

**Paliwa sektora energetycznego i odpady chemii
organicznej jako paliwo alternatywne
a ochrona środowiska w Polsce w świetle
przepisów Unii Europejskiej
Część II. Gospodarka paliwami
a implementowanie aktów normatywnych
Unii Europejskiej**

Anna Weiner
Politechnika Koszalińska

Górnictwo nafty i gazu zalicza się do tych gałęzi przemysłu, których zadaniem jest pozyskiwanie krajowych surowców energetycznych. Niezależnie od możliwości importu konieczne jest utrzymanie wydobycia krajowego i działania na rzecz udokumentowanych zasobów bilansowych gazu i ropy naftowej, gdyż krajowe surowce energetyczne, poza uzupełnieniem bilansu pierwotnych nośników energii mają znaczenie strategiczne. Specyfika prac poszukiwawczych polega na tym, że prowadzone są one w miejscach rozproszonych na terenie całego kraju i trwają przez okres kilku do kilkunastu miesięcy.

Z załączonej tabeli 1 wynika, że w latach 1990÷2000, czyli w okresie transformacji ustrojowej (której jesteśmy uczestnikami do dzisiaj), maleje zużycie węgla, zwłaszcza kamiennego, natomiast umiarkowanie wzrasta zużycie bituminów, a zwłaszcza ropy naftowej.

Można przewidywać, że tendencja ta utrzyma się w przyszłości, szczególnie w latach 2001÷2010. Po tym okresie, zużycie poszczególnych nośników energii będzie się układało w zależności od ukształtowania się zarówno gospodarczej sytuacji wewnętrznej, jak i światowej.

W wariancie optymistycznym przewiduje się znaczny wzrost zużycia gazu ziemnego, umiarkowany wzrost zużycia ropy naftowej i stabilizację zużycia węgla kamiennego na poziomie około 75 mln ton. Zużycie węgla brunatnego w bliskiej przyszłości będzie kształtowało się na poziomie obecnego zużycia.

Można przewidywać, że ogólne zużycie energii pierwotnej, które obecnie kształtuje się na poziomie poniżej 100 mln ton, zacznie wyraźnie wzrastać dopiero po 2010 r., kiedy to wyczerpią się proste rezerwy ograniczania energochłonności gospodarki. Do tego czasu zapotrzebowanie na energię pierwotną może wynieść do 100÷105 mln ton.

W świetle kształtującej się w latach dziewięćdziesiątych struktury energii pierwotnej (tabela 1), tak zwany wskaźnik samowystarczalności energetycznej w Polsce obniża się z około j edności w latach 1980÷1995 do 0,8 w 2000 r. i do 0,6 w perspektywie 2020 roku. Jest to wynikiem zmniejszania się zużycia węgla, którego jednak zasoby w kraju są znaczne i wzrostu udziału węglowodórów, których zasoby krajowe są niewielkie, a nawet wręcz małe.

Tabela 1. Struktura energii pierwotnej w Polsce w latach 1960÷2000 (w %) [22]*

Table 1. Structure of primal energy in Poland in the years 1960÷2000 (in %) [22]*

Nośniki	Lata				
	1960	1970	1980	1990	2000
Węgiel	94,2	83,2	78,7	76,7	67,1
Ropa naftowa	4,2	10,2	14,6	15,2	21,9
Gaz ziemny	1,1	5,9	6,7	7,9	10,8
Energia wodna (systemowa)	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Łącznie %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* bez energii odnawialnej i odpadowej

Wskaźnik wystarczalności energetycznej ma charakter orientacyjny. W krajach Europy Zachodniej jest on znacznie niższy niż w Polsce. Ekonomia tych krajów pozwala na wystarczający import koniecznych paliw, co w ustabilizowanej sytuacji polityczno-gospodarczej w świecie zapewnia tym kraj om pełne bezpieczeństwo energetyczne.

W tabeli 2 przedstawiono zasoby surowców energetycznych Polski. Dane wyjściowe zostały oparte na Bilansie Zasobów Kopalini Wód Podziemnych w Polsce, według stanu na 31.12.1999 r. czyli stan, który był rzeczywisty w 2000 r. (PIG 2000).

Zasoby ekonomiczne czyli przemysłowe są takie jak we wspomnianym Bilansie.

Natomiast do zasobów rezerwowych zaliczono zasoby bilansowe i częściowo pozabilansowe, które w przyszłości, w wyniku dalszych szczegółowych prac poszukiwawczo-dokumentacyjnych, mają szansę w pewnej ilości być udokumentowane jako zasoby ekonomiczne.

Dane te zostały szczegółowo przeanalizowane przez autora na podstawie rezultatów dostępnych wyników badań poszukiwawczo-złożowych.

Przy ich ocenie uwzględnione zostały istniejące ograniczenia w postaci warunków ekologicznych i stanu przestrzennego zagospodarowania powierzchni; dlatego też zasoby te są mniejsze aniżeli w ocenie Bilansu.

Należy podkreślić, że w związku z koniecznością wyraźniejszego stosowania kryteriów ekonomicznych przy eksploatacji złóż, czego wymaga system rynkowy, dotychczasowa ocena zasobów musi być ponownie wykonana, ponieważ stale podwyższane są parametry określające zasoby możliwe do eksploatacji. W obowiązującym Bilansie operacja ta nie została jeszcze w pełni przeprowadzona (PIG, 2000).

Tabela 2. Zasoby kopalnych surowców energetycznych w Polsce (stan na 1.01.2000)

Tabela 2. Resources of fossil fuels in Poland (on 1.01.2000)

Surowce	Zasoby					
	przemysłowe (ekonomiczne)			bilansowe (rezerwowe)		
	w jednostkach rzeczywistych	toe		w jednostkach rzeczywistych	toe	
		min	%		min	%
Węgiel kamienny (mln t)	8354	5430,0	92,9	46846	30449,0	90,9
Węgiel brunatny (mln t)	1877	338,0	5,8	14050	2908,0	8,7
Ropa naftowa (tys. t)	10931	10,9	0,2	14038	14,0	0,04
Gaz ziemny (mln m ³)	77137	63,2	1,1	148 990	122,1	0,4
Ogółem	–	5 842,1	100,0	–	33 493,1	100,0

Rynek paliw płynnych jest najmniej regulowanym rynkiem energii we Wspólnocie Europejskiej. Ceny ropy kształtuje rynek światowy, głównie pod wpływem kartelu OPEC, który zrzesza 11 producentów tego paliwa z Azji, Afryki oraz Ameryki Południowej. Niemniej na rynku obowiązują określone zasady, których funkcjonujące na nim podmioty są zobowiązane przestrzegać.

Strategiczne znaczenie ropy naftowej i uzależnienie od dostaw spoza granic Wspólnoty spowodowały, że już od 1968 r., Dyrektywą 68/414/EWG, na państwa członkowskie nałożony został obowiązek utrzymywania zapasów produktów naftowych w wysokości 65-dniowego średniego zużycia z poprzedniego roku. W 1972 r. poziom zapasów obowiązkowych podniesiony został do 90 dni. Systemem obowiązkowych zapasów zostały w UE objęte:

- benzyny silnikowe i paliwa lotnicze (benzyny lotnicze i paliwa odrzutowe typu benzyny),
- olej gazowy, olej napędowy, nafta i paliwa odrzutowe typu naftowego,
- oleje opałowe.

W odniesieniu do terminu osiągnięcia odpowiedniego poziomu zapasów paliw płynnych Polska otrzymała okres przejściowy. Zgodnie z ustaleniami podjętymi w czasie negocjacji akcesyjnych, proces tworzenia zapasów zakończy się 31 grudnia 2008 r. Rozporządzeniem Ministra Gospodarki został przyjęty odpowiedni harmonogram, który przewiduje stopniowe (o 7÷8 dni rocznie) podnoszenie poziomu rezerw (Dz. U. nr 84, poz. 756).

Wspomniane rozporządzenie zostało wydane na podstawie ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw. Ustawa ta została w 2001 r. znowelizowana na potrzeby dostosowań do prawodawstwa WE. Wprowadza ona obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych przez przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania lub przetwarzania paliw ciekłych oraz przez przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przywozu paliw ciekłych na polski obszar celny.

Ustawa przewiduje też utworzenie specjalnego rejestru producentów i importerów, w którym muszą się oni zarejestrować w terminie 30 dni od dnia podjęcia działalności gospodarczej.

Podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów mogą korzystać z własnych magazynów bądź zlecać na podstawie odpowiedniej umowy przechowywanie paliw przedsiębiorcom zajmującym się świadczeniem usług magazynowych. W terminie 14 dni od dnia zawarcia takiej umowy producenci i importerzy są zobowiązani przekazać Agencji Rezerw Materiałowych kopię umowy w celu dokonania odpowiedniej adnotacji w rejestrze. Agencja jest organem odpowiedzialnym za nadzór nad całym systemem.

Koszty tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych ponoszą w całości producenci i importerzy, jednym z kosztów jest m.in. obowiązkowe ubezpieczenie zapasów od ognia i innych zdarzeń losowych.

Producenci, importerzy i przedsiębiorcy zajmujący się magazynowaniem są zobowiązani do przekazywania prezesowi Agencji Rezerw Materiałowych comiesięcznych informacji o ilości i strukturze produkcji i importu oraz o ilości i strukturze tworzonych i magazynowanych zapasów obowiązkowych paliw ciekłych w terminie 30 dni od upływu ostatniego dnia miesiąca, którego dotyczy przekazywana informacja. warto zaznaczyć, że budowa obowiązkowych zapasów paliw płynnych nie pozostanie bez wpływu na sytuację na rynku. Oczywiście zaletami wzrostu zapasów jest wzrost stabilizacji połączony ze wzrostem bezpieczeństwa energetycznego państwa. Radykalnie maleje ryzyko wystąpienia niedoborów paliw, co mogłoby mieć negatywny wpływ głównie na gospodarkę narodową.

Z drugiej strony koszty tworzenia dodatkowych zapasów w pełni poniosą operatorzy rynkowi, co zostanie wprost przeniesione na cenę paliw płaconą przez konsumentów przy dystrybutorze.

Wymagania dotyczące paliw ciekłych były określane w normach na podstawie ustawy z 3 kwietnia 1993 r. o normalizacji (Dz. U. nr 55, poz. 251) i wprowadzane do obowiązkowego stosowania na podstawie Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 września 1999 r. w sprawie wprowadzania obowiązku stosowania niektórych Polskich Norm (Dz. U. nr 80, poz. 911). Od 1 stycznia 2003 r. obligatoryjność Polskich Norm została zniesiona. Wymagania jakościowe odnoszące się do paliw silnikowych zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 grudnia 2002 r. w sprawie szczegółowych wymagań jakościowych dla niektórych paliw ciekłych (Dz.U. z 2002 r. nr 229, poz. 1918) implementującym wymagania następujących dyrektyw:

- Dyrektywa 98/70/WE z 3 października 1998 r. w sprawie jakości benzyny i oleju napędowego (zmieniająca Dyrektywę 93/12/EWG),
- Dyrektywa 99/32/WE z 26 kwietnia 1999 r. dotycząca zmniejszenia zawartości siarki w niektórych paliwach ciekłych (poprawiająca Dyrektywę 93/12/EWG),
- Dyrektywa 2000/71/WE z 7 listopada 2000 r. w sprawie dostosowywania metod pomiarowych, określonych w załącznikach I, M, III i IV Dyrektywy 98/70/WE, do postępu technicznego, jak to przewidziano w art. 10 tej dyrektywy.

W celu ograniczenia emisji dwutlenku siarki, spowodowanej spalaniem niektórych rodzajów paliw płynnych pochodzenia naftowego, zostały określone wymagania jakościowe dla olejów opałowych ciężkich i lekkich, zgodnie z dyrektywą Rady 1999/32/WE. By zapewnić skuteczność tym postanowieniom, istnieje obowiązek monitorowania emisji, pobierania i sprawdzania próbek na zawartość w nich siarki.

Zasady dotyczące gazu ziemnego regulowane są przez następujące dyrektywy:

- Dyrektywa podstawowa w tym zakresie to Dyrektywa 70/220/EWG z 20 marca 1970 r w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczeniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz. Urz. WE L 76, 06.04.1970). Pozostałe to
- Dyrektywa 88/436/EWG z 16 czerwca 1988 r uzupełniająca Dyrektywę 70/220/EWG z 20 marca 1970 r. w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczeniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz.Urz.WEL214,06.08.1988)

- Dyrektywa 89/458/EWG z 18 lipca 1989 r. wprowadzająca ze względu na Europejskie standardy emisji dla samochodów o pojemności silnika poniżej 1,4 litra, poprawkę do Dyrektywy 70/220/EWG z 20 marca 1970 r. w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczaniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz. Urz. WE L 226,03.08.1989)
- Dyrektywa 91/441/EWG z 26 czerwca 1991 r. wprowadzająca poprawkę do Dyrektywy 70/220/EWG 120 marca 1970 r. w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczaniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz. Urz. WEL242,30.08.1991)
- Dyrektywa 93/59/EWG z 28 czerwca 1993 r. wprowadzająca poprawkę do Dyrektywy 70/220/EWG z 20 marca 1970 r. w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczaniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz.Urz.WEL186,28.07.1993)
- Dyrektywa 94/12/WE z 23 marca 1994 r. dotycząca środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczaniu powietrza gazami przez pojazdy silnikowe i wprowadzająca poprawkę do Dyrektywy 70/220/EWG z 20 marca 1970 r. w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczaniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz. Urz. WE L100,19.04.1994)
- Dyrektywa 96/69/WE z 8 października 1996 r. wprowadzająca poprawkę do Dyrektywy 70/220/EWG z 20 marca 1970 r. w sprawie zbliżania przepisów prawa państw członkowskich dotyczących środków, które powinny zostać podjęte przeciwko zanieczyszczaniu powietrza gazami z pojazdów silnikowych (Dz. Urz. WE L 291, 28.10.2002)

Problematyka dotycząca emisji substancji zanieczyszczających z pojazdów samochodowych uregulowana jest wieloma dyrektywami (patrz ramka) wprowadzającymi szczegółowe wymagania co do dopuszczalnych emisji związków chemicznych. Prawo wspólnotowe określa wymagania techniczne dotyczące konstrukcji silników pojazdów, które mają na celu ograniczanie emisji gazów wydechowych.

Limity emisji zanieczyszczeń zawartych w spalinach zależą m.in. od kategorii pojazdu. Ze względu na dostosowanie do postępu technicznego podlegają one zmianom.

W celu uwzględnienia wymogów wynikających z prawa wspólnotowego konieczna będzie nowelizacja rozporządzenia w sprawie homologacji pojazdów lub nowe rozporządzenie.

Od czasu wydania w 1996 r. Dyrektywy 96/92/WE dotyczącej jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (DE – tzw. dyrektywa elektroenergetyczna) oraz dwa lata później Dyrektywy 9 8/3 O/W E dotyczącej jednolitych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego (DC – tzw. dyrektywa gazowa) Komisja Europejska konsekwentnie dąży do utworzenia funkcjonującego w ramach państw członkowskich UE jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Dyrektywy te zostały określone mianem „rynkowych”, gdyż mają one doprowadzić do liberalizacji rynków, na których tradycyjnie funkcjonowały bądź nadal funkcjonują monopole naturalne.

Kwestie objęte dyrektywami rynkowymi są w Polsce regulowane ustawą Prawo energetyczne oraz wydanymi do niej rozporządzeniami wykonawczymi. Projekt ustawy powstawał równocześnie z projektem DE i ustawodawcy starali się, aby w miarę możliwości był on zgodny z rozwiązaniami wspólnotowymi. Miało to ułatwić późniejsze procesy dostosowawcze do wymagań UE. Nie udało się jednak uniknąć pewnych rozbieżności, ale nie były one istotne i wynikały raczej ze specyfiki modelu polskiego rynku energii.

W lipcu 2002 r. została przyjęta nowelizacja Prawa energetycznego, której celem było wyeliminowanie istniejących niezgodności prawa polskiego z prawem wspólnotowym. W praktyce oznacza to, iż wszystkie elektrownie gazowe, bez względu na wielkość, uzyskują prawo wyboru dowolnego dostawcy gazu ziemnego, a zatem możliwość poszukiwania najtańszego źródła zaopatrzenia.

Przystąpienie Polski do UE spowoduje też zmiany w przepisach dotyczących przejrzystości w rachunkowości. Zgodnie ze zmienionymi regulacjami prawnymi, przedsiębiorstwa energetyczne, które nie są zobowiązane do publikowania swoich sprawozdań finansowych, są teraz zobligowane do publicznego ich udostępniania (w siedzibie firmy).

Obecnie funkcjonują w Polsce dwie ceny węgla kamiennego: cena na rynek polski oraz cena węgla energetycznego przeznaczonego do wytwarzania energii elektrycznej na eksport. Druga z nich jest niższa od ceny rynkowej węgla. Wraz z wejściem Polski do UE cena węgla będzie musiała zostać dostosowana do cen rynkowych, w przeciwnym bowiem razie Polsce zagrożą postępowania o naruszenie zasad uczciwej konkurencji. Dostosowania mechanizmów cenowych będą pod szczególną obserwacją eksporterów energii elektrycznej oraz państw, które utrzymują wydobycie węgla.

Podwyższenie cen węgla energetycznego wpłynie bezpośrednio na wzrost cen energii elektrycznej na eksport. Elektrownie, chcąc zachować swą przewagę konkurencyjną, będą zmuszone do skompensowania wzrostu cen surowca w inny sposób.

Zgodnie z Dyrektywą 2001/77/WE w sprawie promocji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, każde państwo członkowskie zobowiązane zostało do osiągnięcia do roku 2010 odpowiedniego udziału tzw. zielonej energii elektrycznej w całkowitym bilansie wytwarzanej energii elektrycznej. Odpowiednie wskaźniki uzgodnione zostały również z państwami kandydackimi. Dla Polski wskaźnik wynosi 7,5%. Jest to cel ambitny. Jego realizacja powinna wymusić odpowiednie zmiany w bilansie energetycznym. Polska, aby zrealizować wyznaczony wskaźnik, będzie zmuszona do zastosowania odpowiednich programów wspierających. Również te zobowiązania zwiększą presję konkurencyjną, zwłaszcza na rynku energetyki „konwencjonalnej”. Penetracja zielonej energii będzie się bowiem odbywać kosztem węgla. Trudno oszacować horyzont czasowy zmian, gdyż omówione wyżej wskaźniki mają obecnie jedynie charakter nieobowiązkowy. Warto jednak podkreślić, iż Komisja będzie miała prawo oceny wypełnienia celów wskaźnikowych oraz zaproponowania działań, do których państwa członkowskie (w tym Polska) zostaną już zobligowane pod groźbą kar finansowych. Z drugiej strony wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii sianowi szansę dla przedsiębiorstw, które mogą się pojawić na rynku wytwórców jako nowe podmioty. Znając politykę energetyczną Komisji Europejskiej, której państwa członkowskie muszą się trzymać, można przewidzieć kierunek zmian także w Polsce. Polityka staje się w ten sposób bardziej przewidywalna, a ryzyko inwestycyjne, w tym przypadku dotyczące energetyki odnawialnej, jest obciążone mniejszymi obawami.

W związku ze zmianą rynku zorientowanego na producenta, na którym elektrownie mają zagwarantowany na podstawie umów długoterminowych zbyt energii elektrycznej w długim okresie, na rynek konsumenta, gdzie wytwórcy będą zmuszeni do konkurowania o jego względy, zachodzi potrzeba zmian w przedsiębiorstwach wytwórczych. Podmioty, które będą w stanie w szybkim tempie dostosować się do reguł wolnego rynku, będą mogły nie tylko utrzymać dotychczasowych klientów, ale uzyskają możliwość sprzedaży swojego towaru na jednolitym Rynku.

W celu wprowadzenia konkurencji na rynek wytwarzania konieczne jest ustanowienie przejrzystych reguł dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. To właśnie od tego zależy, czy rynek zostanie otwarty w praktyce, czy też liberalizacja będzie fikcją.

Wspomniana wyżej zasada TPA oddziałuje na wszystkich uczestników rynku, jednakże obowiązek jej zastosowania spoczywa wyłącznie na przedsiębiorstwach przesyłowych i dystrybucyjnych. To one mają obowiązek zapewnić wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenia usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranej przez te podmioty dostawcy energii elektrycznej.

Jasne reguły ustalenia opłat przesyłowych są potrzebne do eliminacji zjawiska subsydiowania skrośnego, które polega na tym, iż straty poniesione na niedochodowych rodzajach działalności są pokrywane z innych źródeł, przynoszących odpowiednie zyski. W praktyce umiejętnie manipulowanie cenami w różnych segmentach działalności może powodować eliminację konkurencji.

Postęp cywilizacyjny oraz nierozzerwalnie związany z nim wzrost konsumpcji powodują powstawanie coraz większych ilości odpadów komunalnych i przemysłowych. Odpady te są powodem szeregu problemów we wszystkich krajach świata. Zapobieganie ich nadmiernemu powstawaniu w pierwszej kolejności, następnie ich racjonalne wykorzystanie i w ostateczności bezpieczne unieszkodliwienie stanowią jedno z najważniejszych wyzwań stawianych współczesnej myśli technicznej. Trzeba pamiętać, że w hierarchii ekologicznych preferencji unieszkodliwianie jako metoda proekologicznego postępowania z odpadami jest zawsze umieszczona niżej niż ich wykorzystanie.

W ośrodkach zurbanizowanych problem ten występuje w sposób spotęgowany w wyniku zagęszczenia ludności na stosunkowo niewielkim obszarze. W warunkach takich występuje bardzo duża ilość odpadów zarówno komunalnych jak i produkcyjnych.

Obecnie w rozwiniętych krajach świata stosuje się szereg, ciągle unowocześnianych, technologii utylizacji odpadów. Najpowszechniejszą metodą utylizacji odpadów jest ich spalanie, które może być prowadzone w różnych procesach, np. spalanie bezpośrednie w komorze z rusztem stałym, ruchomym czy też obrotowym, spalanie fluidyzacyjne, spalanie w piecach obrotowych itd.

Tak więc odpady komunalne i przemysłowe lub ich mieszaniny zarówno w stanie stałym jak i ciekłym mogą być paliwami alternatywnymi (zastępczymi, wtórnymi) wykorzystywanymi w przemyśle jako zamiennik paliw konwencjonalnych. Energię chemiczną zawartą w odpadach można określić poprzez podanie wartości opałowej.

O wielkości wartości opałowej decydują:

- zawartość substancji palnych (organicznych),
- zawartość substancji mineralnych (popiołu),
- zawartość wilgoci.

Te trzy główne czynniki decydują o charakterystyce energetycznej odpadów, która może być zilustrowana za pomocą trójkąta Tannera [29].

Odpady mogą się palić samodzielnie, tzn. bez wspomagania surowcami energetycznymi wówczas, gdy zawartość wilgoci nie przekracza 50%, zawartość części palnych wynosi powyżej 25%, a zawartość substancji mineralnej nie przekracza 60%.

Polska norma PN-93/Z-15008/01 określa podstawowe badania dotyczące właściwości paliwowych odpadów. Są to:

- oznaczanie ciepła spalania i wartości opałowej,
- oznaczanie wilgotności całkowitej,
- oznaczanie zawartości części niepalnych i palnych,
- oznaczanie węgla i wodoru,
- oznaczanie składników agresywnych (tlenki azotu, dwutlenek siarki, chłorowódór).

W literaturze technicznej zarówno zagranicznej jak i krajowej jest wiele opracowań podających wartość opałową odpadów najczęściej stosowanych jako paliwa alternatywne. W tabeli 2 zamieszczono szacunkowe wartości opałowe odpadów, które są stosowane jako paliwa alternatywne.

Odpady można najogólniej podzielić na:

- Odpady przemysłowe,
- Odpady komunalne.

Natomiast odpady komunalne, można podzielić jeszcze na 2 grupy:

- A₁. Odpady typu BIO (biologicznie degradowane, utylizowane przez kompostowanie),
- B₂. Odpady przemysłowe.

Odpady przemysłowe sklasyfikowane w podgrupie B₂, możemy podzielić odpowiednio na:

- gruz i ceramika (nieorganiczne),
- metale,
- odpady, będące pochodną przemysłu chemii organicznej, czyli te, które nadają się do termicznej utylizacji.

Natomiast odpady ujęte w systematyce jako podgrupa A₁, to odpady resortowe, które nie zalegają na wysypiskach gruntowych i miejskich, lecz zalegają na składowiskach i hałdach (hut i kopalń, itp). Tak więc nie muszą to być odpady organiczne

W odniesieniu do problematyki stanowiącej meritum niniejszej pracy magisterskiej, interesujące są odpady pochodne przemysłu chemii organicznej, a więc głównie takie jak: gumy, farby, lakiery, tworzywa sztuczne, a częściowo odpady medyczne. Oczywiście do grupy odpadów palnych trzeba jeszcze zaliczyć drewno, papier i tekturę.

Udział tego typu odpadów, nadających się do termicznej utylizacji (w procesach spalania i pirolizy), można określić w morfologii odpadów komunal-

nych naszych miast i gmin, jako rząd w granicach około 36÷40% Technika termicznej utylizacji odpadów sprowadza się do możliwych i znanych w praktyce dwóch procesów:

- procesu spalania,
- procesu pirolizy.

Natomiast piroliza jest procesem częściowej likwidacji substancji organicznej w podwyższonej temperaturze, ale bez dostępu tlenu. Głównym produktem pirolizy jest gaz pizolityczny, będący mieszaniną substancji palnych, o składzie zbliżonym do typowego gazu ziemnego, a więc dominują w nim jako składniki takie gazy jak metan (głównie), wiele innych węglowodorów oraz głównie wodór (H_2), azot (N_2), niewielkie ilości CO (co w warunkach praktyki ruchowej jest nieuchronne). Przykładowy skład chemiczny takiego gazu pizolitycznego, wytworzonego w procesie pirolizy odpadów w utylizatorze pizolitycznym typu WPS, gdzie w większości wsadem do urządzenia były odpady szpitalne, przedstawiono w tabeli 3.

Oczywiście, w praktyce inżynierskiej, spotykamy także takie technologie termicznej utylizacji odpadów, gdzie mamy do czynienia z niepełnym (niestechiometrycznym) dostępem tlenu. Takie pośrednie technologie, także są stosowane, przy czym wydzielające się tu spaliny są jeszcze częściowo palne, zawierając stosunkowo znaczną ilość palnego CO (czadu) i są potem dopalane w tzw. komorze dopalania, właśnie między innymi po to, aby zlikwidować szkodliwy CO (zwany potocznie czadem). Taką właśnie utylizację dla termicznej utylizacji odpadów szpitalnych posiada na przykład Szpital Wojewódzki w Koszalinie [17].

W procesie pirolizy, gaz pirolityczny, można doskonale spalić w odpowiednio do tego celu przystosowanym palniku. Natomiast większym problemem od strony zabezpieczenia, jest wtórny odpad pirolityczny, tzw. koksik, który nie może być składowany luzem, bowiem wymywają się z niego do wód gruntowych substancje smoliste, a więc musi on być składowany w workach foliowych, bądź też dosypywany do mieszanki betonowej, z której tworzy się potem prefabrykaty (płyty lub kostki tzw. POLBRUKU).

Badania zespołu Prof. dr hab. inż. Tadeusza Piecucha z Politechniki Koszalińskiej wykazały, iż dosypywanie tego wtórnego odpadu do mieszanki betonowej jako ewentualnego cementu lub wymiennika żwiru, jest bardzo niewielkie i po przeliczeniu na masę całej mieszanki betonowej, ilość tego odpadu w mieszance, może stanowić niewiele ponad 1% jej masy, przy założeniu zachowania najbardziej liberalnej normy (np. kostki POLBRUK-u dla dróg III kategorii i chodników, wynoszącej 20 MPa. Cena kostki POLBRUK-u, to rząd około 10 gr.) [17].

Tabela 3. Analiza chemiczna gazu pirolitycznego po termicznej utylizacji odpadów (z przewagą odpadów szpitalnych) w urządzeniu typu WPS [17]**Table 3.** Chemical analysis of gas from pyrolytic hospital waste utilization in WPS type device [17]

Związek	zawartość [%]
wodór H ₂	około 10,26
tlen O ₂	około 0,62
azot N ₂	około 3,26
tlenek węgla CO	około 1,60
dwutlenek węgla CO ₂	około 6,80
metan CH ₄	około 20,30
eten C ₂ H ₄	około 11,10
etan C ₂ H ₆	około 10,00
propen C ₃ H ₆	około 12,60
buten C ₄ H ₈	około 0,09
i-buten C ₄ H ₈	około 0,33
i-buten C ₄ H ₁₀	około 5,80
butan C ₄ H ₁₀	około 0,18
i-penten C ₅ H ₁₀	około 0,87
pentana C ₅ H ₁₀	około 3,88
i-penten C ₅ H ₁₂	około 3,80
hexan C ₆ H ₁₂	około 0,06
i-hexan C ₆ H ₁₂	około 2,18
hepten C ₇ H ₁₄	około 3,26
i-hepten C ₇ H ₁₄	około 0,05
i-hepan C ₇ H ₁₆	około 0,25
benzen C ₆ H ₆	około 2,50
i-oktan C ₈ H ₁₈	około 0,99
toluen C ₇ H ₈	około 1,10

Proces pirolizy zależnie od rodzaju wsadu odpadów daje rząd wielkości 4÷8% masy wtórnego odpadu, tzw. koksiku, wobec masy pierwotnej, czyli masy wsadu do procesu pirolizy. Natomiast proces spalania odpadów, czyli utleniania w wysokiej temperaturze, łączy się nie tylko z problemem powstawania żużlu, który stanowi najczęściej 20÷25% masy wsadu, ale przede wszystkim łączy się z problemem konieczności oczyszczania spalin, a także wykorzystania ciepła tych spalin, gdyż zasadniczo można wówczas mówić o utylizacji, czyli wykorzystaniu odpadów. Taka instalacja oczyszczania spalin, to szereg procesowych węzłów następujących po sobie, ale przede wszystkim to następujące

węzły technologiczne. Z takiej instalacji oczyszczania spalin, otrzymujemy szereg odpadów (żużle z pieca spalarni, pyły z odpylaczy, gips i siarczany metali z uławiania SO_2 i jonów metali; ściek typu solanki z uławiania chlorowodoru i fluorowodoru, zużyte katalizatory z redukcji NO_x , tj. tlenki tytanu, molibdenu, wolframu, amalgamaty z uławiania rtęci i wreszcie jako odpad zużyty sorbent, najczęściej węgiel aktywny. Jeśli przyjmiemy masę wsadu równą 100%, to można w przybliżeniu przyjąć, że w wyniku procesu oczyszczania spalin, łącznie z żużlem z pieca, otrzymamy około 30% masy wtórnych odpadów. Dlatego wprowadzając w praktykę termiczną utylizację odpadów trzeba pamiętać o kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych takich technologii [17].

Paliwami alternatywnymi (wtórnymi, zastępczymi) mogą być odpady stałe i ciekłe, komunalne i przemysłowe stosowane w zakładach przemysłowych i energetycznych jako zamiennik paliw konwencjonalnych.

Pojęcie paliw alternatywnych funkcjonuje od kilkunastu lat. Udział tych paliw w globalnym rynku energii rośnie.

W krajach Europy Zachodniej i w Polsce zostały opracowane specjalne paliwa alternatywne, które stanowią mieszaninę różnego rodzaju odpadów. Wymienić tutaj należy:

- paliwo RDF,
- paliwo BRAM,
- paliwo zastępcze nazywane brykietami,
- stałe paliwo zastępcze,
- paliwo emulsyjne ropopochodne.

Doświadczenia państw takich jak np. Finlandia, Niemcy czy Austria wykazały, że paliwa alternatywne mogą być stosowane w:

- zakładach energetycznych (paleniska rusztowe, kotły fluidalne),
- siłowniach przemysłowych (paleniska rusztowe, kotły fluidalne),
- cementowniach (piece obrotowe),
- innych zakładach przemysłowych stosujących procesy wysokotemperaturowe jak np. cegielnie.

Zakłady te wprowadzając spalanie paliw alternatywnych muszą być odpowiednio przystosowane technologicznie. Niezbędne jest również prowadzenie monitoringu ciągłego.

Przemysłem szczególnie predysponowanym do spalania paliw alternatywnych jest przemysł cementowy. W Polsce od kilku lat są spalane odpady w cementowniach.

Niemal każdy rodzaj działalności człowieka zarówno bytowy jak i produkcyjny związany jest z zużyciem paliwa, a mianowicie, z jego spalaniem. Przemysł, energetyka, transport i inne branże techniczne wykorzystując energię

paliwa emitują do atmosfery spaliny zawierające setki wysokotoksycznych związków chemicznych, począwszy od przysłowiowego tlenku węgla do cyklicznych aromatycznych węglowodorów o potwierdzonym działaniu nowotworczym. Wiele z tych substancji w atmosferze włącza się do naturalnych procesów transformacji często nawet zwiększając wpływ na ogólny poziom zanieczyszczenia powietrza. Nie ma żadnego sposobu na uniknięcie emisji szkodliwych składników wraz ze spalinami, jednak ilość tych związków ściśle związana jest nie tylko z ilością spalanego paliwa, czyli z efektywnością jego zużycia, a również z jakością spalania, czyli z całym przebiegiem fizykochemicznych procesów w paleniskach kotłów.

Za główny naukowo-techniczny problem w dziedzinie udoskonalenia spalania paliwa należy uznać konieczność jednoczesnego rozwiązywania skomplikowanych i nierzadko nawzajem sprzecznych zagadnień podwyższenia ekonomiczności zużycia paliwa i zmniejszenia zanieczyszczenia atmosfery szkodliwymi produktami spalania. We współczesnej terminologii naukowo-technicznej ten kierunek badań definiuje się jako zagadnienie energo-ekologicznej optymalizacji spalania paliwa [*Ocena współczesnych tendencji zanieczyszczenia środowiska naturalnego*. Rocznik Ochrona Środowiska. Tom 1. s. 137÷140. Koszalin, 1999.

Problemy podwyższenia sprawności zużycia paliwa i zmniejszenia emisji szkodliwych składników do atmosfery najbardziej dostrzega się w tych branżach, gdzie duże ilości paliwa spala się w stosunkowo niewielkich urządzeniach znajdujących się w obrębie strefy mieszkaniowej miast i osiedli. Do grupy tych urządzeń należy zaliczyć przede wszystkim kotłownie w sektorze bytowo-komunalnym i kotłownie o przeznaczeniu przemysłowym wyposażone w kotły o mocy 2÷20 MW.

Głównymi szkodliwymi substancjami powstającymi przy spalaniu paliwa organicznego są tlenki azotu i siarki, tlenek i dwutlenek węgla, sadza oraz substancje nowotworcze. Biorąc pod uwagę toksyczność jak i objętość emisji wkład NO_x można oszacować jako 30÷35% w całkowitym zanieczyszczeniu powietrza miast [Szarowski A.: *Technologia redukcji emisji NO_x metodą dozowanego skierowanego balastowania płomienia*. Rocznik Ochrona Środowiska. Tom 3. s. 51÷73. Koszalin, Polska, 2001.]. Następne miejsca zajmują SO_2 , CO, zanieczyszczenia stałe i inne substancje szkodliwe. Można stwierdzić, że sumaryczna emisja tlenku i dwutlenku azotu wyznacza poziom ekologicznej doskonałości kotłów zwłaszcza przy spalaniu paliwa gazowego.

Teoria powstania tlenków azotu w płomieniu palącego się paliwa znajduje się w ciągłym rozwoju jednak obecnie można definitywnie wyróżnić trzy główne mechanizmy powstania NO_x : „termiczny” (według teorii Zeldowicza) i „szybki” (ang. „prompt”) z azotu powietrza, oraz „paliwowy” z azotu zawartego w związkach paliwa [3]. Przy spalaniu gazu ziemnego w paleniskach ko-

tłów powstanie tlenku azotu przebiega przez „termiczny” i „szybki” mechanizm. Przy spalaniu mazutu i oleju znaczna ilość NO_x może powstawać przez „paliwowy” mechanizm (w zależności od zawartości azotu w paliwie).

Sposobem na zmniejszenie intensywności powstawania „termicznych” NO_x jest obniżenie maksymalnej temperatury spalania i stężenia wolnego tlenu w strefie reakcyjnej. Emisja „szybkich” i „paliwowych” NO_x słabo zależy od temperatury, ale silnie – od nadmiaru powietrza. Jednak zmniejszenie temperatury i nadmiaru powietrza w jądrze płomienia nie powinno powodować powstania produktów nie zupełnego spalania. Powyższe fakty w znacznym stopniu wyznaczają autorską koncepcję rozwiązywania problemu energo-ekologicznej optymalizacji spalania paliwa.

Literatura do części I oraz II

1. **Ney R.:** *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*. Energetyka nr 9, 2001. Materiał zaprezentowany na konferencji „Problemy bezpieczeństwa energetycznego w Polsce”, zorganizowanej przez Federację Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych i Polski Komitet Naukowo-Techniczny FSNT NOT ds. Gospodarki Energetycznej, Warszawa 6 grudnia 2001.
2. *Funkcjonowanie kompleksu paliwowo-energetycznego w świetle Prawa Energetycznego oraz nowych przepisów ochrony środowiska*. Materiały z XIII Konferencji z cyklu: „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej, Zakopane 1999”, [w:] „Sympozja i Konferencje”, nr 39, wyd. IGSMiE PAN, Kraków 1999.
3. **Błaszke W., Mokrzycki E.:** *Węgiel koksowy na rynkach światowym i krajowym*. Katowice 1989.
4. *Formuły cenowe węgla kamiennego zmodyfikowane do wymogów sprawozdawczości Unii Europejskiej*. pr. zb. pod red. **Błaszke W., Ney R.**, w: „Studia, Rozprawy, Monografie” nr 57, Wyd. Centrum PPGSMiE Kraków
5. **Mokrzycki E.:** *Rachunek kosztów w zakładzie przeróbki węgla kamiennego*. Kraków 2001.
6. **Hycnar J.J., Mokrzycki E.:** *Technologie czystego węgla – odsiarczanie i demineralizacja za pomocą silnych zasad*. „Studia, Rozprawy, Monografie” nr 40, Wyd. Centrum PPGSMiE Kraków 2000.
7. **Lorenz U.:** Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego, w: „Studia, Rozprawy, Monografie” nr 64, Wyd. Centrum PPGSMiE Kraków
8. *Problemy kompleksowego wykorzystania surowców mineralnych*. Pr. zb. pod red. **E. Mokrzyckiego** Studia i Rozprawy, nr22, wyd. Centrum PPGSMiE Kraków 1992.
9. *Technologie czystego węgla na etapie przeróbki i przygotowania węgla do procesu użytkowania*, Pr. zb. pod red. **E. Mokrzyckiego**, Studia i Rozprawy, nr35, wyd. Centrum PPGSMiE Kraków 1994.
10. **Piecuch T., Nawrocki J.:** *Studium techniczno-ekonomiczne budowy zakładów przeróbki mechanicznej węgla pod ziemią na dużych głębokościach*. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej nr 473, Gliwice 1976.

11. **Blaschke W.:** *Problemy produkcji czystych energetycznych węgla kamiennych.* Zeszyty Naukowe Wydziału Budownictwa i Inżynierii Środowiska Politechniki Koszalińskiej, Seria: Inżynieria Środowiska, nr21, Koszalin 2004.
12. **Koniecznyński J., Waluś J.:** Katedra Ochrony Atmosfery, Politechnika Śląska, Gliwice, Materiały konferencyjne przedstawione na XIV Krakowskiej Konferencji „Przeróbka kopalni – Kraków 1980”. Kraków 1980.
13. **Kubica K.:** Instytut Przeróbki Chemicznej Węgla-Zabrze. Materiały konferencyjne przedstawione na V Konferencji Naukowo-Technicznej, „Ochrona Powietrza”, 22÷24.04.1998.
14. **Piecuch T.:** *Utylizacja odpadów przemysłowych.* Wyd. WSI Koszalin 1996.
15. **Piecuch T.:** *Termiczna utylizacja odpadów i ochrona powietrza przed szkodliwymi składnikami spalin.* Koszalin 1998.
16. **Piecuch T.:** *Termiczna utylizacja odpadów – wdrażać czy nie?* PAN, Szczecin 1999.
17. *Analiza pracy spalarni odpadów Szpitala Wojewódzkiego w Koszalinie – spaliny, ścieki, wtórny opad.* pr. zb. pod red. nauk.: **T. Piecucha**, Rocznik Ochrona Środowiska, Tom 5, Koszalin 2003.
18. **Mokrzycki E.:** *Rachunek kosztów w zakładzie przeróbki węgla kamiennego.* Kraków 2001.
19. **Piecuch T., Juraszka B., Dąbek L.:** *Spalanie i piroliza odpadów oraz ochrona powietrza przed szkodliwymi składnikami spalin.* Koszalin 2002.
20. **Mokrzycki E., Elias-Bocheńczyk A.:** *Możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako paliw alternatywnych.* Zeszyty Naukowe Wydziału Budownictwa i Inżynierii Środowiska Politechniki Koszalińskiej, nr 21, seria: Inżynieria Środowiska, Koszalin 2004.
21. **Piontek F.:** *Koncepcja mnożnika IV wyzwaniem dla ekonomii i techniki.* Zeszyty Naukowe Wydziału Budownictwa i Inżynierii Środowiska Politechniki Koszalińskiej, seria: Inżynieria Środowiska, nr 21, Koszalin 2004.
22. **Bąkowski K.:** *Gazyfikacja. Gazociągi, stacje redukcyjne, instalacje i urządzenia gazowe.* Warszawa 1999, s. 178.
23. **Piontek B., Piontek F., Piontek W.:** *Ekorozwój i narzędzia jego realizacji.* Wyd. Ekonomia i Środowisko, Warszawa 2003.
24. **Piecuch T.:** *Ekonomiczne aspekty termicznej utylizacji odpadów.* Zeszyty Naukowe Wydziału Budownictwa i Inżynierii Środowiska Politechniki Koszalińskiej, nr 20, seria: Inżynieria Środowiska, Koszalin 2001.

Fuels of the Energy Sector and Organic Chemistry Waste as an Alternative Fuel and Environment Protection in Poland in the Light of Regulations of the European Union

Part II. Fuel Economy and Implementation of European Union Directives

Abstract

In the light of developing in the nineties structure of primal energy, so-called energetic self-sufficiency coefficient in Poland is decreasing from around 1 in the years 1980÷1995 to 0,8 in 2000 and to about 0,6 in the perspective of 2020. It is a result of making smaller usage of coal, of which resources however are considerable in the country and rise share of hydrocarbons, of which domestic resources are little not to say small.

According to 2001/77/WE Directive in the matter of promotion of electric energy from renewable sources, every membership state is obliged to achieve to year 2010 the suitable participation of so-called green electric energy in total balance of electric energy manufactured. Appropriate coefficients were also agreed with candidate states. The index amounts 7.5% for Poland. It is ambitious purpose. Its realization should extort proper changes in the energy balance. Poland in order to fulfil the outlined coefficient will be forced to apply suitable supporting programs. These obligations will also increase the rival pressure, especially on market of the “conventional” power industry. Because the penetration of the green energy will be taking place on the cost of coal. It is difficult to estimate the temporal range of changes because discussed coefficient have only optional character at present. It is worthwhile however emphasizing that the Commission will have the right to assess fulfilment of coefficient purposes and suggest actions, which membership states (including Poland) will already be obligated to fulfil under threat of financial punishments. On the other hand supporting the development of the renewable sources of energy is a chance for companies which can turn up to the market of producers as new subjects. Knowing the energy politics of European Commission, which membership states must hold on to, it is possible to predict direction of changes also in Poland. The politics is becoming more predictable this way, and investment risk, in this case concerning the renewable energetics, is burdened with smaller anxieties.

At present in developed countries of the world, a series of updated continuously technologies of waste utilisation is applied. The most common is burning which can be led in different processes e.g. direct burning in the chamber, rotational, fluidal burning, etc. There are also other methods of thermal utilisation of waste, such as pyrolysis or utilisation in plasma couple.

So domestic and industrial waste or their mixtures both in the solid as well as liquid state can be alternative fuels (substitute, secondary) used in the industry as the substitute of conventional fuels.