6,67
Sprzęgło hydrauliczne	12,1	30	3,33
Dolne źródło zasilania – wymiennik	17,1	30	3,33
Układ sterowania	13,6	10	10,00
Stopa amortyzacji instalacji do odzysku ciepła			5,45

Źródło: Rzeźnik 2012

Koszty materiałowe związane z wykonaniem instalacji do odzysku ciepła z głębokiej ściółki i systemu sterującego zestawiono w tabeli 5.9. Pominięto koszty budowy kotłowni i instalacji kotła na paliwo stałe z przynależną armaturą. Całkowite koszty wykonania instalacji (projekt, materiały i robocizna) zawiera tabela 5.10.

Na koszty eksploatacji instalacji, składają się koszty zużycia energii elektrycznej oraz koszty remontów i konserwacji. Koszty zużycia energii elektrycznej przyjęto na podstawie rzeczywistych kosztów w badanym obiekcie oraz aktualnych taryf. Roczne koszty remontów i konserwacji oszacowano przyjmując je na poziomie: 5% wartości dla elementów sterowania oraz 1 % wartości dla pozostałych elementów instalacji.

Tabela 5.9. Zestawienie kosztów materiałów wykonania instalacji

Koszty	(PLN)	
	netto	brutto
Pompy ciepła „NIBE Figher” 1140	24 180,33	29 500,00
Zasobnika ciepłej wody użytkowej co/cwu NIBE VPE 300/200	4 508,00	5 499,76
Elementów armatury (rury, pompy, zawory, kolana, złączki, śrubunki, redukcje, filtry, naczynie wzbiorcze)	808,78	986,71
Sprzęgła hydraulicznego (koszty sprzęgła z montażem)	6 493,76	7 922,39
Dolnego źródła zasilania (rury \varnothing 32 i \varnothing 35)	8 812,00	10 750,64
Materiałowe systemu sterującego pracą instalacji	7 953,95	9 703,82
Ogółem	52 756,82	64 363,32

Źródło: Rzeźnik 2012

Tabela 5.10. Zestawienia kosztów wykonania instalacji do odzysku ciepła z głębokiej ściółki

Koszty	(PLN)	
	netto	brutto
Materiałów do wykonania instalacji i systemu sterującego (tabela 5.9)	52 756,82	64 363,32
Prac montażowych	13 075,40	15 951,99
Projekt systemu do odzysku ciepła	2 000,00	2 440,00
Ogółem	67 832,22	82 755,31

Źródło: Rzeźnik 2012

W tabeli 5.11. przedstawiono koszty jednostkowe uzyskania 1 kWh energii w badanej instalacji pompy ciepła wyliczone wg wzoru 5, odrębnie dla każdego roku. Tabela 5.12. zawiera wartości względnych okresów zwrotu nakładów inwestycyjnych w badaniach eksploatacyjnych na badaną instalację pompy ciepła dla roku 2009 i 2010.

Tabela 5.11. Wskaźniki kosztów jednostkowych uzyskania energii z badanej instalacji pompy ciepła

Rok badań	Ilość energii przekazanej do górnego źródła		Koszt jednostkowy uzyskania energii w badaniach eksploatacyjnych K_{pc} (PLN·kWh ⁻¹)	
	(kWh)	w % energii możliwej do uzyskania	netto	brutto
			2009	30 269
2010	17 456	33,5	0,588	0,687

Źródło: Rzeźnik 2012

Tabela 5.12. Względny* okres zwrotu nakładów inwestycyjnych na badaną instalację pompy ciepła

Rok badań	Względny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych T (w latach), dla wartości inwestycji	
	netto	brutto
2009	19,15	46,55
2010	-	-

* Dla alternatywy kosztów energii elektrycznej z sieci obliczony wg średniej ceny 1kWh w gospodarstwie, w którym badano instalację

Źródło: Rzeźnik 2012

Warunek (11): $K_n > K_{pc}$ jest spełniony w przypadku kosztów jednostkowych energii uzyskanej z instalacji w roku 2009, w stosunku do kosztów energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej. Nie świadczy to jednak jeszcze o opłacalności inwestycji, ponieważ niespełniony jest warunek (12): $T_{wzg} < T_{max}$. W przypadku użytkowania pompy ciepła w 2009 roku, wyliczony względny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych T , wynosi 19 lat dla wartości inwestycji netto oraz 46 lat dla wartości inwestycji brutto. Nie uzyskamy zwrotu

nakładów ze względu na wcześniejsze zamortyzowanie elementów instalacji. Poziom wykorzystania potencjału dolnego źródła zasilania jest w przypadku eksploatacji instalacji w roku 2009 również za niski by uzyskać jej opłacalność.

Na podstawie badań przeprowadzonych w 2009 i 2010 r., wyznaczono średnioroczną moc cieplną dolnego źródła określoną dla 1 kg masy ciała tuczniaka, która wynosiła $0,046 \text{ W}\cdot\text{kg}^{-1}$. Przy założeniu maksymalnej rocznej produkcji w badanym obiekcie na poziomie 151 200 kg żywca wieprzowego, z badanej instalacji do odzysku ciepła można uzyskać 60 928 kWh energii cieplnej rocznie. Na tej podstawie wykonano obliczenia symulacyjne przy maksymalnym wykorzystaniu powierzchni czynnej dolnego źródła (pełnej obsadzie zwierząt w ciągu roku). Wyniki tych wyliczeń przedstawione w tabeli 5.13.

Tabela 5.13. Względny* okres zwrotu nakładów inwestycyjnych na badaną instalację pompy ciepła

Minimalne koszty jednostkowe uzyskania energii K_{pcm} (PLN·kWh ⁻¹)		Minimalny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych T_{min} (w latach), dla wartości inwestycji	
netto	brutto	netto	brutto
0,257	0,286	4,41	6,14

* Dla alternatywy kosztów energii elektrycznej z sieci obliczony wg średniej ceny 1kWh w gospodarstwie, w którym badano instalację.

Źródło: Rzeźnik 2012

Koszty jednostkowe przy pełnym wykorzystaniu dolnego źródła zasilania wynoszą dla wartości inwestycji netto $0,257 \text{ PLN}\cdot\text{kWh}^{-1}$ oraz $0,286 \text{ PLN}\cdot\text{kWh}^{-1}$ dla wartości inwestycji brutto. Spełniony jest warunek: $K_n > K_{pcm}$, ponieważ $0,51 > 0,286$. Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych wynosi w tym przypadku odpowiednio 4,41 lat, przy przyjęciu w rachunku wartości inwestycji netto oraz 6,14 lat, przy przyjęciu w rachunku wartości inwestycji brutto. Warunek: $T_{min} < T_{max}$ jest również spełniony, ponieważ $6,14 < 18,3$. Wyniki symulacji potwierdzają efektywność ekonomiczną inwestycji przy pełnej obsadzie zwierząt w ciągu roku. Odpowiednie wyliczenia symulacyjne pozwalają również określić graniczny minimalny poziom wykorzystania dolnego źródła zasilania, od którego inwestycja zaczyna być ekonomicznie opłacalna. Dla badanej instalacji po odpowiednim przekształceniu wzorów (8) i (11) i dokonaniu wyliczeń, poziom ten wynosi dla wartości inwestycji netto $30\,692 \text{ kWh}$, a dla wartości inwestycji brutto $35\,058,63 \text{ kWh}$. Po przekroczeniu tego poziomu wykorzystania dolnego źródła zasilania, inwestycja staje się opłacalna. Ujmując to procentowo, badana instalacja zaczyna być efektywna ekonomicznie przy przekroczeniu 50,4 % wykorzystania potencjału dolnego źródła energii w przypadku ujęcia w rachunku wartości inwestycji netto, oraz przy przekroczeniu 57,5% w przypadku wartości inwestycji brutto. Dodatkowym warunkiem opłacalności inwestycji jest również pełne wykorzystanie uzyskanej energii.

Podsumowanie

Badania parametrów energetycznych instalacji wykazały duży potencjał energetyczny ściółki w ciągu całego roku. W zimie, przy utrzymywaniu niepełnej obsady trzody chlewnej (na poziomie poniżej 50%), odzyskiwanie energii z głębokiej ściółki obniża temperaturę wewnątrz budynku do wartości poniżej 12°C, co nie zapewnia komfortu cieplnego zwierzętom. W okresie letnim potencjał energetyczny ściółki jest największy, ale nie mógł on być w pełni wykorzystany przez badaną instalację, ze względu na małe zapotrzebowanie na ciepło. Konieczne jest, więc wskazanie, innego sposobu zagospodarowania ciepła niż tylko na przygotowanie c.w.u. dla mieszkańców budynku mieszkalnego, w celu osiągnięcia lepszego efektu energetycznego i ekonomicznego oraz ograniczenia niekorzystnego wpływu tuczarni na środowisko

ROZDZIAŁ 6.

FOTOWOLTAICZNA KONWERSJA ENERGII SŁONECZNEJ

Na świecie od wielu lat wznosi się coraz większe farmy kolektorów fotowoltaicznych produkujących znaczne ilości energii elektrycznej. Jednak ta metoda konwersji energii słońca jest nadal poddawana ciągłym udoskonaleniom, modyfikacjom z uwagi przede wszystkim na koszty produkcji paneli krzemowych oraz niską sprawność systemów. Z roku na rok jednak mimo to zwiększa się zainteresowanie tymi instalacjami – zarówno działającymi jako pojedyncze układy jak i też w połączeniu z innymi źródłami energii, dając tym samym nowe, innowacyjne i konkurencyjne systemy energetyczne.

6.1. Bezpośrednie metody konwersji energii promieniowania słonecznego

Źródłem niemal wszystkich zasobów energetycznych na Ziemi jest Słońce. Jego zewnętrzna powierzchnia, tzw. fotosfera, emituje w ciągu sekundy energię równą ok. $3,9 \times 10^{26}$ J. Niewielka część tej energii docierająca do powierzchni Ziemi wystarcza żeby zapewnić powstanie i funkcjonowanie życia oraz zaopatrzyć cywilizację w różnego rodzaju nośniki energii. Dla zobrazowania stanu rzeczy można przyjąć, że w ciągu godziny promieniowanie słoneczne dostarcza do Ziemi więcej energii niż w ciągu roku zużywa cała ludzkość (Lewis, 2007).

Promieniowanie elektromagnetyczne emitowane przez Słońce docierające do granicy atmosfery niesie ze sobą strumień energii o mocy ok. $1,367 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ (tzw. stała słoneczna) (Jastrzębska, 2007). Przyjmuje się (Lewandowski, 2006), że w dni słoneczne gęstość promieniowania słonecznego padającego na poziomą powierzchnię wynosi ok. $1 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ i na podstawie tej wartości oblicza się teoretyczne wydajności wszelkiego rodzaju systemów solarnych.

Szacuje się (Jastrzębska, 2007), że strata masy Słońca w wyniku procesów nuklearnych w jądrze, które stanowią źródło promieniowania, nie spowoduje istotnych zmian nawet przez kilka miliardów lat, tym samym można przyjąć, że energia słoneczna jest źródłem całkowicie odnawialnym.

Istnieją dwa główne kierunki bezpośredniego wykorzystania energii zawartej z strumieniu promieniowania słonecznego, są to:

- a) konwersja fototermiczna – czyli zamiana energii Słońca na ciepło użytkowe.

Urządzeniami służącymi do wykorzystania energii słonecznej na cele grzewcze są kolektory słoneczne, najczęściej cieczowe. Zadaniem kolektora jest absorpcja promieniowania słonecznego i przetworzenie go na energię cieplną służącą do podgrzania czynnika roboczego którym może być ciecz lub gaz. Podgrzany czynnik roboczy przepompowywany jest do wymiennika, gdzie oddaje energię cieplną po czym wraca do kolektora.

- b) konwersja fotowoltaiczna – czyli zamiana energii Słońca na prąd elektryczny.

Konwersję tą umożliwiają ogniwa fotowoltaiczne czyli fotoogniwa. Są to zespoły półprzewodników wyróżniające się zdolnością indukcji w nich siły elektromotorycznej pod wpływem strumienia fotonów.

6.2. Fotoogniwa

Głównym surowcem dla przemysłu fotowoltaicznego jest krzem. Krzem uzyskuje się głównie z kwarcytu znajdującego się m. in. w piasku (Sinha i in. 2010). Obecnie do produkcji płytek krzemowych, stanowiących główny element fotoogniwa, wykorzystuje się metody: Siemens, Czochralskiego (CZ) oraz „Floating Zone” (FZ). Wszystkie te procesy są bardzo energochłonne. Ilość użytego w procesie produkcji krzemu wpływa w znacznym stopniu na koszty produkcji, dlatego dąży się do wytwarzania płytek o jak najmniejszej grubości.

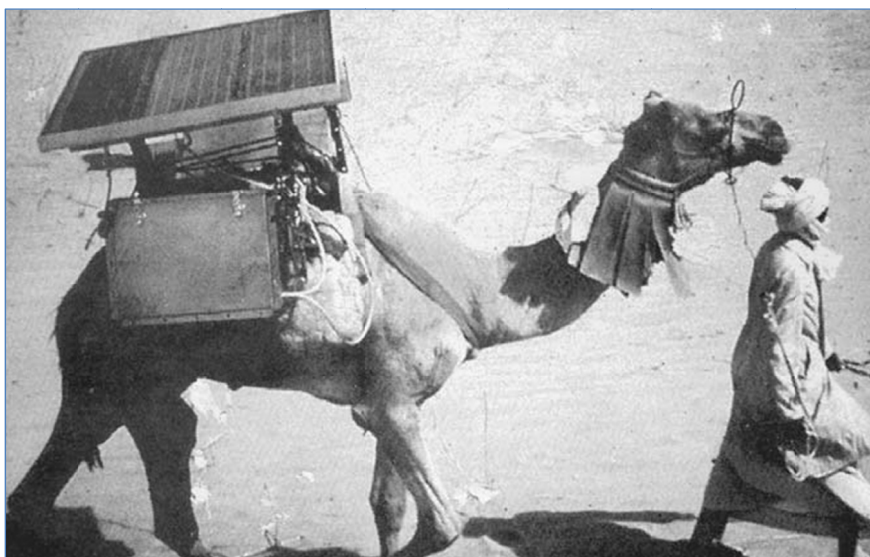
W procesie technologicznym krzem musi zostać najpierw oczyszczony a następnie stopiony i skryształizowany do postaci podłużnych sztabek. Sztabki są następnie cięte na płytki. Średnia grubość płytki została zredukowana z 0,32 mm (rok 2003) do ok. 0,18 mm (rok 2007) (Sinha i in. 2010). Pewne ilości skryształizowanego krzemu są tracone w fazie wycinania płytek ze sztabki, dlatego obecnie wprowadza się technologię „ribbon sheet” polegającą na wyrabianiu ze stopionej, półpłynnej masy krzemowej cienkich wstęg, których cięcie jest prostsze i odbywa się praktycznie bez strat cennego surowca.

Podstawową jednostką systemu fotowoltaicznego jest ogniwo słoneczne. Jest to cienka krzemowa płytka, najczęściej formatu widokówki, poddana obróbce chemicznej, przetworzona w wysokich temperaturach w celu wytworzenia złącza p-n (positive-negative). Złącze to powstaje kiedy krzem, nie przewodzący prądu elektrycznego, domieszkuje się atomami pierwiastka mającego więcej lub mniej elektronów walencyjnych (nawiązując do modelu atomu zaproponowanego przez N. Bohra). Krzem można domieszkować np. trójwartościowym borem lub pięciowartościowym arsenem, które to pierwiastki mają odpowiednio trzy lub pięć elektronów walencyjnych w każdym atomie. Przy domieszkowaniu krzemu borem, liczba elektronów walencyjnych konieczna do utworzenia potrzebnych wiązań w sieci krystalicznej jest za mała. W rezultacie takiego domieszkowania powstają puste miejsca, tzw. „dziury”, które mogą zmieniać swoje położenie wewnątrz materiału i są dodatnimi nośnikami elektryczności. Uzyskany w ten sposób domieszkowany materiał nazywa się półprzewodnikiem typu P. Natomiast przy domieszkowaniu krzemu arsenem uzyskuje się wolne elektrony, zbędne w wiązaniach atomowych, które są ujemnymi nośnikami elektryczności. Substancję otrzymaną w wyniku takiego domieszkowania określamy jako półprzewodnik typu N. W wyniku połączenia półprzewodnika typu P, posiadającego nadmiar „dziur” z półprzewodnikiem typu N, charakteryzującego się nadmiarem elektronów, powstaje ogniwo krzemowe, na zaciskach którego pod wpływem promieniowania słonecznego powstaje napięcie elektryczne (Dreszer i in., 2003). Z całego spektrum długości fal promieniowania słonecznego, przez ogniwa zaabsorbowane są głównie długości fal z regionów ultrafioletu i części promieniowania widzialnego (Sawhney 2010). Płytki te produkuje się najczęściej z czterech rodzajów krzemu (Sinha i in. 2010):

- monokrystalicznego
- polikrystalicznego

- wstążkowego („ribbon silicon”)
- amorficznego

Ogniwa krzemowe polikrystaliczne były pierwszymi fotoogniwami wykorzystywanymi na szeroką skalę, m.in. do zasilania sztucznych satelit i platform wierniczych jak również do innych celów, jak np. przechowywania medykamentów w warunkach polowych (Rys. 6.1.)



Źródło: Lewis 2007

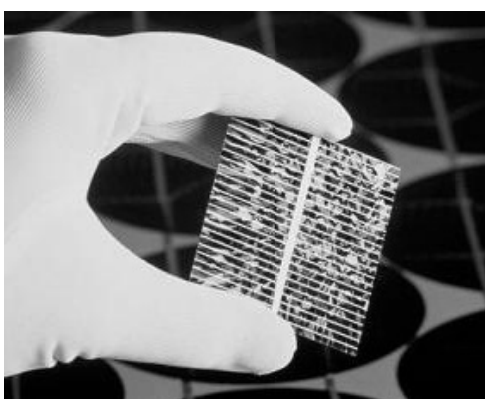
Rysunek 6.1. Sprzęt medyczny oraz lodówki ze szczepionkami zasilane modułami fotowoltaicznymi transportowane na grzbiecie wielbłąda

Pojedyncze ogniwa osadzone są na podłożu, które zwykle stanowi metalowa płytka wzmacniająca kruchą warstwę krystaliczną i pozwalająca na podłączenie elektrod.

Ponieważ czysty, przetworzony, krzem jest kosztownym surowcem, produkcja zmierza w kierunku wyprodukowania ogniw z możliwie jak najmniejszą jego ilością. Biorąc pod uwagę to kryterium opracowano technologię „thin film” polegającą na nakładaniu bardzo cienkiej warstwy fotoczułego materiału na tanie podłoże (szkło, stal nierdzewną, plastik). Obecnie do produkcji modułów fotowoltaicznych technologią „thin film” stosuje się głównie trzy rodzaje materiałów: krzemu amorficznego, tellurku kadmu (CdTe) i selenku indowomiedziowego, z domieszką innego pierwiastka, np. Galu (CuInSe₂, CuInGaSe₂). Fotoaktywne warstwy tych związków mogą mieć grubość poniżej kilku mikronów i nadają się do produkcji na skalę przemysłową. Unikalną właściwością modułów produkowanych metodą „thin film” jest możliwość formowania modułów o dowolnych kształtach. Ich wadą jest gorsza konwersja energii słonecznej w porównaniu do modułów opartych na ogniwach z krystalicznego krzemu.

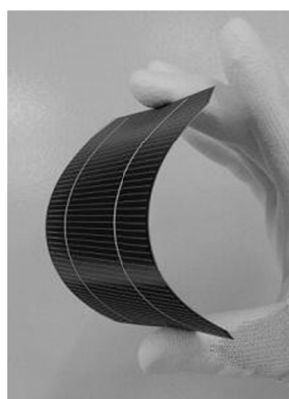
Obiecującą alternatywą dla rozwoju fotowoltaiki jest wykorzystanie do budowy ogniw materiałów organicznych. Niewielka masa oraz elastyczność tych fotoogniw umożliwiają ich wytwarzanie w postaci cienkiej, lekkiej folii, odpornej na zginanie, składanie i zwijanie. Produkcja ogniw organicznych jest mniej skomplikowana w porównaniu z produkcją ogniw krzemowych – materiał fotoaktywny może być zwyczajnie nadrukowany na podłoże a jego ilość może być bardzo niewielka, co dodatkowo obniża ich koszt (Godlewski i in. 2008).

Różne rodzaje ogniw PV przedstawiono na rysunkach 6.2 – 6.5.



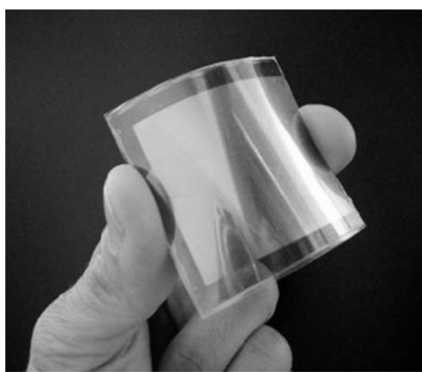
Źródło: Jastrzębska 2007

Rysunek 6.2. Ogniwo krzemowe polikrystaliczne – widoczna struktura krystaliczna



Źródło: Lewandowski 2006

Rysunek 6.3. Ogniwo z krzemu amorficznego z domieszką krzemu krystalicznego firmy Sanyo



Źródło: Sinha i in. 2010

Rysunek 6.4. Ogniwo CdTe firmy Semprius nadrukowane na folię



Źródło: Chirilă i in. 2011

Rysunek 6.5. Ogniwo CIGS stworzone w laboratoriach „Empa”

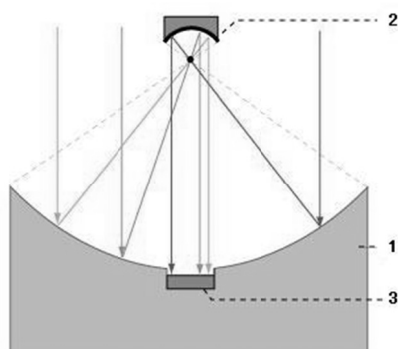
Na uwagę zasługują także objętościowe ogniwa typu „bulk” oraz ogniwa barwnikowe, tzw. DSSC („Dye Sensitized Solar Cells”).

Ogniwa typu objętościowego składają się z mieszaniny dwóch wzajemnie przenikających się substancji organicznych. Jedną z nich to materiał przewodzący elektrony (akceptor), natomiast druga to „dziury” (donor). Wskutek absorpcji światła dochodzi do wzbudzenia optycznego i generacji nośników ładunku w miejscach, gdzie molekuly obu materiałów sąsiadują ze sobą. Dzięki temu, że powierzchnia styku obu substancji organicznych jest bardzo rozbudowana, nośniki ładunku mogą powstawać w całej objętości ogniwa – stąd nazwa – co korzystnie wpływa na jego wydajność (Godlewski i in. 2008).

Szczególną uwagę poświęca się obecnie także pracom nad doskonaleniem ogniw typu DSSC. Składają się one z porowatej warstwy tlenku metalu, najczęściej dwutlenku tytanu, nasączonej barwnikiem zanurzonym w płynnym elektrolicie (Lewis, 2007). Molekuly barwnika pod wpływem absorpcji fotonów ulegają wzbudzeniu, a następnie przekazują wzbudzony elektron do cząsteczki tlenku metalu, skąd mogą dotrzeć do odpowiedniej elektrody. Ogniwa barwnikowe w warunkach laboratoryjnych osiągają wydajność przekraczającą 11% (Godlewski i in. 2008).

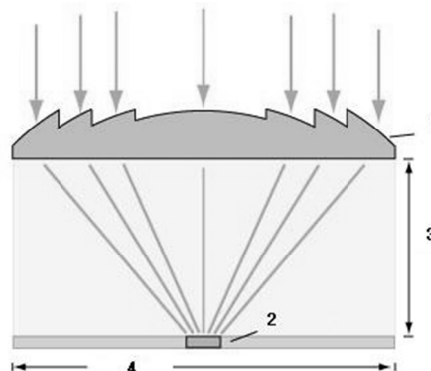
Duże rozproszenie promieniowania oraz jego niskie natężenie sprawiają, że nawet wysokowydajne ogniwa nie są w stanie w pełni go wykorzystać. Z tego powodu stosuje się niekiedy koncentratory. Umożliwiają one skupienie promieniowania słonecznego z większej powierzchni na ogniwach, których ilość może być w ten sposób zmniejszona.

Schematy koncentratorów zwierciadłowych i skupiających pokazano na rys. 6.6. i 6.7.



Źródło: Dreszer i in. 2003

Rysunek 6.6. Koncentrator zwierciadłany.
1- paraboliczne lustro – „kolektor” 2- paraboliczne lustro – „koncentrator” 3- fotoogniwo



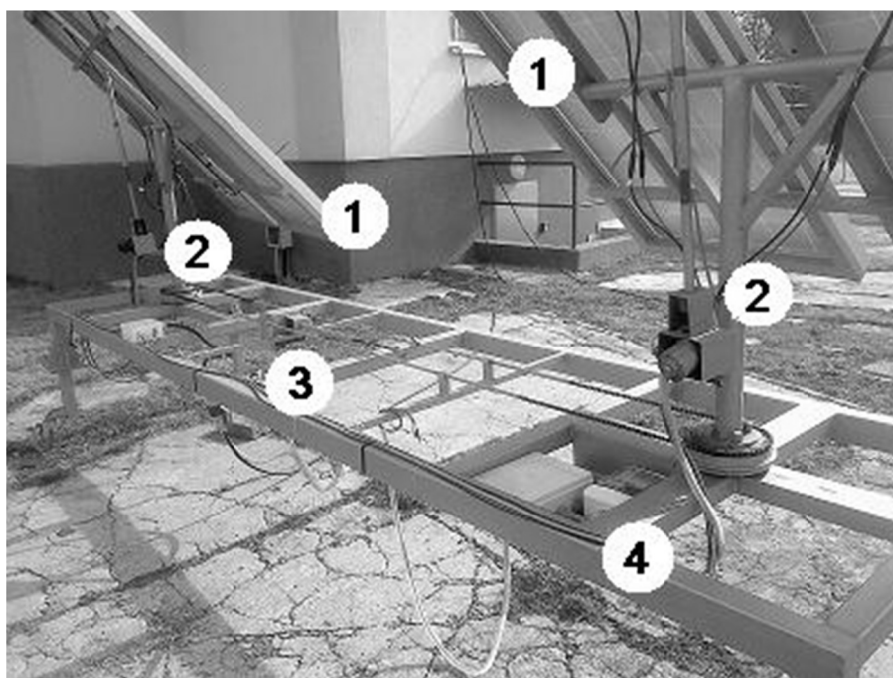
Źródło: Sawhney 2010

Rysunek 6.7. Koncentrator z soczewką Fresnel'a.
1- soczewka Fresnel'a 2- fotoogniwo;
3- ogniskowa 4 - apertura.

Wadą koncentratorów zwierciadłowych i soczewkowych jest zwiększenie temperatury towarzyszące skupieniu wiązki promieniowania. Wydajność ogniw fotowoltaicznych spada wraz ze wzrostem temperatury powyżej wartości ok. 25°C dlatego też, obok układów skupiających konieczne jest zainstalowanie układów chłodzących.

Drugim największym mankamentem koncentratorów zwierciadlanych i skupiających jest konieczność wyposażenia ich w układy nadążne, korygujące położenie płaszczyzny modułu w taki sposób, aby zawsze była zwrócona w stronę Słońca. Układ taki (tzw. „układ nadążny” lub „heliostat”) składa się zwykle z czujnika promieniowania oraz małych silników elektrycznych zmieniających kąt nachylenia modułu i umożliwiających jego obrót w osi pionowej, których pracą reguluje sterownik na podstawie sygnałów z czujnika. Ponieważ Efekt fotowoltaiczny jest najbardziej wydajny, kiedy promieniowanie słoneczne pada na płaszczyznę modułu prostopadle (Mousazadeh i in. 2003), moduły fotowoltaiczne nie wyposażone w koncentratory również zyskują, kiedy zostaną wyposażone w heliostat.

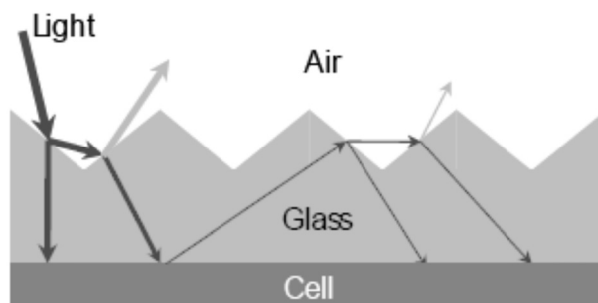
Przykładowy układ nadążny przedstawiono na rysunku 6.8.



Rysunek 6.8. Mechanizm heliostatyczny: 1) moduły fotowoltaiczne 2) siłowniki zmieniające kąt nachylenia modułów 3) siłownik umożliwiający obrót modułów wokół osi pionowej 4) układ automatycznego sterowania siłownikami na podstawie sygnałów z czujnika promieniowania, z możliwością sterowania manualnego (Foto. J. Lenarczyk)

Badania własne autora [Karlowski i Lenarczyk 2009] wykazały zwiększenie uzysku energii o 8,5% przy zastosowaniu układu nadążnego w stosunku do układu stacjonarnego.

Jednym z nowoczesnych sposobów zwiększania wydajności ogniw PV jest modelowanie struktury szkła pokrywającego moduł, w taki sposób, aby odzyskać część odbijanego promieniowania słonecznego – tak jak pokazano na rysunku 6.9.



Źródło: Duell i in. 2010

Rysunek 6.9. Wtórne odbicia promieniowania świetlnego („Light”) na granicy powietrza („Air”) i szkła („Glass”) oraz szkła i ogniwa PV („Cell”) w module pokrytym szkłem o powierzchni modelowanej w „piramidy”

Obecnie technologia czerpania prądu z ogniw fotowoltaicznych jest najdroższa spośród wszystkich OZE, ale w jej przypadku notowany jest najszybszy spadek cen produkcji (o 20% w ciągu 20 lat), co wraz z tendencją wzrostową cen energii wytwarzanej z paliw kopalnych prowadzi stopniowo do zwiększenia opłacalności fotowoltaiki (Jankowska 2008).

6.3. Warunki słoneczne w Polsce

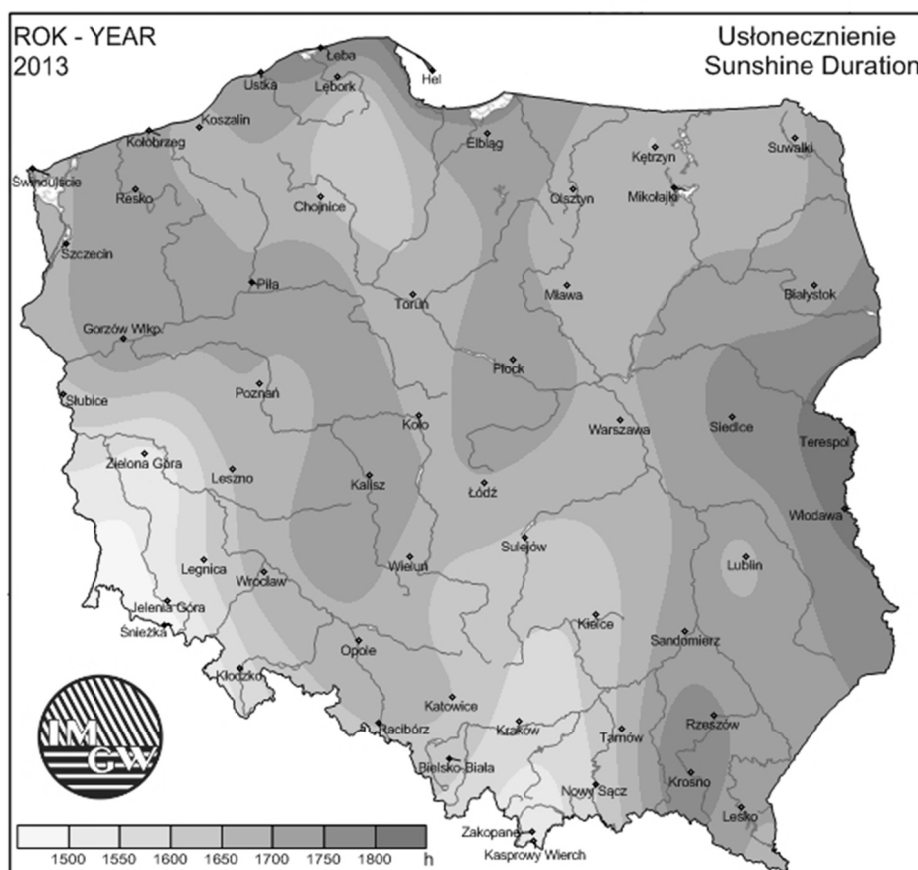
W Polsce nasłonecznienie nie różni się znacznie od występującego w krajach Europy Środkowej leżących na obszarach o szerokości geograficznej północnej 52° . Roczna suma napromieniowania obserwowana na przestrzeni dwudziestu lat wyniosła $1004 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ (stacja badawcza w Brwinowie k. Warszawy) (Klugmann-Radziemska i Klugmann 2002).

Ze względu na roczne sumy promieniowania całkowitego padającego na powierzchnie poziomą, na obszarze Polski można wyodrębnić cztery podstawowe regiony (Klugmann-Radziemska i Klugmann 2002):

- I - pas nadmorski,
- II - region wschodni,
- III - pozostała część Polski wyłączając region południowy,
- IV - region południowy.

Największy dopływ energii słonecznej obserwuje się w regionach I i II. Tam, roczne sumy insolacji kształtują się w granicach $950\text{-}1020 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{rok}$. W regionie II w okresie letnim występują najbardziej korzystne warunki do wykorzystania energii słonecznej. W regionie IV dopływ energii słonecznej w skali roku jest najmniejszy ale w okresie zimowym osiąga wartości $200\text{-}250 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$, znacznie przewyższając wartości osiągane w regionach I i III. Uogólniając, w skali roku najlepsze warunki słoneczne obserwuje się we wschodniej części Polski oraz na wybrzeżu zachodnim. W półroczu zimowym relatywnie najkorzystniejsze warunki wykorzystania energii słonecznej występują w południowej i wschodniej części Polski.

W rzeczywistych warunkach terenowych warunki nasłonecznienia mogą znacznie różnić się od podanych np. na skutek lokalnych zmian przezroczystości atmosfery. Parametr przezroczystości powietrza ma istotny wpływ na ilość promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi i określa się go za pomocą współczynnika przezroczystości (Klugmann-Radziemska i Klugmann 2002). W dni bezchmurne podczas chłodnej pory roku wartość tego współczynnika mieści się w przedziale 0,50 – 0,75 przy czym podlega on wahaniom dobowym w zależności od kilku czynników: zachmurzenia, zamglenia powietrza w godzinach porannych, gromadzenia się dużych ilości zanieczyszczeń nad miastami (zwłaszcza w bezwietrzne noce), wzrostów temperatury sprzyjających parowaniu wody i ogólnej zawartości pary wodnej w powietrzu a także zapylenia związanego z emisją z zakładów przemysłowych lub okresowego pylenia roślin, itp.

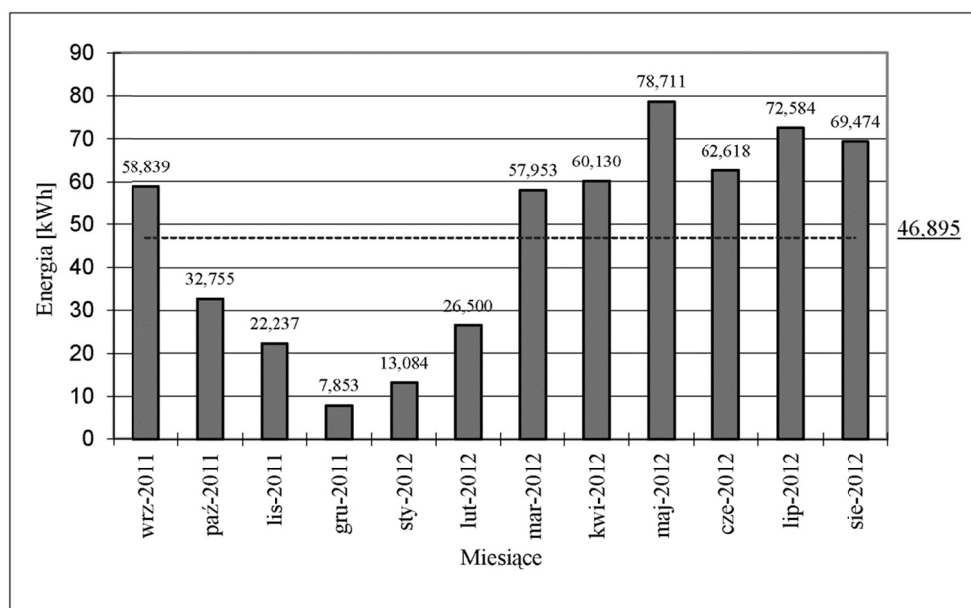


Źródło: IMGW 2013

Rysunek 6.10 Usłonecznienie – średnie roczne sumy (godziny)

Wyniki przeprowadzonych przez Instytut Technologiczno-Przyrodniczy badań szacujących m.in. wydajność fotoogniw ukazały, jak dużą zmiennością w skali dobowej i rocznej charakteryzuje się uzysk energii elektrycznej z instalacji solarnej.

Badana instalacja składała się z 4 modułów krzemowych polikrystalicznych o łącznej mocy szczytowej 668 W. Rejestrowano m.in. wartości chwilowego napięcia i natężenia prądu a następnie obliczano średnie minutowe i średnie godzinne wartości uzyskanej energii elektrycznej. Wyniki przedstawiono w postaci graficznej na rysunku 6.11.

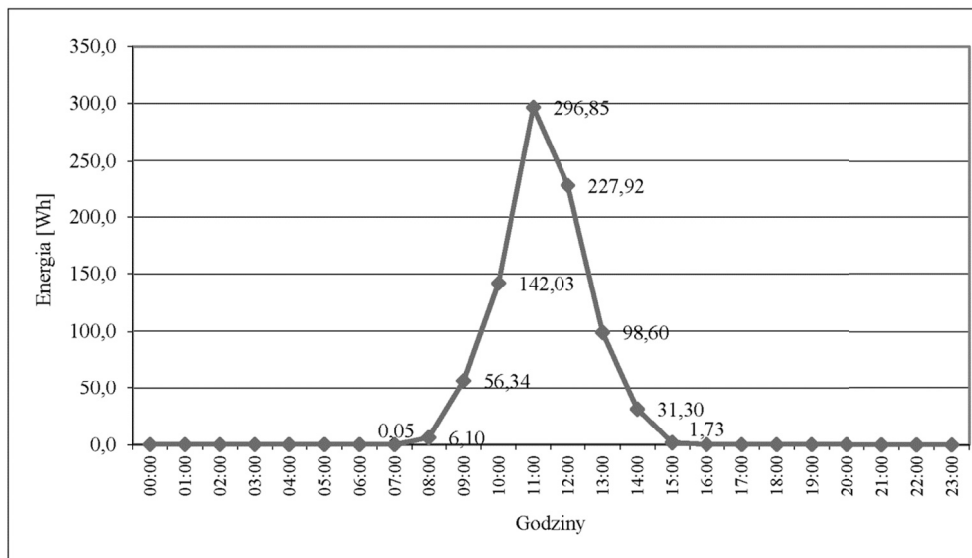


Rysunek 6.11. Ilość uzyskanej energii elektrycznej przez panele fotowoltaiczne o łącznej mocy szczytowej 668W w okresie pomiarowym (kWh); wartość podkreślona – średnia arytm.

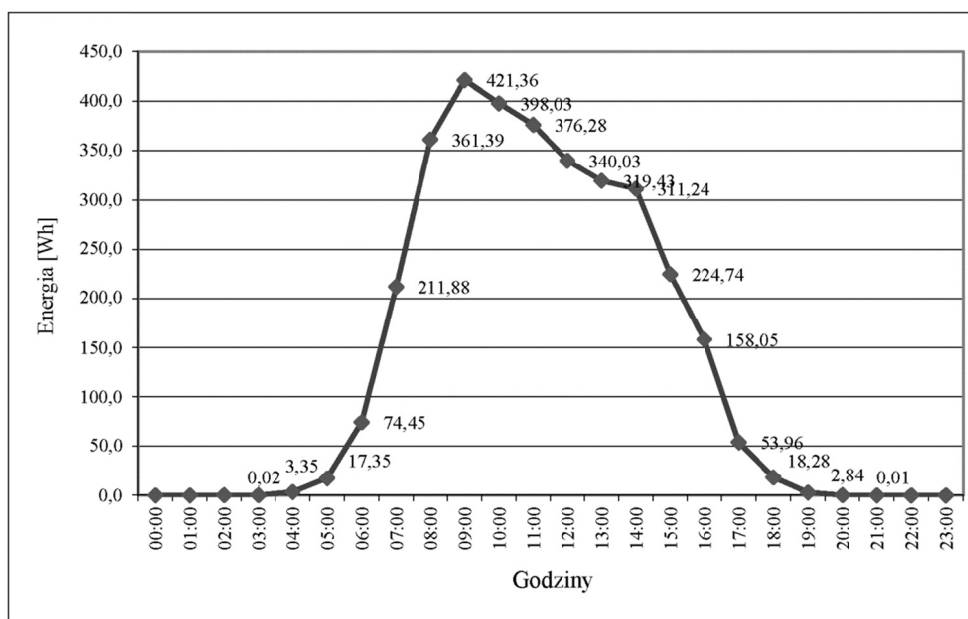
W ciągu 12 miesięcy instalacja wygenerowała 562,74 kWh energii elektrycznej, średnio 46,9 kWh miesięcznie.

Różnice pomiędzy produkcją energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach były statystycznie istotne. Pod tym względem czas pracy instalacji podzielić można na dwa okresy: trwający 5 miesięcy „zimowy” – kiedy uzysk energii jest niższy niż całoroczna średnia oraz, analogicznie, trwający 7 miesięcy okres „letni”. W czasie badań największa różnica wystąpiła pomiędzy grudniem a majem i osiągnęła 90%.

Widoczne różnice występują również w skali dobowej. Liczba godzin, podczas których instalacja produkuje energię elektryczną – w miesiącu „zimowym” oraz „letnim” – przedstawiona została na rysunkach 6.12. i 6.13. (wybrano dni o największym uzysku energii elektrycznej w danych miesiącach).



Rysunek 6.12. Czas pracy i uzysk energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej w miesiącu „zimowym”, w dniu 3.12.2011r.



Rysunek 6.13. Czas pracy i uzysk energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej w miesiącu „letnim”, w dniu 19.05.2012r.

W miesiącu „zimowym” czas pracy fotoogniw w pogodny dzień ogranicza się zaledwie do ok. 7 godzin przy średniej godzinnej produkcji energii równej 17,9 Wh, natomiast w miesiącu „letnim” czas ten dochodzi do 13 godzin a średnia godzinna produkcja energii 68,6 Wh. Interesującym zjawiskiem jest widoczny na rysunku 6.13. spadek wydajności ogniw fotowoltaicznych po godz. 9:00 związany z ich przegrzaniem.

6.4 Zalety i wady technologii fotowoltaicznej

Dla wszystkich zainteresowanych inwestycją w fotowoltaiczne systemy energetyczne, cennym okaże się z pewnością fakt, iż zamiana energii słonecznej na energię elektryczną na drodze konwersji fotowoltaicznej charakteryzuje się wieloma zaletami, do których zaliczyć należy m.in. (Jastrzębska 2007):

- Najmniejszy ujemny wpływ na środowisko naturalne – produkcja energii elektrycznej nie wiąże się z emisją spalin, pyłów ani hałasu.
- Bezpośrednie wykorzystanie energii Słońca – brak licznych etapów przejściowych umożliwia najbardziej efektywne wykorzystanie energii promieniowania słonecznego i nie wpływa na bilans energetyczny Ziemi.
- Wszechobecność – z energii promieniowania słonecznego można korzystać prawie w każdym miejscu na Ziemi, co pozwala na uniezależnienie jej wykorzystywania od transportu – w przeciwieństwie do energetyki opartej na paliwach.
- Bogate zasoby surowców do produkcji modułów – szacuje się, że zasoby surowców do produkcji modułów fotowoltaicznych (głównie Si, Al) są niemal nieograniczone.
- Możliwość bezpośredniej konwersji na inne rodzaje energii – w tym paliwa (np. w ogniwach wodorowych).

Do wad energetyki słonecznej można zaliczyć m.in.:

- Nierównomierność podaży energii: zarówno w skali dobowej jak i rocznej a także zależnie od szerokości geograficznej, regionu itp. Wartość natężenia promieniowania zależy także od zapylenia atmosfery, zawartości pary wodnej i zachmurzenia.
- Znaczne rozproszenie energii – instalacje fotowoltaiczne wymagają dużych powierzchni fotoaktywnych oraz często układów skupiających i heliostatycznych.
- Wysoki koszt instalacji fotowoltaicznych – obróbka krzemu jest wysokoenergochłonna, na koszt paneli wpływają także: konieczność stosowania szkła o obniżonej zawartości żelaza, akumulatory oraz urządzenia elektroniczne umożliwiające ładowania baterii lub zamianę prądu na trójfazowy o częstotliwości sieci elektroenergetycznej.
- Niska sprawność przetwarzania energii – jak dotąd sprawność komercyjnych fotoogniw rzadko przekracza 13%. Wraz z wysokim kosztem wytwarzania modułów przesądza to o niskiej opłacalności wykorzystania technologii fotowoltaicznej na większą skalę.
- Zagrożenia ekologiczne – proces produkcji paneli fotowoltaicznych jest wysoko energochłonny. Do tego procesu używa się obecnie energii wytworzonej w tradycyjnych źródłach – elektrociepłowniach lub reaktorach jądrowych co wiąże się z emisją zanieczyszczeń i pozostałymi zagrożeniami związanymi z tymi rodzajami energetyki. Problem stanowi również utylizacja modułów i urządzeń pomocniczych – zwłaszcza baterii ołowowych i litowych.

- Konieczność magazynowania energii – z uwagi na niską sprawność i nierównomierność produkcji energii systemy PV wymagają stosowania magazynów energii, najczęściej w postaci akumulatorów. Wiąże się to przede wszystkim z dodatkowymi kosztami i utrudnieniem obsługi, zwłaszcza w instalacjach o mocy szczytowej większej niż 5 kW.

LITERATURA

- Adamczyk F. 2013.a Analiza wpływu zmienności parametrów wejściowych na przebieg procesu brykietowania niepociętej słomy metodą zwijania oraz na trwałość uzyskiwanych brykietów. *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, Vol. 57(2), s.69-72
- Adamczyk F. 2013.b Energooszczędna, przyczepiana maszyna do zbioru i zagęszczania biomasy metodą zwijania. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 2 (143). s. 13-20
- Adamczyk F., Frąckowiak P., Zbytek Z. 2010.a Sposoby wykorzystania biomasy stałej na cele energetyczne. Część 1. Oleje roślinne. *Technika rolnicza, ogrodnicza, leśna*, nr 5/2010 ss. 2 – 4.
- Adamczyk F., Frąckowiak P., Zbytek Z. 2010.b Sposoby wykorzystania biomasy stałej na cele energetyczne. Część 2. Słoma i odpady rolnicze. *Technika rolnicza, ogrodnicza, leśna*, nr 6/2010 ss. 5– 6.
- Adamski M., Pilarski K., Dach J. 2009 Możliwości wykorzystania wywaru gorzelnianego jako substratu w biogazowni rolniczej. *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*. vol. 54 (3), 10-15
- Adamovsky R., Adamovsky D. 2004. Ispol'zovanie vtorichnoj teploty ventiljacionnogo vozducha dlja obogreva pomeshhenij v zhivotnovodstve. *Mechaniz.Elektrof.Sel'.Choz.* Nr 6, s. 16-17
- Adapa, P., Tabil, L., Schoenau, G. (2009). Compaction characteristics of barley, canola, oat and wheat straw. *Biosystems Engineering*, 104(3), 335–344.
- Bębenek Z. 2008. Biopaliwa stałe. w: *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii*. Poradnik. Wydawnictwo Tarbonus, Kraków, s. 415-439.
- Becidan, M., Varhegyi, G., Hustad, J.E., Skreiberg, O., 2007. Thermal decomposition of biomass wastes. A kinetic study. *Industrial and Engineering Chemistry Research* 46, 2428–2437
- Białecka-Florjańczyk E., Włostowska J. 2009. *Chemia organiczna*. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa. ss.489.
- Biello D. 2011. Złudne obietnice. „Świat Nauki”. nr. 9 (241), s. 41-47, wrzesień 2011. Prószyński Media.
- Biernat K. 2010a. Biokomponenty i biopaliwa – możliwość rozwoju i zastosowania. *Forum Czystej Energii X edycja*, Poznań.
- Biernat K. 2010b. Biopaliwa – definicje obowiązujące w Unii Europejskiej. *Czysta Energia* 10/2010 (110)
- Bocheński C. I. 2008. Biopaliwa w rolnictwie. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 1 (99). s. 23-26
- Cebula J. 2009. Biogazownie w niewielkich gospodarstwach. w: *Odnawialne źródła energii i działania adaptacyjnego zmian klimatu w rolnictwie i na wsi – przykłady doświadczeń w UE* pod red. A. Grzybek, wydawnictwo Naukowe Scholar 2009, ss.52-60.
- Chirilă A., Buecheler S., Pianezzi F., Bloesch P., Gretener C., Uhl R. A., Fella C., Kranz L., Perrenoud J., Seyrling S., Verma R., Nishiwaki S., Romanyuk Y. E., Bilger G., Tiwari A. N., 2011. „Highly efficient Cu(In,Ga)Se₂ solar cells grown on flexible polymer films”, *Nature Materials* vol. 10/2011, s. 857-861.
<http://www.nature.com/nmat/journal/v10/n11/full/nmat3122.html>
- Council of the European Union, 2009. Directive 2009/28/EC on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources Official Journal of the European Communities L 140/52.

- Czekalski D. 2011: Nowoczesne pompy ciepła jako konkurencja dla tradycyjnych technik grzewczych. W: *Ekoinnowacje na Mazowszu. Poradnik Transferu Technologii w Dziedzinie Ochrony Środowiska. Priorytet Ochrona Powietrza. Podręcznik internetowy*. Warszawa. Centrum Transferu Technologii i Rozwoju Przedsiębiorczości Politechniki Warszawskiej, ss. 24. ISBN 978-83-7207-999-2.
- Dach J., Zbytek Z. 2008. Wpływ wysokobiałkowego żywienia trzody chlewnej na wielkość emisji amoniaku z kompostowanego obornika. *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering* Nr 53(3), s. 48-52.
- Dach J., Zbytek Z., Pilarski K., Adamski M. 2009. Badania efektywności wykorzystania odpadów z produkcji biopaliw jako substratu w biogazowni. *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, nr 6, 7-9
- Denisiuk, W., Piechocki, J. (2005). *Techniczne i ekologiczne aspekty wykorzystania słomy na cele grzewcze*. Wydawnictwo UWM Olsztyn, ISBN 83-7299-410-2.
- Dobrowolski J. 2011. Pozyskiwanie biopaliw stałych na przykładzie projektu inwestycyjnego LW „Bogdanka” S.A.– problemy implementacji i korzyści. *Wykorzystanie biomasy w energetyce aspekty ekonomiczne i ekologiczne. Monografia pod red. M. Jasiulewicza*. Koszalin, 2011, s. 199-218.
- Domagalski Z., Pleskot R., Podleski J., Rzeźnik W., Wójcik Ł. 2009. Modelowa tuczarnia z odzyskiem ciepła na 300 tuczników na głębokiej ściółce – projekt i wizualizacja w systemach. Opracowanie niepublikowane IBMER.
- Dragone G., Fernandes B., Vicente A., Teixeira J. 2010. Third generation biofuels from microalgae. *Current Research, Technology and Education Topic in Applied in Microbiology and Microbial Biotechnology*. A. Mēndez-Vilas (Ed). Formatex, 2010, p. 1355-1366.
- Dreszer K. A., Michałek R., Roszkowski A., 2003. „Energia odnawialna – możliwości jej pozyskiwania i wykorzystania w rolnictwie”, PTIR Kraków-Lublin-Warszawa.
- Duell M., Ebert M., Muller M., Li B., Koch M., Christian T., Perdichizzi R. F., Marion B., Kurtz S., Doble D. M. J., 2010. “Impact of structured glass on light transmission, temperature and power of PV modules”, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, September 6 - 10th. <http://cse.fraunhofer.org/publications/scientific-publications/>
- Dyrektywa 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 123/42 z 17.5.2003.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylającą dyrektywę 93/12/EWG.
- Fiszler A., Dworecki Z. 2012: Badania współczynnika trwałości peletów z trzciny pospolitej. *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, Vol. 58(1), s.6-11
- Fiszler A., Dworecki Z., Adamski M. 2013: Trwałość dostępnych w sprzedaży detalicznej brykietów z biomasy. *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, 6/2013, s. 17-19
- Frąc M., Jezierska-Tys S., Tys J. 2009. Algi – energia jutra (Biomasa, biodiesel) – artykuł przeglądowy. *Acta Agrophisica* vol. 13, nr. 3 (2009), s. 627-638
- Frączek, J. (red.). (2010). *Przetwarzanie biomasy na cele energetyczne*. Kraków, PTIR, 161-220
- Fugol M., Pilarski K. 2011. Burak cukrowy jako substrat do biogazowni. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 5 (130). 63-71.
- Fugol M., Szlachta J. 2009. Analiza bazy surowcowej do produkcji biogazu w powiecie strzelińskim. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 5 (114). s. 69-76.
- Fugol M., Szlachta J. 2010. Przydatność substratów pochodzenia rolniczego i odpadów przemysłu rolno-spożywczego w świetle danych literaturowych. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 6 (124). s. 45-50
- Garścia E., Ciechanowicz W. Biometanol szansą dla wsi, cz. I, *Aura* 2003, nr 1, s. 11÷14.

- Gedymin M. 2004. Wykorzystanie ciepła wydzielanego przez pompę próżniową dojarki. Materiały X Międzynarodowej Konferencji Naukowej nt.: Problemy intensyfikacji produkcji zwierzęcej z uwzględnieniem ochrony środowiska i standardów UE, Warszawa, s. 128-130
- Godlewski J., Kosk J., Makowska M., 2008. „Organiczne ogniwa fotowoltaiczne”, *Czysta Energia* 3(77)/2008, s. 28-29.
- Gradziuk P., Grzybek A. 2003. Charakterystyka odnawialnych źródeł energii, [w:] *Biopaliwa*, red. P. Gradziuk, Wyd. Wieś Jutra, Warszawa 2003, s. 19–21.
- Gradziuk P., Grzybek A. 2006. Prospects for solid biomass use in energy production in Poland and its technical and economic properties, Wyd. Wieś Jutra, Lublin 2006, s. 6.
- Grochowicz J.: *Technologia produkcji mieszanek paszowych*. Wyd. 2, PWRiL, Warszawa 1996
- Grygier G., Szyperski P. 2011. Wytyczne dla instalacji wentylacyjnej z odzyskiem ciepła (systemu rekuperacji) w domach jednorodzinnych. *Stowarzyszenie Polska Wentylacja*. Warszawa. ISBN 978-83-934941-1-8 ss. 42.
- Grzybek A., 2001. *Biopaliwa płynne*. *Czysta energia*, Nr 11/2001 (3),
- Grzybek, A., Gradziuk, P., Kowalczyk, K. (2001). *Słoma ekologiczne paliwo*, Warszawa, ISBN 83-88368-19-2.
- Energia ze źródeł odnawialnych*. 2012. Główny Urząd Statystyczny. Warszawa.
- Rocznik Rolnictwa*. 2013. Główny Urząd Statystyczny. Warszawa.
- Hartmann H., K. Reisinger, K. Thuncke, A. HöLdrich, P. Rosmann, 2007: *Handbuch. Bioenergie-Kleinanlagen*. Erarbeitet im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.
- Hejft R., Obodziński S. 2012.: Ciśnieniowa aglomeracja materiałów roślinnych – Innowacje technologiczno-techniczne. Część I., *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, vol. 57(1), s. 63-65
- Hejft, R. (2002). *Ciśnieniowa aglomeracja materiałów roślinnych*. Biblioteka problemów eksploatacji, Politechnika Białostocka, Białystok 2002. ISBN 837-20-42-519.
- Hoeksma P., Aarnink A., Karłowski J. 2004. Alternative for using grain straw as a bedding material In the Netherlands. Report of WP3 Project Pig Heat ant Straw.
- Iglinski B., Buczkowski R., Iglinska A., Cichosz M., Piechota G., Kujawski W. 2012. Agricultural biogas plants in Poland: Investment process, economical and environmental aspects, biogas potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 4890–4900
- Il'in I.V. 2003. *Energosberegajushhee ventiljatorno-otopitel'noe oborudovanie dlja zhivotnovodcheskikh ferm*. *Trakt.Sel'Chozmas*, Nr 2, s. 21-23
- Jankowska K., 2008. „Fotowoltaika w Polsce a w Niemczech”, *Czysta Energia* 12(86)/2008, s. 28-29.
- Jastrzębska G., 2007. „Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne”, WNT Warszawa.
- Kaczmarek, J., Małuszyński, M., Liska, M. 1974. Stan techniki w dziedzinie brykietarek pracujących na zasadzie zwijania. *Maszynopis Nr PIMR-3717*, PIMR Poznań.
- Kanafojski, Cz., Karwowski, T. 1972. *Teoria i konstrukcja maszyn rolniczych*. T. 2, *Maszyny do zbioru ziemiopłodów*. PWRiL, Warszawa.
- Kapuściński J., Rodzoch A. 2006. Geotermia niskotemperaturowa w Polsce - stan aktualny i perspektywy rozwoju. Warszawa. *Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej*. ss. 148
- Karłowski J., Lenarczyk J., 2009. „Porównanie efektywności energetycznej zestawu modułów fotowoltaicznych stacjonarnych i pracujących w układzie nadążnym w warunkach gospodarstwa rolnego na obszarze Wielkopolski”, *Monografia „Konwersja odnawialnych źródeł energii”* pod red. prof. dr hab. inż. A. Lisowskiego, s. 36-42.
- Klugmann-Radziemska E., Klugmann E., 2002. „Systemy słonecznego ogrzewania i zasilania elektrycznego budynków”, Wyd. *Ekonomia i Środowisko*, Białystok.
- Kobr, Z., Čermak, A., Lanča, J. 1970. *Poznatky z výzkumu briketovani piče svinovacim způsobem v ČSR*. *Zemedelska Technika*, 10, 621–633.
- Kościk B. 2003: *Rośliny energetyczne*. Wyd. AR Lublin.

- Kościk B. 2007: Surowce energetyczne pochodzenia rolniczego. Wydawnictwo Naukowe Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej im. Ks. Bronisława Markiewicza w Jarosławiu.
- Kreis-Tomeczak K., Szulc R., Pawlak S., Myczko A. 2006. Ekonomiczno – energetyczne aspekty eksploatacji dachu energetycznego. *Inżynieria Rolnicza* 3(78) s. 183-190
- Lanča, J., Čermak, A. 1971. Další poznatky z výzkumu briketování píče a nektere fyzikálne - mechanické hodnoty briket vytvorených svinovanim. *Zemedska Technika*, 10, 649–662.
- Lechasseur F., Savoie P. 2005: Cutting, bundling and chipping short rotation willow. The Canadian society for engineering in agricultural, food and biological systems. Paper 05-080, 12 z <http://www.docstoc.com/docs>
- Lewandowski W. M., 2006. „Proekologiczne odnawialne źródła energii”, WNT Warszawa.
- Lewandowski W., M., 2007, Proekologiczne odnawialne źródła energii. WNT Warszawa, ISBN 978-83-204-3491-0. str. 342 -346.
- Lewicki A., Janczak D., Czekala W. 2013.a Przegląd instalacji do przemysłowej produkcji alg na biomasę. *Technika rolnicza, ogrodnicza, leśna*, nr 3/2013 ss. 11 – 13.
- Lewicki A., Dach J., Janczak D., Czekala W., Rodrigues Carmona P.C. 2013.b Dynamics of methane fermentation process and retention time for different agricultural substrates. *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*. Vol. 58(2): 98-102
- Lewis S. N., 2007. „Toward Cost-Effective Solar Energy Use”, *Science* Vol. 315, s. 798-801.
- Lorenz H., Fischer P., Schumacher B., Adler P., 2013. Current EU-27 technical potential of organic waste streams for biogas and energy production. *Waste Management* 33 (2013) 2434–2448
- Lupa, C.J., 2011. Energy from waste in the United Kingdom. *International Sustainable Energy Review* 45, 30–33.
- Łaska B., Szulc R., Karwacka A. 2012 Badania nad wykorzystaniem przetworzonego ciepła z odnawialnych źródeł energii do centralnego ogrzewania budynków. Monografia pod red. Prof. W. Romaniuka „Problemy intensyfikacji produkcji zwierzęcej z uwzględnieniem ochrony środowiska i produkcji energii alternatywnej” Falenty – Warszawa 2012 r. s. 87-92
- Maniecka M. 2010. Biopaliwa - alternatywą dla rosnących cen na stacjach? <http://laboratoria.net/pl/artykul/Biopaliwa%20%20alternatywa%20dla%20rosn%C4%85%20dla%20rosn%C4%85%20cen%20na%20stacjach%3F;12597.Html>
- Materiały firmowe - reklamowe DeLaval
- Materiały firmowe - reklamowe GEA Farm Technologies
- Materiały firmowe BIAWAR NIBE
- Materiały informacyjne producentów sprzętu rolniczego
- Miesiąc I., Frąckowiak P. Sposób otrzymania paliwa odnawialnego. Patent nr 209156 z dnia 16.03.2011 r.
- Mirek A. 2011. Cieleća - sposób na poprawę rentowności. *Blattin News*, Nr 4 ss.20
- Molitorisz, J., McColly, H.F. (1969). Development and Analysis of the Rolling Compressing Wafering Process. *Transactions of the ASABE*, 12(4), 0419-0422.
- Mousazadeh H., Keyhani A., Javadi A., Mobli H., Abrinia K., Sharifi A. 2003. „A review of principle and sun-tracking methods of maximalizing solar systems output”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, s.13-18.
- Myczko A. (PL), Lundgard N.(DK) 2004 „Systemy utrzymania bydła – Poradnik” / Praca zbiorowa. Warszawa Instytut Budownictwa Mechanizacji I Elektryfikacji Rolnictwa; Duńskie Służby Doradztwa Rolniczego; – 172 s.
- Myczko A. 1994. Odzyskiwanie ciepła z rozkładu biologicznego ściółki i odchodów w kojcach dla tuczników. III Ogólnopolska i II Międzynarodowa Konferencja Naukowa. Olsztyn.
- Myczko A., Kreis-Tomeczak K., Pawlak S., Rzeźnik W. 2005. Budynek inwentarski z dodatnim bilansem energetycznym. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 1 (61). s. 109-116
- Nawrocki L. 2003. Wpływ odzyskiwania ciepła z głębokiej ściółki na kształtowanie mikroklimatu w chlewni”, *Rozprawa habilitacyjna, Inżynieria Rolnicza*, 6(48)

- Nawrocki L., Myczko A. 2000. Odzysk ciepła z procesów egzotermicznych zachodzących w głębokiej ściółce w zależności od rodzaju wymiennika ciepła. Opracowania niepublikowane IBMER Neue Landwirtschaft 1995. Kochendwasser - oder Zirkulationsreinigung?, Jg.6, nr 1, s.72-74
- New discovery may allow scientists to make fuel from CO2 in the atmosphere. University of Georgia, 2013. <http://phys.org/news/2013-03-discovery-scientists-fuel-co2-atmosphere.html>
- Niedziółka I., Zaklika B. 2012: Produkcja peletów z biomasy roślinnej. *Więś Jutra* 7/8(168/169), s. 26-27
- Nowakowski T., Lisowski A., Strużyk A., Dołycki A., Smaga M. 2008: Koncepcja maszyny do zbioru wierzby krzewiastej. *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, 3/2008,
- O'Dogherty, M.J. (1989). A review of the mechanical behaviour of straw when compressed to high densities. *Journal of Agricultural Engineering Research*, 44(4), 241–265.
- Olejnik, A. (1974). Brykietowanie siana metodą zwijania. Teoria i konstrukcja. Maszynopis Nr PIMR 4231, PIMR Poznań.
- Olszewski, T. (1973). Dobór optymalnych parametrów zespołu brykietującego zielonki metodą zwijania. Praca doktorska. Akademia Rolnicza w Poznaniu.
- Osadnij G.B. 1998. Alternatywna energetyka dla seł'skiego chozjajstva, *Tech.Sel'.Choz.*, Nr 1, s.19-21
- Osobow, W.I., Wasiljew, G.K., Golianowski, A.W. (1974). Maszyny i oborudowanie dla uplotnienia sieno-solomistych materiałów. *Maszynostrojenie*, Moskwa.
- Pasyniuk P. 2007: Problemy mechanizacji uprawy i zbioru wierzby krzewiastej *Salix viminalis*. *Problemy Inżynierii Rolniczej*, 1(55), Warszawa
- Piekarski W., Zajac G., Szyszlak J. 2006. Odnawialne źródła energii jako alternatywa paliw konwencjonalnych w pojazdach samochodowych i ciągnikach. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 4 (79). s. 91-96.
- Pilarski K., Dach J., Pilarska A. 2010 Preferowane kierunki rolniczego zagospodarowania odpadów z produkcji biopaliw. *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, nr 6/2009, 7-9
- PN-92/R-78101 Trzoda chlewna – Terminologia.
- PN-EN 15210-2:2011 Biopaliwa stałe – Oznaczenie wytrzymałości mechanicznej brykietowi peletów – Część 2: Brykiety.
- PN-EN 255-3:2000 Klimatyzatory, ziębiarki cieczy i pompy ciepła ze sprężarkami o napędzie elektrycznym - Funkcja grzania - Badanie i wymagania dotyczące oznakowania zespołów do ogrzewania pomieszczeń i ciepłej wody użytkowej
- Podkówka W. 2004. Praca zbiorowa. Biopaliwo – gliceryna – pasza z rzepaku. Wydawnictwo Uczelniane Akademii Techniczno-Rolniczej, Bydgoszcz
- Polska Norma PN-EN 14214+A1:2014-04: Ciekłe przetwory naftowe. Estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME) do użytku w silnikach samochodowych o zapłonie samoczynnym (Diesla) i zastosowań grzewczych. Wymagania i metody badań.
- Polska Norma PN-EN 14588:2011. Biopaliwa stałe -Terminologia, definicje i określenia.
- Porada S. 2008. Zgazowanie biomasy. w: Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik. Wydawnictwo Tarbonus, Kraków, s. 441-465.
- Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. 2009. Załącznik 2 do „Polityki energetycznej polski do 2030 roku”, , Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- Przybył J., Mioduszevska N., Dach J., Pilarski K. 2011. Tradycyjne i energetyczne wykorzystanie buraka cukrowego. *Analiza ekonomiczna. Inżynieria Rolnicza*. Nr 7 (132), 131-140.
- Resch G, Held A, Faber T, Panzer C, Toro F, Haas R., 2008. Potentials and prospects for renewable energies at global scale. *Energy Policy*;36:4048–56
- Reyns L. 1988. New technological processes in the mechanization of livestock production in order to reduce energy consumption. *AGRI/MECH Report* 115, s. 27.
- Rocznik Statystyczny. 2006. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa
- Roszkowski A. 2008. Biomasa kontra rolnictwo. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 10 (108). s. 201-208.
- Rubik M. 1999. Pompy Ciepła. Poradnik. Wyd. II. Warszawa: Ośrodek Informacji "Technika Instalacyjna w Budownictwie".

- Rutkowski K. 2007. Analiza wydajności pionowego wymiennika dolnego źródła pompy ciepła. *Inżynieria rolnicza* 6(94), s.213-222
- Rutkowski K., Maternowska W. 2009. Możliwości zagospodarowania odpadów z upraw ogrodnich do produkcji biogazu. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 5 (114). 245-250.
- Rzeźnik W. 2012. Odzysk ciepła z budynku inwentarskiego. Rozprawa doktorska. Instytut Technologiczno-Przyrodniczy w Falentach, Oddział w Poznaniu,
- Sałagan P., Dobek T., Wieliczko P. 2011. Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gospodarstwach rolnych i gminach wiejskich. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 9 (134), s. 207-213.
- Sawhney R. L., 2010. „Answers to questions on solar energy”, *The Solar Quarterly* vol. 3 issue 1, s. 84-85.
- Scholwin F., Gattermann H. , Schattauer A., Weiland P. 2007. Technika instalacji do wytwarzania biogazu. *Biogaz. Produkcja wykorzystanie*. Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig s. 37.
- Séverin, M., Velis, C.A., Longhurst, P.J., Pollard, S.J.T., 2010. The biogenic content of process streams from mechanical–biological treatment plants producing solid recovered fuel. Do the manual sorting and selective dissolution determination methods correlate? *Waste Management* 30, 1171–1182.
- Sinha S., Shukla A., Malhotra P., Rehman H I., Hazarika N., 2010. „From Sunlight to Electricity”, *The Energy and Resource Institute*, New Delhi, s. 8-37.
- Sławiński K., Piskier T., Bujaczek R. 2012. Ocena przydatności kalkulatorów biogazowni przy planowaniu budowy biogazowni rolniczej. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 4 (139), 369-375.
- Smith, I.E., Probert, S.D., Stokes, R.E., Hansford, R.J. (1977). The briquetting of wheat straw. *Journal of Agricultural Engineering Research*, 22(2), 105–111.
- Sonnenberg H., Graef M. 1999. Energie aus der Landwirtschaft, *Landtechnik*, Jg.54, nr 1, s.16-18
- Systemy utrzymania bydła – Poradnik / Praca zbiorowa. Warszawa Instytut Budownictwa Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa; Duńskie Służby Doradztwa Rolniczego; 2004. – 172 s.
- Szlachta J., Tupieka M. 2013. Analiza opłacalności produkcji kukurydzy z przeznaczeniem na kiszonkę jako substratu do biogazowni. *Inżynieria Rolnicza*. Nr 3 (145), 375-386.
- Szulc R. 2004. Techniki pozyskiwania mleka w oborach wolnostanowiskowych. Rozprawa doktorska. Warszawa 2004 ss.140
- Szulc R. 2005. Badania poziomu dochodowości i uwzględnienia ochrony środowiska w gospodarstwach rodzinnych” *Problemy Inżynierii Rolniczej* Nr 5/2005 s.89-100
- Szulc R. 2005. Prawidłowe zagospodarowanie gnojowicy. *Hodowca Trzody Chlewnej* 4/2005 s.24
- Szulc R. 2007. Usuwanie gnojowicy w fermach bezściołowych. *Hodowca Trzody Chlewnej* – 6/2007 s. 28-32
- Szulc R. 2009. Monografia pt. Ocena systemu odzyskiwania ciepła podczas mycia urządzeń udojowych – rozprawa habilitacyjna Warszawa
- Szulc R., Kuc A. 2006. Ciepło z ziemi. *Technika Rolnicza, Ogrodnicza i Leśna* 9-10, s.42-43
- Szulc R., Łaska B. 2012a. Badania instalacji do odzysku ciepła z odwiertów geotermalnych *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, Vol. 57(2), s. 175-178
- Szulc R., Łaska B. 2012b. Badania nad wykorzystaniem ciepła z odwiertów geotermalnych. *Problemy Inżynierii Rolniczej*. Nr. 2(76) s.169-179
- Szulc R., Myczko A. 2005. Dach energetyczny jako niekonwencjonalne źródło ciepła w gospodarstwie rolnym. W: *Infrastruktura i technika w zrównoważonym rozwoju rolnictwa*. Monografia pod red. Golki W. IBMER Warszawa s. 101-106
- Szulc R., Myczko A. 2010. Wstępne schładzanie udojonego mleka a redukcja emisji dwutlenku węgla *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, Vol. 55(2), s. 94-96
- Szyszek L., Ignatowicz M., Borzymowska A. 2009: Wpływ nawożenia azotem na odrastanie pędów wierzby w trzyletnim cyklu uprawy na glebie lekkiej. *Zesz. Prob. Post. Nauk Roln.*, 564: 237-245.
- Tosing R. The New black gold, New feedstocks fuel interest In bio-oil, Biomass, *Rewenable Energy World*, 2004, vol. 7, nr 3, p. 160 - 165.

- Tworowski J., Kuś J., Szczukowski S., Stolarski M. 2010: Produkcyjność roślin na cele energetyczne. [W] Nowoczesne technologie pozyskiwania i energetycznego wykorzystania biomasy. Instytut Energetyki, Warszawa, s. 34-49
- Uchwała nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Ministerstwo Gospodarki, ss.29
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne. Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348.
- Ustawa z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. Dz.U. 2003 nr 199 poz. 1934, z późn. zm.
- Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Dz.U. 2006 Nr 169 poz. 1199, z późn. zm.
- Wagland, S.T., Kilgallon, P., Coveney, R., Garg, A., Smith, R., Longhurst, P.J., Pollard, S.J.T., Simms, N., 2011. Comparison of coal/solid recovered fuel (SRF) with coal/refuse derived fuel (RDF) in a fluidised bed reactor. *Waste Management* 31, 1176–1183
- Whittaker, C., Mortimer, N., Murphy, R., Matthews, R., 2011. Energy and greenhouse gas balance of the use of forest residues for bioenergy production in the UK. *Biomass and Bioenergy* 35, 4581–4594.
- Wise E. 2008. A Promising Oil Alternative: Algae Energy. *The Washington Post*, Sunday, January 6. www.washingtonpost.com.
- Wiśniewski S., Wiśniewski T.S. 1997. Wymiana ciepła. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. ss. 440
- Wojciechowski L. 1976. Budynki inwentarskie w nowoczesnej zagrodzie. Państwowe Wydawnictwa Rolnicze i Leśne, Warszawa. ss. 100.
- Wolszczak J. 2008. Biopaliwa ciekłe na bazie biomasy. w: *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik*. Wydawnictwo Tarbonus, Kraków, s. 467-531.
- World Energy Outlook 2011, International Energy Agency. Dostęp online: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf
- Żelazny J. Ciach R. 2008. „3x2” Nowa polityka energetyczna Unii Europejskiej. *Globenergia* nr 4, s. 42-44
- <http://www.asket.pl>
- <http://www.bip.minrol.gov.pl>
- <http://www.marax.pl>
- <http://www.naukowiec.org>
- http://www.naukowiec.org/wiedza/inzynieria-srodowiska/biopaliwo_852.html
- <http://www.otop.org.pl/obserwacje/rolnictwo-przyjazne-przyrodzie/biopaliwa/>
- <http://www.polskieradio.pl/42/3723/Artykul/1279187,KRUS-jak-bezpiecznie-i-zgodnie-z-prawem-przeprowadzic-wycinke-drzew>
- <http://www.pigeo.org.pl>
- <http://www.reo.pl/przyszlosc-biopaliw-iii-generacji-w-polsce>
- <http://www.rwe.com/web/cms/pl/512854/heizprofi/najczesciej-zadawane-pytania/materialy-opalowe/>
- <http://www.tierrapol.com>
- <http://www.wageningenur.nl/en/show/AlgaePARC-research-programme.htm>
- <http://www.zielonaenergia.eco.pl>
- Katalog 2010 BIAWAR NIBE
- Katalog 2012 Robot VMS DeLaval
- Katalog 2009 DeLaval

Źródła fotografii i rysunków:

- [1] <http://files.uniteddiversity.com/energy/>
- [2] <http://www.sciencephoto.com/media/>
- [3] <http://renewableenergyfocus.com>
- [4] <http://solarpanelspower.net>
- [5] <http://www.greenrhinoenergy.com>
- [6] <http://www.greenrhinoenergy.com>

ANEKS

Zadanie 1

Oblicz nakłady energetyczne i opłacalność instalacji do odzysku ciepła z wody myjącej instalację udojową systemem „gorąca woda”. Straty energii pominąć. Koszt inwestycyjny systemu odzysku ciepła – 11 000 PLN

Dane:

Ilość wody na jednorazowe mycie instalacji – $V = 600 \text{ dm}^3$

Ilość dojów – $W = 3$ szt dziennie

Temperatura początkowa wody w bojlerze – $T_1 = 12^\circ\text{C}$

Temperatura końcowa wody w bojlerze – $T_2 = 80^\circ\text{C}$

Temperatura początkowa wody w bojlerze z systemem odzysku ciepła – $T_1 = 40^\circ\text{C}$

Temperatura początkowa wody w bojlerze – $T_1 = 80^\circ\text{C}$

Cena 1 kWh = 0,50 PLN

Obliczenia:

1)

Ilość energii na podgrzanie wody bez systemu odzysku ciepła

$$Q = m \cdot c_w \cdot (T_2 - T_1) \quad (\text{kJ})$$

$$Q = 600 \text{ (kg)} \cdot 4,19 \text{ (kJ} \cdot \text{(kg} \cdot \text{K)}^{-1}) \cdot (80^\circ\text{C} - 12^\circ\text{C})$$

$$Q = 170952 \text{ (kJ)} = \mathbf{170,95 \text{ (MJ)}}$$

Uwzględniając, że 1 MJ = 0,278 kWh

$$Q = \mathbf{47,52 \text{ kWh}}$$

Przy trzykrotnym doju:

$$Q_{\text{Dz}} = 47,52 \text{ kWh} \cdot 3 = 142,57 \text{ (kWh} \cdot \text{dz}^{-1})$$

$$Q_{\text{Rok}} = 142,57 \cdot 365 = 52\,038,88 \text{ (kWh} \cdot \text{rok}^{-1})$$

$$K = 52\,038,88 \text{ (kWh} \cdot \text{Rok}^{-1}) \cdot 0,50 \text{ PLN} \cdot \text{kWh}^{-1} = \mathbf{26\,019,44 \text{ (PLN} \cdot \text{rok}^{-1})}$$

2)

Ilość energii na podgrzanie wody z systemem odzysku ciepła

$$Q = m \cdot c_w \cdot (T_2 - T_1) \quad (\text{kJ})$$

$$Q = 600 \text{ (kg)} \cdot 4,19 \text{ (kJ} \cdot \text{(kg} \cdot \text{K)}^{-1}) \cdot (80^\circ\text{C} - 40^\circ\text{C})$$

$$Q = 100560 \text{ (kJ)} = \mathbf{100,56 \text{ (MJ)}}$$

Uwzględniając, że $1 \text{ MJ} = 0,278 \text{ kWh}$

$$Q = \mathbf{27,95 \text{ kWh}}$$

Przy trzykrotnym doju: $Q_{Dz} = 27,95 \text{ kWh} \cdot 3 = 83,86 \text{ (kWh} \cdot \text{dz}^{-1})$

$$Q_{Rok} = 83,86 \cdot 365 = 30611,46 \text{ (kWh} \cdot \text{rok}^{-1})$$

$$K = 30611,46 \text{ (kWh} \cdot \text{rok}^{-1}) \cdot 0,50 \text{ PLN} \cdot \text{kWh}^{-1} = \mathbf{15\,305,73 \text{ (PLN} \cdot \text{rok}^{-1})}$$

Różnica wynikająca z zainstalowania systemu odzysku ciepła i ponownego wykorzystania do wstępnego podgrzania wody myjącej wynosi:

$$26\,019,44 \text{ PLN} - 15\,305,73 \text{ PLN} = \mathbf{10\,713,71 \text{ PLN}}$$

Uwzględniając tylko koszty inwestycyjne na poziomie 11 000 PLN inwestycja w system odzysku ciepła zwraca się po ok. 13 miesiącach eksploatacji.

Obliczenia nie uwzględniają całkowitych kosztów eksploatacji instalacji na które składają koszty, napraw, ubezpieczenia, obsługi i materiałów pomocniczych.

Zadanie 2

Oblicz opłacalność instalacji fotowoltaicznej i koszt wyprodukowania przez nią 1 kWh energii elektrycznej

Dane:

Moc instalacji – $P = 12,88 \text{ kW}$

Wydajność roczna $W = 10480 \text{ kWh} \cdot \text{rok}^{-1}$

Okres ciągłej pracy bez utraty sprawności całkowitej $T_p = 20 \text{ lat}$

Koszt inwestycyjny – $K_i = 1000\text{€} \cdot 1 \text{ kWp}^{-1}$

Cena 1 kWh energii elektrycznej $C = 0,50 \text{ PLN}$

$1\text{€} = 4,20 \text{ PLN}$

Koszty napraw i remontów – 5% kosztów inwestycyjnych

Obliczenia

Koszt inwestycyjny całej instalacji

$$K_a = K_{\text{Icałk}} = 12,88 \text{ kW} \cdot 1000 (\text{€} \cdot \text{kWp}^{-1}) = 12\,880 \text{ €}$$

$$K_{\text{Icałk}} = 12\,880 \text{ €} \cdot 4,20 (\text{PLN} \cdot \text{kWh}^{-1}) = 54\,096 \text{ PLN}$$

$$K_{\text{Icałk}} = 54\,096 \text{ PLN}$$

$$K_{\text{Icałk}} = 54\,096 \text{ PLN} / 20 \text{ lat eksploatacji} = \underline{\underline{2704,8}} (\text{PLN} \cdot \text{rok}^{-1})$$

Zgodnie z metodyką szacowania kosztów (Szulc 2004) w analizie kosztów uwzględniono koszty utrzymania i koszty użytkowania jako składowe kosztów eksploatacji urządzeń. Z kolei na koszty użytkowania składają się koszty napraw (K_n), robocizny (K_{rob}), materiałów eksploatacyjnych (K_m), energii elektrycznej (K_{ee}), a na koszty utrzymania – koszty amortyzacji (K_a), ubezpieczenia (K_{ub}) i koszty budowlane (K_{bud}) w odniesieniu do ilości godzin pracy (W_h):

$$K_{\text{ut}} = K_a + K_{\text{ub}} + K_{\text{bud}} \quad (\text{PLN}) \quad (1)$$

$$K_{\text{uż}} = K_n + K_{\text{ee}} + K_m + K_{\text{rob}} \quad (\text{PLN} \cdot \text{h}^{-1}) \quad (2)$$

Kolejną składową kosztów są tylko koszty związane z użytkowaniem instalacji, gdyż koszty ubezpieczenia (K_{ub}) zostały pominięte. Koszty napraw przyjęto na poziomie 5% kosztów inwestycyjnych w skali 20 lat, czyli daje to wartość 135,24 PLN. Koszty obsługi uwzględniono jako wartość 1 h miesięcznie pracy - 15 €/h – 63,75 PLN, czyli 765 PLN · rok⁻¹.

$$K_{\text{całk}} = 2704,8 + 135,24 + 765 = \underline{\underline{3605,04}} (\text{PLN} \cdot \text{rok}^{-1})$$

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną:

$$W_{\text{ee}} = 10480 (\text{kWh} \cdot 1 \text{ rok}^{-1}) \cdot 0,50 (\text{PLN} \cdot \text{kWh}^{-1})$$

$$W_{\text{ee}} = \underline{\underline{5240}} (\text{PLN})$$

Koszt wyprodukowania 1 kWh energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną:

$$K_{\text{eko kWh}} = 3605,04 (\text{PLN} \cdot \text{rok}^{-1}) / 10480 (\text{kWh} \cdot \text{rok}^{-1}) = \underline{\underline{0,34}} (\text{PLN})$$

