

Adam Kupczyk,
WIP SGGW, IEO Sp. z o.o., członek Krajowej Izby Biopaliw

Izabela Wielewska
Wyższa Szkoła Humanistyczno-Ekonomiczna w Łodzi

Stan obecny i perspektywy wykorzystania biopaliw transportowych w Polsce na tle UE

Część III²⁾

Instrumenty wsparcia rozwoju biopaliw

Pierwszy kryzys energetyczny, który miał miejsce na początku lat 70. ubiegłego stulecia uświadomił fakt, że środowisko, w jakim żyje człowiek ulega ciągłej degradacji, a ponadto nadal wzrasta wydobycie kopalnych źródeł energii, których zasoby nie są niewyczerpywalne, a atrybutem ich eksploatacji są m.in. gazy cieplarniane, pogarszające jakość życia. Ograniczone zasoby nośników kopalnych wpłynęły na wzrost zainteresowań innymi nośnikami, w tym biopaliwami transportowymi – zaliczanymi do odnawialnych źródeł energii – powstałymi w procesie konwersji biomasy [1–3].

Wprawdzie rynek biopaliw transportowych w skali świata szacowany jest obecnie na ok. 20 mld USD, wobec kilku tysięcy mld USD rynku paliw tradycyjnych [4], to polityka energetyczna, ekologiczna i regionalna Unii Europejskiej przyznała wysoki priorytet odnawialnym źródłom energii, w tym biopaliwom transportowym. Początek bieżącej dekady zaowocował wieloma ważnymi dyrektywami UE w zakresie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na europejskim rynku energii elektrycznej. Były to: Dyrektywa 2001/77/EC promocji biopaliw transportowych (projekt z 2001 r., zaakceptowany w 2003 r.) oraz Dyrektywa 2003/30/EC [5], której towarzyszyła Dyrektywa 2003/96/EC, znowelizowana w 2004 r. przez Dyrektywę Rady Europy 2004/74/EC w zakresie możliwości stosowania przez określone Państwa Członkowskie czasowych zwolnień lub obniżek opodatkowania na produkty energetyczne i energię elektryczną.

Biopaliwa (zarówno estry, jak i bioetanol) produkowane w krajach UE są i pozostaną wyraźnie droższe od paliw węglowodorowych, produkowanych z ropy naftowej. Jedynie w Brazylii koszt produkcji bioetanolu z trzciny cukrowej jest porównywalny z kosztem produkcji benzyny z ropy naftowej. Z czasem ekonomika produkcji bioetanolu czy estru w UE, w wyniku skali produkcji i innych czynników, może ulec pewnej poprawie, ale nadal paliwa odnawialne pierwszej generacji będą wymagały silnej promocji, dofinansowania i innych narzędzi wsparcia.

Wśród instrumentów wsparcia sektorów biopaliw transportowych można wyróżnić następujące grupy czynników, stosowane lub planowane w wielu krajach do zastosowania.

● Fiskalne-podatkowe

- podatek akcyzowy na paliwa regulowany przez poszczególne państwa, na poziomie nie niższym od minimalnej stawki i różna wysokość podatku VAT, w przypadku biopaliw zwolnienie z podatku akcyzowego (np. Niemcy od 2004 r., obecnie zmiana strategii),
- obniżenie podatku akcyzowego dla paliwa zawierającego biokomponenty; w wielu krajach ulga podatkowa ograniczona jest do określonego biopaliwa i minimalnego stężenia biokomponentu w paliwie silnikowym, zaś w niektórych określono w budżecie maksymalną sumę tej ulgi (bezpośrednio bądź jako całościową kwotę wprowadzonego na rynek biokomponentu).
- częściowa rezygnacja z podatku związanego z emisją CO₂ nałożonego na produkty energetyczne czy podatku na pojazdy firmowe przystosowane do spalania tzw „czystych” paliw,
- programy zwiększonych odliczeń podatkowych, które pozwalają firmom na uzyskanie w pierwszym roku zwolnień podatkowych.

● Kontyngenty

- nakazy prawne zobowiązujące firmy do wprowadzenia określonej ilości biopaliw (zdefiniowanej jako część ogólnej puli paliw); w niektórych krajach (Francja) nakaz ten jest związany z systemem zwolnień podatkowych.

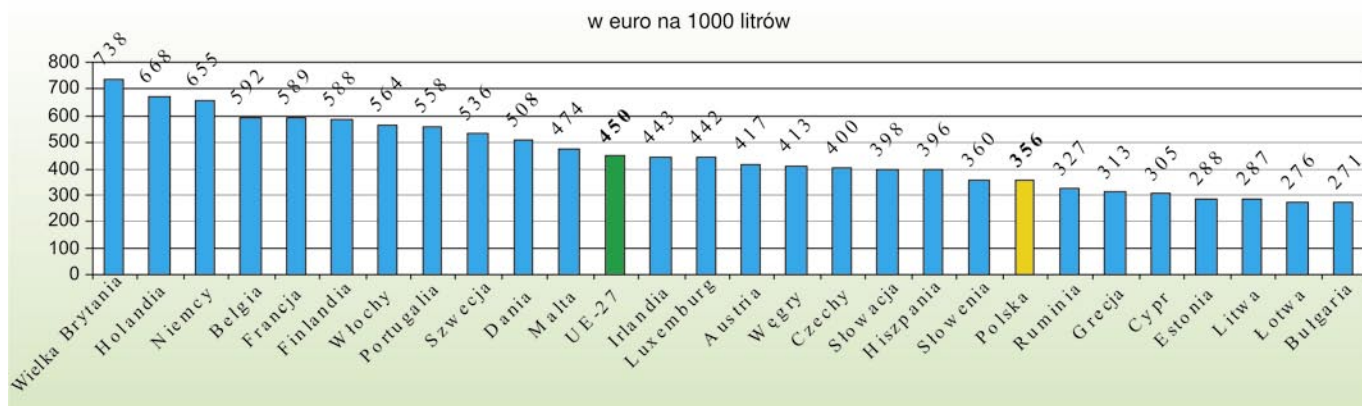
● Bezpośrednie wsparcie dla producentów

- wsparcie dla producentów surowców energetycznych służących do produkcji biopaliw i OZE, co stanowi zachętę dla początkowych ogniw łańcucha biopaliwowego [6] (np. w Polsce 45 euro na 1 ha i rozważane dodatkowo 176 zł/ha),
- wsparcie finalnych producentów biopaliw poprzez bezpośrednią pomoc państwową (np. Czechy).

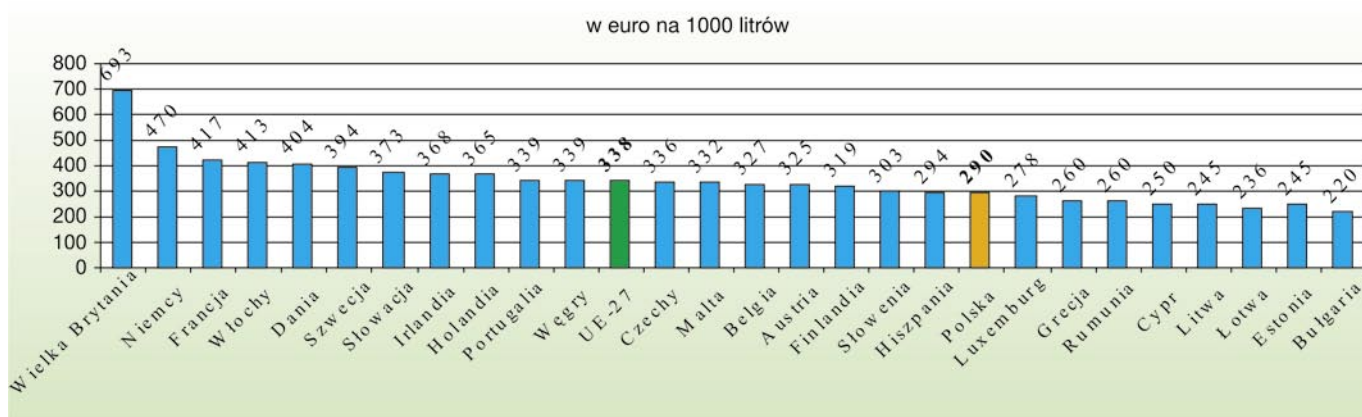
● Wsparcie sfery R&D oraz upowszechnianie biopaliw

- finansowanie projektów badawczych i pilotażowych z budżetu krajowego (10 państw),
- państwa członkowskie prowadzą wraz z zainteresowanymi firmami i organizacjami programy propagujące biopaliwa skierowane do użytkowników; programy te zwracają szczególną uwagę na wysoką jakość biopaliw, opartą na odpowiednich, powszechnie dostępnych przepisach i gwarantowaną przez system kontroli.

Część I ukazała się w *Energetyce* 2006, nr 8, a część II w *Energetyce* 2007, nr 2.



Rys. 1. Wysokość obciążeń akcyzowych dla benzyny bezołowiowej w krajach UE wg stanu na lipiec 2006 r.
Źródło: Komisja Europejska: „Excise duty tables, Part II – Energy products and Electricity”, listopad 2006 r.



Rys. 2. Wysokość obciążeń akcyzowych dla oleju napędowego w krajach UE wg stanu na lipiec 2006 r.
Źródło: Komisja Europejska: „Excise duty tables, Part II – Energy products and Electricity”, listopad 2006 r.

Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono podatek akcyzowy na paliwa ropopochodne w UE.

W tabeli 1 podano zróżnicowane obniżki akcyzy na biodiesel i bioetanol w okresie 2005–2006.

Tabela 1
Obniżki akcyzowe na biopaliwa w wybranych krajach UE, w euro/litr

Kraj	Biodiesel	Bioetanol
Niemcy	0,47	0,65
Francja	0,33	0,38
Austria	0,31	
Szwecja	0,395	0,52
Hiszpania	0,30	0,34
Czechy	0,329	
Polska	0,29	0,375
Wielka Brytania	0,30	0,30

Źródło: Measures for promotion of Biofuels. Premia, a Specific Support Action founded under the 6th Framework Programme.

W związku z umiarkowaną skutecznością systemu wsparcia dla biopaliw kilka państw członkowskich planuje wprowadzenie systemu nakazowego. Nakazy prawne zobowiązują firmy do wprowadzenia określonej ilości biopaliw (zdefiniowanej jako część ogólnej puli paliw). W niektórych krajach (Francja) nakaz ten jest związany z systemem zwolnień podatkowych. Jednak, aby zbliżyć ten system do warunków rynkowych należałoby wprowadzić „zielone certyfikaty”. Oznacza to, że firma zobowiązana byłaby do uzyskania takiego certyfikatu poprzez udokumentowanie wprowadzenia na rynek określonej ilości biopaliw, przy czym certyfikaty mogłyby znajdować się w obrocie na rynku wtórnym (pomiędzy zainteresowanymi firmami).

Wsparcie sektora biopaliw w Polsce

Zwolnienia akcyzowe są najczęstszym i bardzo czułym narzędziem oddziaływania na sektory biopaliwowe, o czym świadczy przykład Polski. Polska ma duży potencjał produkcji biopaliw, (szacowany perspektywicznie w zakresie surowców na 1 mld l i biodiesla i 5 mld l bioetanolu), oraz powiększający się z pewnymi perturbacjami wskaźnik wykorzystania biopaliw począwszy od roku 2004–0,3% (wskaźnik najniższy od 10 lat), potem w kolejnych latach 0,48% i ok. 0,92% w 2006 r.

Produkcja i obrót biokomponentami w latach 2005 i 2006

Wyszczególnienie	2005				2006			
	bioetanol		estry		bioetanol		estry	
	ton	m ³	ton	m ³	ton	m ³	ton	m ³
Biokomponenty wytworzone	88 848	111 948	63 878	72 182	127 796	161 022	90 972	102 798
Sprzedaż biokomponentów:	92 356	116 368	50 721	57 637	131 266	165 395	61 611	69 620
– podmiotom zagranicznym	31 099	39 416	48 599	55 226	37 983	47 858	51 674	58 391
– podmiotom krajowym	61 257	77 183	2 122	2 411	93 283	117 536	9 937	11 228

Źródło: Raport Rynkowy IEO (2007) za: Urzędem Regulacji Energetyki

Produkcję i rozdysponowanie biopaliw w Polsce przedstawiono w tabeli 2.

W okresie 2004–2006 obowiązywały w Polsce dość wysokie progi zwolnień akcyzowych na biopaliwa transportowe, zachęcające do inwestycji i produkcji biopaliw. Był to okres narodzin sektora biodiesla w Polsce; szacowano, że zdolności produkcyjne sektora mogą dojść nawet do 1,5 mln t/rok.

Progi zwolnień akcyzowych wynosiły:

- 1,5 zł/l – za każdy litr biokomponentu w paliwie zawierającym 2–5% biokomponentu,
- 1,8 zł/l – za każdy litr biokomponentu w paliwie zawierającym 5–10% biokomponentu,
- 2,2 zł/l – za każdy litr biokomponentu w paliwie zawierającym powyżej 10% biokomponentu.

W okresie tym sektor biodiesla korzystał ze zwolnień akcyzowych w najwyższej grupie (pow. 10% biokomponentu w biopaliwie, stąd walka o wprowadzenie na rynek za zgodą KE paliwa B-20, z 20-procentowym udziałem biodiesla), czyli 2,2 zł/l.

W badanym okresie bioetanol, którego dolewano wg danych Ministerstwa Finansów średnio ok. 2,5% do etyliny, korzystał ze zwolnień w najniższej grupie 1,5 zł/l.

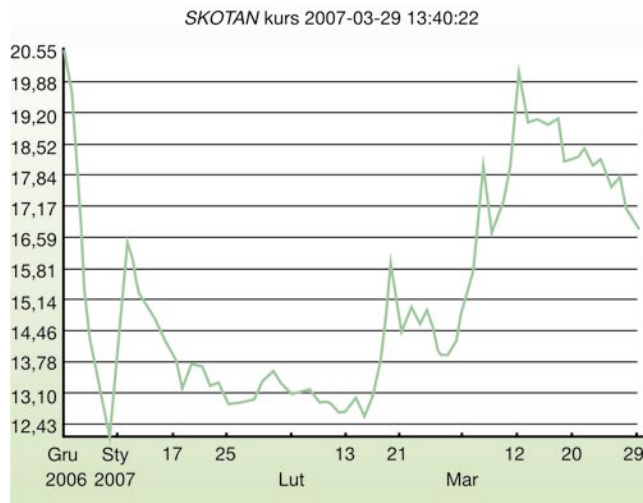
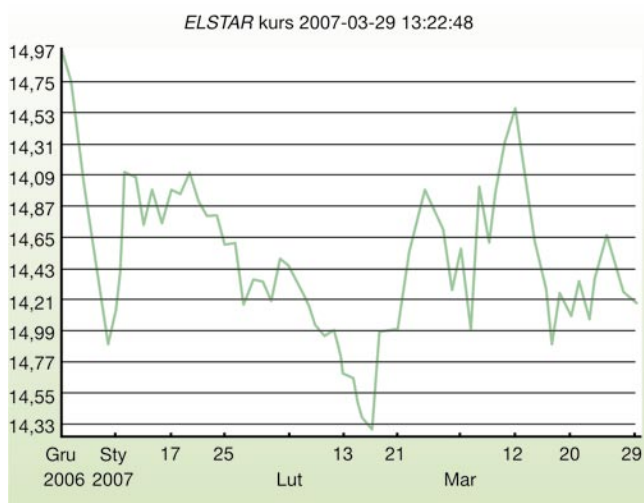
Na podstawie rozporządzenia ministra finansów z 22 grudnia 2006 r., zmieniającego rozporządzenie w sprawie zwolnień akcyzowych od 1 stycznia 2007 r. skasowano progi, a zwolnienia akcyzowe zaproponowano w następującej wysokości:

- 1,0 zł na litr dodanego do oleju napędowego biodiesla,
- 1,5 zł na litr dodanego bioetanol do benzyny.

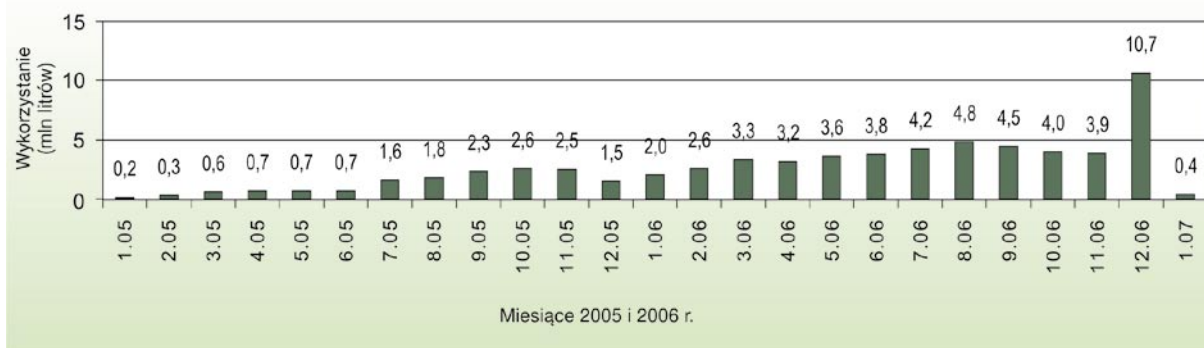
W efekcie tego od 1 stycznia 2007 r. spadły notowania spółek giełdowych zajmujących się biodieslem (rys. 3), zmarginalizowało się wykorzystanie krajowe biodiesla (rys. 4), zmniejszył się i tak zbyt niski wskaźnik wykorzystania biopaliw transportowych w Polsce, ograniczono zatrudnienie (niepokoje, lokalne strajki) i inwestycje w sektor.

Niepokojów takich nie odnotowano w sektorze bioetanolu, w którym zwolnienie akcyzowe zachowano na podobnym poziomie do rzeczywistego z poprzedniego okresu (rys. 5).

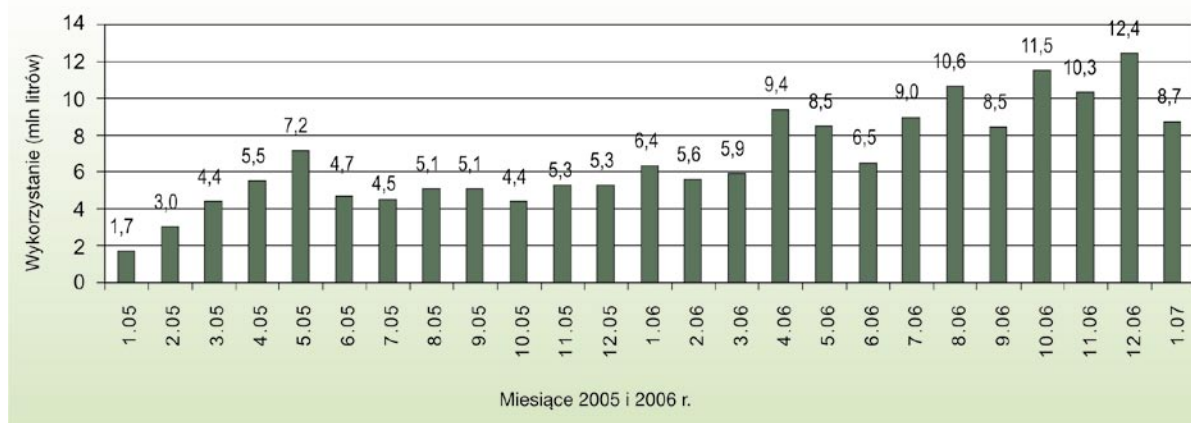
Wg ekspertów sektorowych dla zachowania rentowności produkcji zwolnienie akcyzowe dla biodiesla powinno wynieść nie mniej niż 1,8 zł/litr biokomponentu, co istotnie różni się od wielkości i instrumentów zaproponowanych przez rząd oraz ministerstwo gospodarki w strategii nie mającej umocowania prawnego pt. Wieloletni Program Rozwoju Biopaliw (2007).



Rys. 3. Wpływ zmian w zwolnieniu akcyzowym w Polsce od 1 stycznia 2007 r. na notowania akcji spółek SKOTAN SA i ELSTAR OILS SA
 Źródło: www.bankier.pl



Rys. 4. Miesięczne wykorzystanie bioetanolu jako biokomponentu benzyny w Polsce (mniej czuły sektor na obniżki zwolnień akcyzowych)
Źródło: Ministerstwo Finansów



Rys. 5. Miesięczne wykorzystanie estrów w Polsce jako biokomponentu ON (ogromny spadek po obniżeniu zwolnienia akcyzowego od 1 stycznia 2007 r.)
Źródło: Ministerstwo Finansów

Jeżeli niekorzystna sytuacja fiskalna dla producentów biopaliw utrzyma się do końca 2007 r. Polsce nie uda się osiągnąć nawet wskaźnika wykorzystania biopaliw z 2006 r., nie mówiąc już o wskaźniku z Dyrektywy 2003/30/EC, z opóźnieniem powstaną też zakłady zainteresowane produkcją biodiesla.

Wskaźnik wykorzystania biopaliw transportowych w UE

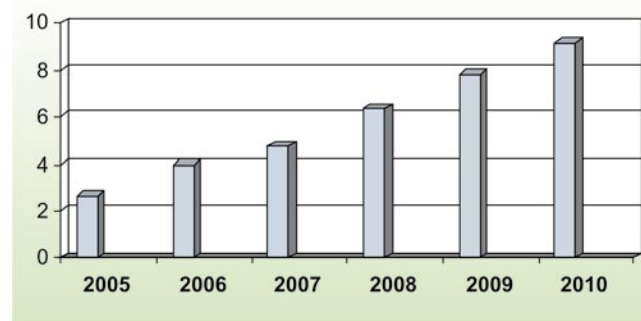
Jednym z najistotniejszych elementów Dyrektywy 2003/30/EC i miernikiem skuteczności narzędzi oddziaływania na sektory biopaliwowe były tzw. cele ilościowe wykorzystania biopaliw transportowych, zaakceptowane przez Radę UE i przegłosowane przez Parlament Europejski.

Zgodnie z zaleceniami Dyrektywy 2003/30/EC energetyczny udział biopaliw w strukturze wykorzystania paliw transportowych w krajach członkowskich UE-25 powinien wynieść w 2006 r. nie mniej niż 2,75%, zaś w roku 2010 – nie mniej niż 5,75%.

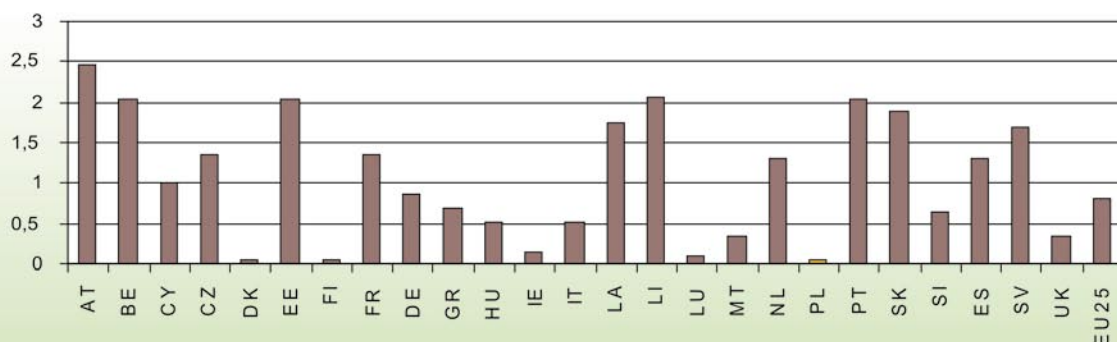
W 2005 r. wskaźnik wykorzystania biopaliw transportowych w UE wyniósł ok. 1,4%, wobec zalecanego w Dyrektywie 2003/30/EC 2%. Biorąc pod uwagę fakt, że w UE z biopaliw najczęściej produkuje się biodiesla (ok. 80–85%) można oszacować

na podstawie danych (rys. 6) oraz 61-procentowego wzrostu produkcji bioetanolu [9], że za 2006 r. wskaźnik wykorzystania biopaliw transportowych znacznie przybliżył się do ok. 2% (dla porównania w USA – 3%) wobec 2,75% podanych w Dyrektywie 2003/30/EC.

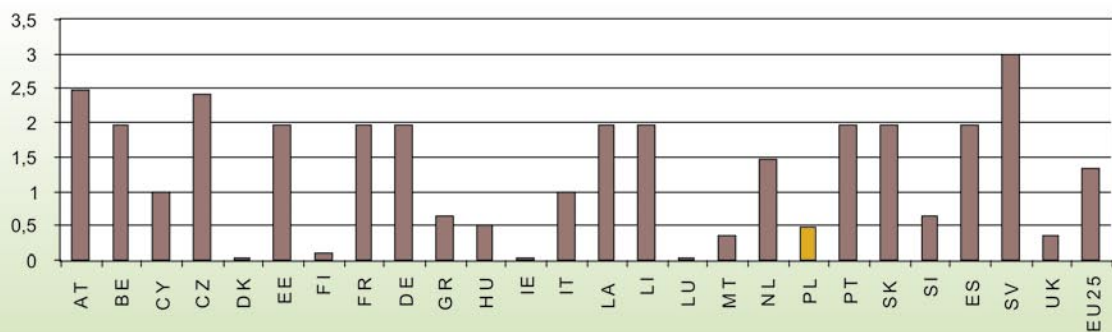
Zróżnicowaną dynamikę przyrostu wskaźnika wykorzystania biopaliw dla krajów UE-25 podaje rysunek 7, a same udziały rysunek 8.



Rys. 6. Produkcja biodiesla w Europie, mln t
Źródło: World Biodiesel production growth may slow in 2007, FO Lichts, World Ethanol&Biofuels Report, March 23, 2007 (2007 i po 2007 r. – prognoza).



Rys. 7. Przyrost udziału biopaliw w paliwach w państwach UE w latach 2003–2005, %
 Źródło: An EU Strategy for Biofuels. Communication from the Commission. Brussels, 8.2.2006



Rys. 8. Udział biopaliw w paliwach w państwach UE w latach 2005, %
 Źródło: An EU Strategy for Biofuels. Communication from the Commission. Brussels, 8.2.2006

Podsumowanie

Z dotychczasowych tendencji dotyczących dynamiki wzrostu wykorzystania biopaliw transportowych w UE wynika, że w 2010 roku prawdopodobnie uda się osiągnąć cel wskaźnikowy 5,75% biopaliw w paliwach transportowych ogółem, mimo pewnych opóźnień obecnie obserwowanych. Poszczególne kraje UE mają do dyspozycji różne narzędzia oddziaływania na sektory biopaliwowe i z różną skutecznością je wykorzystują. Najczęściej stosuje się narzędzia fiskalne, w tym ulgi akcyzowe zróżnicowanej wysokości.

Ulgi akcyzowe (zbyt niskie, niespodziewanie zmieniane) nie służą rozwojowi sektorów biopaliwowych, na co wskazuje przykład Polski. Zmniejszenie w naszym kraju w 2007 r. ulgi na biodiesel z 2,2 do 1 zł/l za każdy litr dodanego biokomponentu praktycznie zmarginalizowało dobrze zapowiadający się sektor i przeszkodziło we wzroście celów wskaźnikowych, w tym celu podanego w Dyrektywie 2003/30/EC

Polska boryka się obecnie z problemami prawno-fiskalnymi w zakresie biopaliw pierwszej generacji, a w wielu krajach UE – głównie wysoko-rozwiniętych – coraz większą wagę przykłada się do efektywniejszego promowania biopaliw pierwszej generacji i rozwoju biopaliw drugiej generacji (spirytus lignocelulozowy, paliwa syntetyczne itd.).

Strategia Unii Europejskiej z 8 lutego 2006 roku w sprawie biopaliw transportowych postawiła trzy zasadnicze cele: promocja

biopaliw, redukcja kosztów ich wytwarzania, zwiększenie nakładów na badania biopaliw drugiej generacji.

Strategia zobowiązuje państwa członkowskie do większej aktywności w następujących obszarach:

- stymulowanie popytu na biopaliwa (z przeglądu w 2006 roku – bodźce: przymus lub zobowiązanie zapewnienia ekologiczności oraz promocja zakupu pojazdów przyjaznych środowisku),
- ochrona środowiska (zbadanie korzyści co do emisji gazów cieplarnianych, zbadanie granic dodatku etanolu do benzyn i biodiesla do olejów napędowych),
- rozwój produkcji i dystrybucji biopaliw (zachęcenie krajów do spójnej polityki i rozwoju obszarów wiejskich),
- rozszerzenie dostaw surowców (zbadanie związku z reformą Wspólnej Polityki Rolnej, np. z premią za uprawy energetyczne),
- wspieranie handlu (utrzymanie minimum dotychczasowych umów z różnymi krajami),
- wspieranie krajów rozwijających się (opracowanie pakietu pomocy dla biopaliw, pomoc w tworzeniu narodowych platform biopaliwowych i regionalnych planów działania),
- wspieranie badań i rozwoju (w 7 programie ramowym rozwijanie koncepcji biorafinerii i paliw drugiej generacji [8], zachęcanie do rozwijania przemysłowej „technologicznej platformy biopaliw”).

Badania mają na celu m.in. obniżenie kosztu produkcji biopaliw, w tym biopaliw drugiej generacji.

LITERATURA

- [1] „European Energy and Transport Trends to 2030” KE Dyrektoriat Ds. Energii i Transportu, Raport Komisji Europejskiej 01.2003 ISBN 92-894-4444-4
- [2] Kohlen C.: Volkswagen AG “Motor technology and requirements for automotive fuels. Part 2” 1st European Summer School on Renewable Motor Fuels Fachhochschule, 28-30.08.2005, Trier Umweltcampus Birkenfeld (Niemcy)
- [3] Soliński J.: Energy sector- World and Poland. Development 1971-2000, prospects to 2030. Polish Member Committee of the World Energy Council, Warsaw, 2004.
- [4] Zakrzewski T., Biopaliwa- zagrożenie, szansa czy konieczność?. Analiza sytuacji w Polsce i na świecie, KIB 2007
- [5] Directive 2003/30/EC; „Directive of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of the biofuels or other renewable fuels for transport”
- [6] Sływotzky A.J., Morrisom D.J., Adelman B., Strefa zysku, PWE 2000
- [7] Kotowski W.: Coraz lepsze technologie. *Agroenergetyka* 2007, nr 1(19)
- [8] Seyfried F.: 1st and 2nd generation of biofuels—Automotive suitability and substitution potentials. Conference Eastern Biofuels Conference and Expo, Warszawa – Sofitel 09, 2005
- [9] World Ethanol Production to hit new record.. FO Lichts, World Ethanol&Biofuels Report. May 8, 2007
- [10] Podlaski S.: Burak cukrowy jako surowiec do produkcji etanolu. SGGW, 2007

Mgr inż. Marek Łukasz Michalski, MBA

Politechnika Krakowska

Kierunki wykorzystania światowych zasobów energii geotermalnej

Geotermia jako źródło energii

Energia geotermiczna obejmuje energię nagromadzoną we wnętrzu ziemi: w skałach, wodach i parach. Zasoby energii geotermicznej położone blisko powierzchni ziemi, takie jak gorąca woda i para znajdująca się na głębokości do kilku kilometrów¹⁾, nazywamy energią geotermalną. Gorąca woda z wnętrza ziemi wykorzystywana jest w gorących kąpieliskach w wielu rejonach świata od tysięcy lat.

Ponad 80 krajów ma zidentyfikowane i częściowo ewidencjonowane zasoby energii geotermalnej, a wykorzystuje ją około 60 krajów [13,18] w trzech podstawowych dziedzinach:

- bezpośrednie wykorzystanie energii cieplnej pochodzącej z wnętrza ziemi,
- wykorzystanie ciepła ziemi jako tak zwanego „dolnego źródła” dla pomp ciepła,
- przetwarzanie energii cieplnej ziemi na energię elektryczną.

Spotykane są również systemy „kaskadowe”, w których gorąca para lub woda stopniowo oddaje ciepło w kolejnych fazach, np. począwszy od produkcji energii elektrycznej poprzez centralne ogrzewanie, a skończywszy na ogrzewaniu suszarni lub basenów.

Zasoby i wykorzystanie energii geotermalnej

Wnętrze ziemi do głębokości 5 km zawiera energię cieplną rzędu 140 milionów EJ – blisko pięćdziesięciokrotnie większą od energii słonecznej docierającej do powierzchni ziemi w ciągu roku. Jest to największe potencjalnie dostępne źródło energii możliwie do wykorzystania z pomocą współczesnej technologii.

¹⁾ Zazwyczaj jest to nie więcej niż 10 km [1].

Tabela 1 zawiera podstawowe dane dotyczące rozmiarów zasobów i sposobu wykorzystania energii geotermalnej na świecie. Zasoby prognostyczne wynoszą około 600 000 EJ, są więc 1400 razy większe od globalnego zapotrzebowania na energię. Przy użyciu obecnej technologii można wykorzystać około 5000 EJ, czyli pokryć ponad 10-krotne światowe zapotrzebowanie na energię pierwotną. Rezerwy, definiowane jako potencjał obecnie możliwy do wykorzystania w sposób optymalny, szacowane są na 500 EJ. Daje to około 15% więcej energii w stosunku do bieżącego zapotrzebowania na energię na świecie. Natomiast zasoby, określane jako potencjał technicznie możliwy do wykorzystania w sposób rentowny w dającej się przewidzieć przyszłości, szacowane są na około 12 443 TWh/rok dla produkcji energii elektrycznej w sposób konwencjonalny²⁾.

Ogromne zasoby geotermalne wykorzystywane są współcześnie w niewielkim zakresie. W 2002 roku łączna moc instalacji geotermalnych bezpośrednio wykorzystujących energię cieplną wyniosła zaledwie 17 GW, przy produkcji ciepła około 0,15 EJ/rok. W tym samym roku elektrownie geotermalne miały moc 8,2 GW i wyprodukowały 52 TWh energii elektrycznej. Energia geotermalna znajduje szerokie zastosowanie zarówno wśród odbiorców indywidualnych (szczególnie do pomp ciepła), jak również w wielu innych dziedzinach gospodarki [2, 11, 13, 15].

Szeroko rozpowszechnioną formą wykorzystania energii geotermalnej jest balneologia (lecznictwo i rekreacja). Od tysięcy lat znane są na świecie³⁾ kąpieliska z ciepłą wodą ze źródeł geotermalnych (ang. hot springs), a minerały zawarte w tych wodach mają często właściwości lecznicze.

²⁾ Możliwe jest szersze wykorzystanie energii geotermalnej do produkcji energii elektrycznej przy zastosowaniu tzw. układów binarnych. W tych systemach wprowadzony jest drugi obieg cieczy o temperaturze wrzenia niższej niż 100°C.

³⁾ M.in. w Chinach, Japonii, Kanadzie, Turcji, USA i w krajach europejskich takich jak np. Słowacja i Włochy.

Światowe zasoby i wykorzystanie energii geotermalnej

Wyszczególnienie	Produkcja i moc (2002 rok)			Rezerwy R EJ/rok	Zasoby udokumentowane Z		Zasoby prognostyczne ZP EJ/rok	Energia cieplna do głębokości 5 km EJ
	energia elektryczna, TWh/rok	ciepło, EJ/rok	moc, GW		TWh/rok	EJ/rok		
Energia geotermalna	52	0,15	25,2	500		5000	600 000	140 000 000
Energia elektryczna	52		8,2		12 443			
Energia cieplna		0,15	17,0					

Uwaga: zasoby do 3 km w głąb ziemi stanowią około 30% (43 000 000 EJ) zasobów na głębokościach do 5 km.

Źródło: opracowanie własne na podstawie [1, 5, 9, 16, 18, 21–23].

Na świecie popularne są pompy ciepła służące do ogrzewania lub chłodzenia mieszkań. Systemy centralnego ogrzewania (CO) oparte na energii geotermalnej funkcjonują w ponad dziesięciu krajach, m.in. we Francji, Islandii, Japonii, Polsce, Turcji i USA.

W przemyśle energia geotermalna używana jest głównie do ogrzewania i suszenia (np. drewna) oraz chłodzenia (w powiązaniu z pompami ciepła). Znana jest też w infrastrukturze, na przykład do ogrzewania chodników lub pasów startowych na lotniskach, aby zapobiec ich oblodzeniu. Największymi zakładami stosującymi energię geotermalną są suszarnia ziemi w północnej Islandii oraz zakład papierniczy w Nowej Zelandii.

W rolnictwie i przemyśle rybnym⁴⁾ energia geotermalna znajduje wiele zastosowań, głównie do ogrzewania szklarni służących do upraw warzyw, roślin i kwiatów. Rozwiązania tego typu można znaleźć m.in. w: Chinach, Japonii, Nowej Zelandii, Polsce, Rosji, USA i na Węgrzech.

W niektórych krajach, na przykład w Szwajcarii i USA, pompy ciepła wykorzystujące temperaturę ziemi na małych głębokościach są używane zarówno dla ogrzewania jak i chłodzenia domów. Wody geotermalne są również przydatne w chłodnictwie, przy użyciu tzw. absorpcyjnych pomp ciepła. Zastosowania chłodnicze na dużą skalę nie są jednak popularne ze względu na stosunkowo niską sprawność⁵⁾ oraz wymaganą wysoką temperaturę wody geotermalnej. Krajem, w którym najbardziej popularne jest wykorzystanie energii geotermalnej jest Islandia. Ponad połowa energii pochodzi tam ze źródeł geotermalnych, a prawie 90% pomieszczeń ogrzewanych jest przez 30 geotermalnych systemów centralnego ogrzewania.

Obecnie moc elektrowni geotermalnych w Islandii wynosi około 200 MW, są one oparte na trzech złożach. W budowie znajdują się nowe elektrownie o mocy kolejnych 200 MW, trwają intensywne badania nad wykorzystaniem następných siedmiu złóż geotermalnych do produkcji energii elektrycznej [6].

⁴⁾ Ryby hodowane w optymalnej temperaturze rosną znacznie szybciej.

⁵⁾ Sprawność = (energia użyteczna) / (energia dostarczona w postaci paliwa).

Bezpośrednie wykorzystanie geotermii i elektrownie geotermalne

Najpopularniejszym wariantem jest bezpośrednie wykorzystanie energii geotermalnej, przede wszystkim przy użyciu pomp ciepła. Na przykład w Szwajcarii zainstalowanych jest ponad 30 000 geotermalnych systemów z pompami ciepła – jeden system przypada średnio na każde 2 km² powierzchni kraju [17].

Tabela 2 prezentuje skalę bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej w ponad 60 krajach świata, gdzie łączny przepływ wody geotermalnej⁶⁾ wynosi około 50 000 kg/sekundę. Ogrzewanie pomieszczeń (około 37% energii geotermalnej ogółem) oraz basenów i pływalni (około 22% energii geotermalnej) to najczęściej spotykane w infrastrukturze zastosowanie geotermii.

Tabela 2

Bezpośrednie wykorzystanie energii geotermalnej na świecie

Kraje	ponad 60 krajów
Moc termiczna	około 17 GW
Produkcja energii	około 150 PJ na rok
Wydajność (ang. <i>capacity factor</i>)	około 32%
Przepływ cieczy geotermalnej	około 50 000 kg/sec
Oszczędność paliwa	około 11,4 milionów toe na rok
Główne zastosowania	ogrzewanie pomieszczeń: 37% baseny i pływalnie: 22%
Sprawność (ang. <i>efficiency</i>)	50–70%

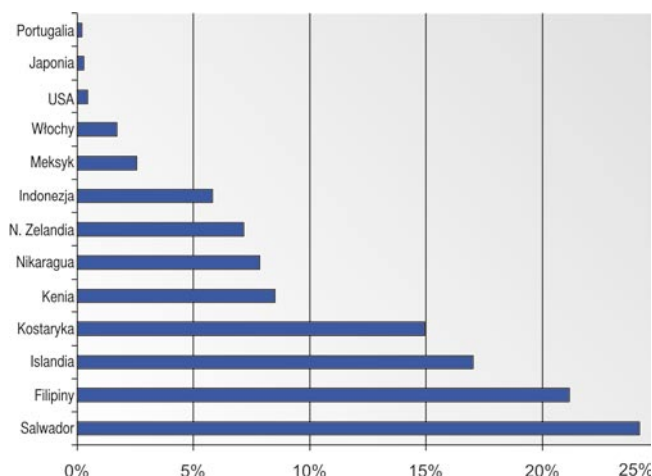
Uwagi: wydajność = (średnia moc produkowana) / (moc znamionowa)
sprawność = (energia użyteczna) / (energia dostarczona).

Źródło: opracowanie własne na podstawie [13, 18, 23].

⁶⁾ Najpopularniejsze są obiegi zamknięte w których woda geotermalna po oddaniu ciepła wraca do złoża. Istnieją też nieliczne instalacje w których woda nie wraca do złoża. W takich przypadkach woda jest zazwyczaj oczyszczana z minerałów i wylewana np. do rzeki, a minerały te mogą być sprzedawane.

Sprawność takich systemów wynosi zazwyczaj od 50 do 70% przy współczynniku wykorzystania mocy znamionowej około 32%. Dzięki bezpośredniemu użyciu energii geotermalnej możliwa jest oszczędność około 11,4 mln ton paliwa umownego (toe) w ciągu roku. Energia geotermalna jest również wykorzystywana w 24 krajach do produkcji energii elektrycznej.

Rysunek 1 ilustruje udział energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł geotermalnych w ogólnej produkcji energii elektrycznej w wybranych krajach. Największy udział energii geotermalnej w produkcji energii elektrycznej ma miejsce w Salwadorze (24%) i na Filipinach (22%) oraz w Islandii (17%).



Rys. 1. Udział energii geotermalnej w wytwarzaniu energii elektrycznej na świecie w 2002 roku
Źródło: opracowano na podstawie [10].

Tabela 3 prezentuje zakres wykorzystania energii geotermalnej do wytwarzania energii elektrycznej na świecie. Elektrownie o mocy około 8,2 GW produkują 52 TWh energii elektrycznej w ciągu roku. Ich sprawność 5–20% jest znacznie niższa niż ta, rzędu 50–70%, osiągalna w przypadku bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej (por. tab. 2).

Liczba elektrowni geotermalnych i co za tym idzie ich łączna moc stale wzrasta: w 1980 roku wynosiła ona 3,9 GW, w 1990 roku 5,8 GW, a w 2000 roku 8 GW – średni wzrost wynosi około 3,7% rocznie. Największym producentem energii elektrycznej z wód geotermalnych jest obecnie USA, gdzie produkcja wyniosła 15 TWh w 2002 roku. Na drugim i trzecim miejscu są: Filipiny (10 TWh) oraz Indonezja (6 TWh). Według prognoz moc zainstalowanych systemów energii geotermalnej może wzrosnąć z obecnych 52–57 TWh/rok do 167 TWh/rok w 2030 roku [8, 10].

Tabela 3

Elektrownie geotermalne na świecie

Kraje	24 krajów
Moc elektryczna	około 8,2 GW
Produkcja energii	około 52–57 TWh/rok
Sprawność	5 – 20% (2000 r.)

Źródło: opracowano na podstawie [4, 9, 10, 18, 23].

Tabela 4 przedstawia teraźniejszy i przewidywany w bliskiej przyszłości koszt energii pozyskiwanej ze źródeł geotermalnych, według UNDP. Zgodnie z prognozą ceny energii ciepłej i elektrycznej będą systematycznie spadać i ukształtują się na poziomie około od 10 do 20 USD/MWh.

Tabela 4
Obecny i przewidywany koszt energii ze źródeł geotermalnych według UNDP

	Bezpośrednie (ogrzewanie)	Energia elektryczna
Koszt inwestycji	200 – 2 000 USD/kW	800 – 3 000 USD/ kW
Koszt energii	< 5 – 50 USD / MWh (zazwyczaj < 20 USD / MWh)	20 – 100 USD / MWh
Prognoza kosztu energii w przyszłości	10 – 20 USD / MWh (w optymalnych warunkach)	10 – 20 USD / MWh (w optymalnych warunkach)

Źródło: opracowano na podstawie [18].

Koszt przetworzenia energii geotermalnej w energię elektryczną

Światowa produkcja energii elektrycznej wytworzonej z energii geotermalnej oparta jest głównie na źródłach geotermalnych o temperaturze przekraczającej 100°C, umożliwiającą bezpośrednio zastosowanie turbiny parowej. Znana jest również technologia układów binarnych pozwalająca na wykorzystanie źródeł ciepła o minimalnej temperaturze około 90°C do produkcji energii elektrycznej⁷⁾. Wody o niższej temperaturze nie kwalifikują się do wytwarzania energii elektrycznej ze względów technicznych. Wymaga to bowiem zastosowania ogromnych wymienników ciepła do uzyskania nawet małej ilości energii elektrycznej⁸⁾ [8].

Tabela 5 zawiera dane charakteryzujące elektrownię geotermalną o mocy 50 MW, która usytuowana jest w USA. Całkowity koszt inwestycji wyniósł 2160 USD/kW.

Tabela 5
Koszt budowy i koszt energii wytwarzanej w elektrowni geotermalnej

Żywotność, lat	40
Moc, MW	50
Koszt budowy, USD/KW	2160
Koszt energii elektrycznej USD/MWh przy koszcie kapitału 5%	27,10
Koszt energii elektrycznej USD/MWh przy koszcie kapitału 10%	41,50

Źródło: opracowano na podstawie danych [11].

⁷⁾ Na przykład w USA, woda wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej ma temperaturę nie niższą niż 104°C [8].

⁸⁾ Przy temperaturze 85°C jedynie 2% energii może być przetworzone na energię elektryczną, poniżej temperatury 60°C uzyskiwanie energii elektrycznej staje się praktycznie niemożliwe [8].

Energia otrzymana z tej elektrowni kosztuje 27,10 USD/MWh przy koszcie kapitału 5% i 41,50 USD/MWh przy koszcie kapitału 10%. Jest to cena konkurencyjna w porównaniu z najtańszymi źródłami energii elektrycznej.

Bezpośrednie wykorzystanie energii geotermalnej

Według prognozy UNDP, przewidywany koszt energii ze źródeł geotermalnych jest atrakcyjny. Przeciętny koszt wytwarzania energii cieplnej szacowany jest na 5–50 USD/MWh [6, 18]. Lund podaje przykładowe koszty inwestycji (ang. capital cost) z bezpośrednim wykorzystaniem energii geotermalnej na podstawie danych pochodzących z roku 1990 [13], w USD/kW:

- ogrzewanie pomieszczeń (indywidualne) 463
- ogrzewanie centralne 386
- szklarnie 120
- hodowle wodne (ang. aquaculture) 26

Lund uważa, że rozwój bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej jest opłacalny i prawdopodobny w następujących warunkach [13]:

- zużycie energii następuje nie dalej niż 10 km od źródła geotermalnego,
- występuje duża koncentracja konsumentów (ang. high heat and cooling load density), odpowiadająca zapotrzebowaniu na energię powyżej 36 MW/km²,
- używa się gruntowe pompy ciepła do chłodzenia i ogrzewania,
- wykorzystuje się energię geotermalną do suszenia żywności, zwłaszcza w rejonach tropikalnych, gdzie żywność szybko ulega zepsuciu,
- buduje się szklarnie w zimnych klimatach,
- zakłada się hodowle wodne (głównie ryb).

Koszt poszukiwania, wiercenia, wydobycia i dystrybucji energii geotermalnej

Koszt wykonania otworu wiertniczego wykorzystywanego do centralnego ogrzewania lub w inwestycjach przemysłowych wynosi od kilkudziesięciu tysięcy do kilku milionów USD. Koszt otworów wymaganych dla instalowania pomp ciepła jest znacznie mniejszy. Na przykład w Szwajcarii, gdzie powszechnie stosowane są otworowe wymienniki ciepła (ang. borehole heat exchanger (BHE)) w powiązaniu z pompami ciepła, średni całkowity koszt wiercenia i instalacji U-rury wynosi 40 euro/metr. Tylko w 2003 roku wykonanych zostało tam ponad 550 km takich odwiertów [2, 17].

Systemy dystrybucji energii geotermalnej zasadniczo nie różnią się od systemów stosowanych w konwencjonalnym ciepłownictwie, składają się z rurociągów i pomp. Strata ciepła w rurociągach wynosi od 0,1 do 1,0°C/km w rurach izolowanych lub od 2 do 5°C/km w rurach nieizolowanych – przy czym koszt rur izolowanych jest dwukrotnie większy niż koszt rur nieizolowanych [13].

Costy ogrzewania geotermalnego we Francji, obliczone na podstawie projektów o łącznej wartości 500 milionów euro, szacowane są na 1400 euro/kW. Dla zakładu, który kosztował 10 mln euro, ceny poszczególnych etapów budowy wyniosły [18]:

- wiercenie: 2,29 mln euro (22,9%),
- ciepłownia i obieg wody geotermalnej: 0,76 mln euro (7,6%),
- sieć ciepłownicza i dostosowanie sieci: 6,86 mln euro (68,6%).

Na tym przykładzie widać, że budowa sieci ciepłowniczej stanowi istotny element kosztu całej inwestycji. Jednak stosowanie energii geotermalnej nie powoduje wzrostu kosztów budowy sieci ciepłowniczej. Przy zastosowaniu centralnego systemu ogrzewania koszt ten musi być poniesiony i jest taki sam niezależnie od źródła energii.

Bariery szerszego wykorzystania energii geotermalnej

Energia geotermalna jest wykorzystywana od tysięcy lat, jednakże jej udział w sektorze energetycznym jest stosunkowo niewielki w porównaniu z produkcją energii pochodzącej z kopalni, takich jak węgiel, ropa naftowa i gaz.

Inwestorzy muszą liczyć się z kosztami badań geologicznych poniesionych zarówno na realizację projektu jak też przy uzyskaniu zgody odpowiednich władz administracyjnych. Rządy krajów z reguły stawiają wymóg sporządzenia szczegółowej oceny oddziaływania danej inwestycji na środowisko (ang. environmental impact assessment) dla każdego „dużego” projektu energetycznego. Koszt przygotowania takiej dokumentacji może sięgać nawet miliona USD [2].

Każdy nowy projekt związany jest również z „ryzykiem geologicznym”⁹⁾ determinowanym głównie przez wystąpienie takich czynników, jak [por. 18]:

- suchy otwór wiertniczy,
- niższa niż przewidywano temperatura wody geotermalnej,
- mniejsze niż przewidywano zasoby wody geotermalnej,
- gorszy od przewidywanego skład chemiczny wody geotermalnej.

Powyższe czynniki są ważne i w przypadku ich zaistnienia mogą być przyczyną poniesienia dużych kosztów nowych odwiertów w terenie, którego struktura geologiczna nie jest dobrze znana. Sytuację taką określa się terminem: „ryzyko poszukiwawcze”¹⁰⁾.

Rybach podczas analizy płytkich zasobów geotermalnych w Szwajcarii precyzuje główne przeszkody w rozpowszechnieniu pomp ciepła i nazywa je „problemem wody gruntowej”, który spowodować może ryzyko: wycieków krążącej cieczy do wód gruntowych oraz powstanie pionowych połączeń hydraulicznych pomiędzy oddzielnymi warstwami wodonośnymi w wyniku niewłaściwego uszczelnienia wierceń [17]. W obu tych przypadkach występuje ryzyko zanieczyszczenia zasobów wody pitnej.

⁹⁾ Fundusz Rozwoju Geotermii (GeoFund) Banku Światowego zajmuje się m.in. szacowaniem tego ryzyka.

¹⁰⁾ W Polsce ryzyko to jest ograniczone ze względu na dużą ilość udokumentowanych odwiertów, co zmniejsza potrzeby wiercenia nowych.

W Szwajcarii, która składa się z 23 kantonów, władze kantonalne odpowiedzialne za ochronę wód gruntowych wyznaczyły na mapach strefy ochronne oraz ustaliły strefy, w których pompy ciepła mogą być instalowane.

W wyniku eksploatacji pomp ciepła stosowanych do ogrzewania następuje schłodzenie gruntu, a w zastosowaniach chłodniczych ma miejsce ocieplenie gruntu. Są to jednak zmiany lokalne, występujące na małym obszarze. W opisywanych wcześniej systemach BHE polecana jest gęstość rozmieszczania systemów grzewczych nie mniejsza niż 5 metrów. Wpływ sąsiednich systemów grzewczych przestaje mieć znaczenie po przekroczeniu odległości 15 metrów od instalacji [17].

LITERATURA

- [1] Bjornsson J., Fridleifsson I.B., Helgason Th., Jonatansson H., Mariusson J.M., Palmason G., Stefansson V., i Thorsteinsson L., 1998. The Potential Role of Geothermal Energy and Hydropower in the World Energy Scenario in Year 2020. Proceedings of the 17th WEC Congress. Houston
- [2] Bloomquist G.R., 2004. Czynniki ekonomiczne decydujące o możliwości realizacji projektów bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej. Międzynarodowe Dni Geotermalne, Polska 2004, Materiały Konferencyjne. Kraków: IGSMiE PAN: 219-228
- [3] Bussmann W., Sanner B., 2004. New Trends in Geothermal Power Production in Germany. Geeste: Institute of Applied Geosciences, Justus-Liebig-University
- [4] Cappetti G., 2004. Strategie i technologie geotermalne dla potrzeb zrównoważonego rozwoju – Przykład Larderello. Międzynarodowe Dni Geotermalne, Polska 2004, Materiały Konferencyjne. Kraków, IGSMiE PAN: 143-149
- [5] Electric Power Research Institute (EPRI), 1978. Geothermal Energy Prospects for the Next 50 Years. Palo Alto (USA): EPRI
- [6] Fridleifsson I.B., 2003. Status of geothermal energy amongst the world's energy sources. European Geothermal Congress 2003. Szeged (Węgry)
- [7] Iceland GeoSurvey, 2004. Our Geothermal Experience. Reykjavik
- [8] International Energy Agency (IEA), 2003. Renewables for Power Generation – Status and Prospects. Paris, IEA
- [9] International Energy Agency (IEA), 2004. Electricity Information 2004. Paris, IEA
- [10] International Energy Agency (IEA), 2004. World Energy Outlook 2004. Paris, IEA
- [11] International Energy Agency (IEA), Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) i Nuclear Energy Agency (NEA), 2005. Projected Costs of Generating Electricity. Paris, OECD/IEA
- [12] Kozłowski R.H., Sokołowski J. i Zimny J., 2005. Zasoby energetyczne są nasze. *Wokół Energetyki* 2005, nr 1
- [13] Lund J.W., 2002. Direct heat utilization of geothermal resources. International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy, Greece. www.geothermie.de/ueb_seiten/john_w_lund.htm
- [14] Michalski M.Ł., 2006. Biomass, Biogas and Municipal Waste as Alternative Energy Sources for Historical Cities. *Environment Protection Engineering* 2006, nr 1. Wrocław, Wrocław University of Technology, s. 41-49
- [15] Olejnik W., 2005. Gorące wody – konkurencyjny nośnik energii. Geotermia: za i przeciw. *Energia Gigawat* 2005, nr 8-9
- [16] Palmerini C.G., 1993. Geothermal Energy. Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity. Washington: Island Press
- [17] Rybach L., 2004. Eksploatacja oraz zarządzanie płytko zalegającymi zasobami geotermalnymi w Szwajcarii. Międzynarodowe Dni Geotermalne. Polska 2004, Materiały Konferencyjne. Kraków, IGSMiE PAN, s. 135-142
- [18] Schreiber Helmut, 2004. Ocena ryzyka inwestycyjnego – energia odnawialna. Projekty wykorzystania energii geotermalnej. Międzynarodowe Dni Geotermalne, Polska 2004, Materiały Konferencyjne. Kraków, IGSMiE PAN, 213-218
- [19] Ungemach P., 2004. Carbonate Geothermal Reservoir Management in France. Międzynarodowe Dni Geotermalne, Polska 2004, Materiały Konferencyjne. Kraków, IGSMiE PAN, 369-386
- [20] United Nations Development Programme (UNDP), United Nations Department of Economic and Social Affairs (UN-DESA) and World Energy Council (WEC), 2000. World Energy Assessment (WEA): Energy and the Challenge of Sustainability. New York, UNDP
- [21] United Nations Development Programme (UNDP), United Nations Department of Economic and Social Affairs (UN-DESA) and World Energy Council (WEC), 2004. World Energy Assessment (WEA): Overview 2004 Update. New York, UNDP
- [22] World Energy Council (WEC), 1994. New Renewable Energy Resources: A Guide to the Future. London, Kogan Page Limited
- [23] World Energy Council (WEC), 2004. Survey of Energy Resources 2004. London, WEC

ZAKŁADY REMONTOWE ENERGETYKI

ELKO Sp. z o.o.

47-400 Racibórz, ul. Łąkowa 26g www.zre-elko.pl

- Zakłady Remontowe Energetyki ELKO Sp. z o.o. w Raciborzu, uruchomiły z końcem kwietnia 2007 r. linię technologiczną do produkcji ścian szczelnych stosowanych w kotłach energetycznych.
- Linia składa się z automatu spawalniczego produkcji VKW, w technologii spawania łukiem krytym: szerokość panelu 800 mm, prędkość spawania 0,8–1,2 m/s, średnice rur 30–60,3 mm, śrutownicy pneumatycznej, urządzeń do obróbki wykończeniowej i instalacji sprężonego powietrza.
- Maszyny wchodzące w skład linii zostały zainstalowane w nowo zbudowanej hali produkcyjnej.
- Inwestycja została zrealizowana w ramach programu SPO WKP działanie 2.3 – „Wzrost konkurencyjności małych i średnich przedsiębiorstw poprzez inwestycje”.