

Wykorzystanie wód termalnych w Polsce (stan na rok 2009)

Wiesław Bujakowski¹



The use of geothermal waters in Poland (state in 2009). *Prz. Geol.*, 58: 580–588.

A b s t r a c t. The area of Poland is characterized by heat flow values ranging from 20 to 90 mW/m² and geothermal gradients – from 1 to 4°C/100 m. Thermal regime and geological conditions imply that the country possesses generally low-enthalpy resources belonging to the largest in Europe. Generally, reservoirs situated at 1 to 4 km depths are characterized by temperature varying from 30 to 130°C and TDS values from 0.1 to 300 g/dm³. The proven geothermal water reserves, evidenced on the basis of well flow tests, are estimated at several l/s up to 153 l/s. The best geothermal conditions are found in the Polish Lowlands and in Podhale Basin, the Inner Carpathians. Since 1992, eight geothermal heating plants have been brought on-line. The space-heating plants currently in operation in Poland include: four plants in the Podhale region (Szmoszkowa and Antałówka plants in

Zakopane, the plant at Bukowina Tatrzańska and the largest plant at Bańska Niżna) and four in the Polish Lowlands (Stargard Szczeciński and Pyrzyce plants in NW Poland, using water from Lower Jurassic reservoir, and Mszczonów and Uniejów plants in central Poland, using water from Lower Cretaceous reservoir). Each of these plants uses water of different type which results in differences in their mode of operation and utilization of geothermal water. Some of these are combined cycle plants which also have a gas turbine fired by natural gas to cover peak demand for heat (sometimes in large part) and plants integrating absorption heat pumps AHP with gas boilers.

Up to the present, no use of geothermal energy plants for other purposes than space heating was planned in Poland. However, similarly as in other countries, the attention begins to be focused on possibilities to build and operate geothermal binary plants run on water with temperature over 90°C water, that is water expected to be recoverable from depths 3–4 km and greater).

Keywords: geothermal waters, using geothermal energy, Poland

Początki wykorzystania energii geotermalnej są datowane na ok. 10 000 lat temu, kiedy to ówczesni ludzie gromadzili się wokół miejsc naturalnych wypływów gorących wód. Miejsca takie, uznawane za szczególne, dawały zdrowie, odpoczynek i, co niezwykle istotne, bezpieczeństwo. Zapisy historyczne mówią o wykorzystaniu gorących wód głównie w łaźniach, pralniach, rekreacji i w leczeniu, a także o odzyskiwaniu z nich cennych minerałów. Współczesne użytkowanie energii geotermalnej, datowane od początku XX w., odbywa się na 3 sposoby:

- wykorzystanie pośrednie – polegające na generacji energii elektrycznej z gorących par i wód, których temperatura przekracza 150°C (parametr ten wymaga modyfikacji w związku z uruchomieniem instalacji tzw. binarnych wytwarzających energię elektryczną z wód o temperaturze poniżej 100°C),
- wykorzystanie bezpośrednie – polegające na odebraniu ciepła płynom geotermalnym (głównie solance i wodzie słodkiej) i skierowaniu go do użytkowników. Uznaje się, że kierunek ten dotyczy zastosowania wód o temperaturze niższej niż 150°C.
- pompy ciepła – wykorzystujące niskotemperaturowe źródła energii, o temperaturze poniżej 25°C, pochodzące z gruntu i płynów występujących na niewielkich głębokościach.

W ostatnich latach pojawiło się bądź upowszechniło wiele nowych rozwiązań technologicznych, które mogą być zastosowane do produkcji lub wykorzystania energii. Wśród tego typu urządzeń i rozwiązań można wymienić absorpcyjne i sprężarkowe pompy ciepła, agregaty kogeneracyjne (tzw. jednostki ciepłno-prądowe) wykorzystujące gaz, biogaz i biomasę, turbiny prądowe, kotły na

biomasę, niskotemperaturowe systemy grzewcze, ogrzewanie podłogowe i ściennie oraz wiele różnych innych rozwiązań brzmiących futurystycznie, a będących na etapie badań, jak np. produkcja energii elektrycznej z ciepła gruntu. Wiele z tych rozwiązań znalazło już zastosowanie podczas zagospodarowania energii geotermalnej.

Zgodnie z definicją zawartą w *Encyklopedycznym słowniku sozologicznym*, wydanym pod redakcją J. Dziekańskiego (1993), energia geotermalna jest to energia wnętrza Ziemi skumulowana w skałach i wodach podziemnych. Źródłem jej są głównie pierwiastki promieniotwórcze, m.in. z szeregu uranowego, aktywnego i torowego oraz z promieniotwórczego izotopu potasu. Definicja ta nie określa wartości temperatury. Wynika z tego, że pojęcie energii geotermalnej dotyczy praktycznie każdej temperatury wód wglębnych lub skał możliwej do pozyskania i zagospodarowania. Nośnikiem energii geotermalnej mogą być naturalne płyny złożowe, zwykle wody, ale także ropa naftowa, gaz ziemny i para wodna, występujące w porach i szczelinach skał budujących skorupę ziemską, oraz specjalne ciecze, jak np. glikol stosowany w pionowych i poziomych systemach dolnego źródła ciepła pomp grzewczych. Z tych powodów wody i inne ciecze winne być klasyfikowane według temperatury, określając tym samym sposób ich wykorzystania. Podział ten, oparty na sposobie wykorzystania energii geotermalnej, można przedstawić następująco:

1) Energia geotermalna do bezpośredniego wykorzystania jako energia cieplna (nośniki o temperaturze do 100°C):

- do 25°C – płyny zimne, wykorzystywane jako woda lub ciecze specjalne w sprężarkowych pompach ciepła CHP,
- 25–60°C – płyny niskotemperaturowe, wykorzystywane w absorpcyjnych pompach ciepła AHP,
- 60–100°C – płyny średnotemperaturowe, wykorzystywane bezpośrednio u odbiorcy.

¹Institut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk, ul. Wybickiego 7, 30-950 Kraków 65, skryt. poczt. 49; buwi@min-pan.krakow.pl

2) Energia geotermalna do pośredniego wykorzystania poprzez produkcję energii elektrycznej (nośniki o temperaturze powyżej 100°C):

- 100–140°C płyny wysokotemperaturowe, (wykorzystywane w elektrociepłowniach binarnych),
- ponad 140°C – płyny bardzo wysokotemperaturowe, wykorzystywane w konwencjonalnych elektrowniach geotermalnych.

Bezpośrednie wykorzystanie energii geotermalnej odnotowano w 78 krajach. Sumaryczna moc cieplna tych instalacji geotermalnych wynosi ok. 50 583 MW_t (megawatów mocy cieplnej), z których wytwarzane jest ok. 438 071 TJ/rok ciepła (Lund i in., 2010). W świecie ten rodzaj wykorzystania energii geotermalnej jest realizowany w 9 głównych dziedzinach (ryc. 1).

Warto zauważyć, że w bilansie wykorzystania energii geotermalnej dominujący udział mają trzy kierunki, tj. pompy ciepła, ogrzewanie (obejmuje ogrzewanie pomieszczeń mieszkalnych, socjalnych i wytwarzanie ciepłej wody użytkowej) oraz kąpieliska i lecznictwo. Razem te trzy kierunki zagospodarowują 82,2% wytwarzanego ciepła z energii geotermalnej. W pozostałej liczbie ok. 12,5% zajmują kierunki związane z rolnictwem – szklarnictwo, hydrouprawy i suszarnictwo. Klimatyzacja, przemysł oraz inne niekiedy bardzo egzotyczne sposoby zagospodarowania energii geotermalnej, jak np. hodowla krokodyli czy odladzanie dróg, zajmują ok. 5%.

Drugi, tj. pośredni sposób wykorzystania energii geotermalnej, związany z wyższymi wartościami temperatury umożliwiającymi wytwarzanie energii elektrycznej, jest realizowany w 24 krajach. Sumaryczna moc elektryczna tych instalacji wynosi ok. 10 715 MW_e (megawatów mocy elektrycznej) z których produkowane jest ok. 67 246 GWh/rok energii elektrycznej (Bertani, 2010).

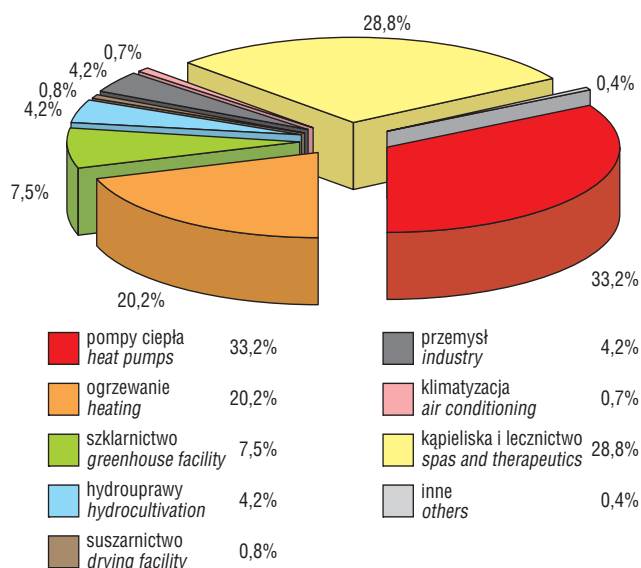
Szacuje się, że przedmiotem sumarycznego gospodarczego wykorzystania w skali świata jest obecnie mniej niż milionowa część procenta zasobów energii geotermalnej zgromadzonej w powierzchniowej części skorupy ziemskiej. Zasoby tej energii, w skali globu, są praktycznie niemożliwe do oszacowania. Jest to spowodowane głównie rozmiarem i naturą zjawisk oraz procesów zachodzących w głębi Ziemi.

Zasoby energii geotermalnej w głównych zbiornikach hydrogeotermalnych Polski

W Polsce wody geotermalne, występujące w zbiornikach zalegających na głębokość do 3000 m, mają na ogół temperaturę nieprzekraczającą 100°C. Wynika to z tzw. stopnia geotermicznego, który w Polsce waha się od 10 m do 110 m, na przeważającym obszarze kształtuje się na poziomie 35–70 m. Wartości te oznaczają, że temperatura wzrasta o 1°C na każde 35–70 m (Plewa, 1994).

Mamy zatem w naszym kraju powszechnie do czynienia z płynami zimnymi (<25°C), płynami niskotemperaturowymi (25–60°C) i płynami średnotemperaturowymi (60–100°C), a w wyjątkowych rejonach z płynami wysokotemperaturowymi (100–140°C). Te zakresy temperatury determinują możliwości i sposoby zagospodarowania wód, praktycznie ograniczając je do metody bezpośredniej.

Zasoby energii geotermalnej (część energii geotermicznej) zostały sklasyfikowane w zależności od stopnia rozpoznania geologicznego i opłacalności ekonomicznej. Klasyfikacja ta, stosowana w Unii Europejskiej (Górecki, 1995), wyróżnia następujące główne rodzaje zasobów:



Ryc. 1. Struktura bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej w świecie (Lund i in., 2005)

Ryc. 1. World-wide direct uses of geothermal energy (Lund at al., 2005)

- dostępne – ilość energii cieplnej zmagazynowanej w skorupie ziemskiej do głębokości 3 km, odniesiona do średniej temperatury rocznej na powierzchni terenu,
- statyczne wód i energii geotermalnej – ilość wolnej (grawitacyjnej) wody geotermalnej występującej w porach, szczelinach itd. w skałach danego poziomu hydrogeotermalnego, wyrażona w m³ lub w km³, po przeliczeniu w J,
- statyczne wydobywalne wód i energii geotermalnej – stanowią część zasobów statycznych pomniejszych o współczynnik wydobywania, w uproszczeniu wynoszący ok. 0,33; wyrażane w J,
- dyspozycyjne wód i energii geotermalnej – ilość wolnej (grawitacyjnej) wody geotermalnej możliwa do zagospodarowania w danych warunkach środowiskowych, ale bez wskazania szczegółowej lokalizacji i warunków techniczno-ekonomicznych ujęcia wody; wyrażane w m³/d lub w m³/rok i po przeliczeniu w J/rok,
- eksploatacyjne wód i energii geotermalnej – ilość wolnej wody geotermalnej możliwa do pozyskania w danych warunkach geologicznych i środowiskowych za pomocą optymalnych ujęć; wyrażane w m³/h, m³/d i J/rok.

Wśród tych wielu rodzajów zasobów autorzy pracy *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim* (Górecki, 1995) podkreślają wagę zasobów dyspozycyjnych wód i energii geotermalnej już jako nie teoretycznych i nie mających jedynie wagi poznawczej. Dla obszaru Niżu Polskiego zostały oszacowane zasoby dyspozycyjne energii geotermalnej we wszystkich zbiornikach hydrogeotermalnych (Górecki, 2006). Temperatura graniczna przyjęta do tych ocen wynosi od ok. 40°C po ok. 100°C, a nawet 160°C dla zbiornika dolnotriasowego. Zasoby dyspozycyjne są udokumentowaną częścią zasobów statycznych wydobywalnych, których wykorzystanie jest uzasadnione ekonomicznie. Zasoby te dla konkretnego ujęcia określa się jako ilość energii możliwej do uzyskania w ciągu jednego roku i są one liczone z zależności:

$$E_D = Q \cdot (T_S - 25) \cdot \rho_w \cdot c_w \cdot \Delta_t$$

gdzie :

E_D – zasoby dyspozycyjne [GJ/rok],

Q – nominalna wydajność potencjalnego otworu wydobywczego [m^3/h],

T_S – temperatura w stropie warstwy wodonośnej [$^{\circ}C$],

ρ_w – gęstość wody [kg/m^3],

c_w – ciepło właściwe wody [GJ/($kg \cdot ^{\circ}C$)],

Δ_t – czas eksploatacji odwiertu geotermalnego [h/rok].

Według podanego wzoru zostały obliczone zasoby dyspozycyjne mezozoicznych horyzontów hydrogeotermalnych na Niżu Polskim (Górecki, 1995; Hajto & Górecki, 2010) i przedstawione w tabeli 1.

Dotychczasowe oceny zasobowe w Polsce dotyczą wód o temperaturze powyżej $20^{\circ}C$. Wody o temperaturze poniżej tej wartości nie były przedmiotem ocen potencjału

energetycznego w skali regionalnej. Wody takie występują powszechnie i co jest niezwykle istotne, wymagają znacznie niższych nakładów na ich udostępnienie. Są to zwykle wody słabo zmineralizowane lub słodkie, co umożliwia wykorzystanie ich także do celów pitnych, a urządzenia i instalacje odbierające od nich ciepło nie muszą spełniać szczególnych warunków odporności na korozję. Ten ostatni element ma duży wpływ na koszty wytworzenia instalacji i przyszłe jej użytkowanie. Nowe technologie szeroko wkraczające w dziedzinę produkcji energii oraz jej wykorzystania umożliwiają uwzględnienie w ocenach zasobowych także tych zasobów wód, które do tej pory w nich się nie znalazły. Dotyczy to wód występujących w głównych zbiornikach wód podziemnych (GZWP), które zostały szczegółowo opisane i udokumentowane w licznych pracach hydrogeologicznych. Za GZWP uznaje się zbiorniki, w których m.in. potencjalna wydajność otworu studzienne-

Tab. 1. Zasoby dyspozycyjne energii w głównych zbiornikach wód podziemnych Polski, głównych horyzontach hydrogeotermalnych Niżu Polski oraz niecki podhalańskiej (Bujakowski, 2005)

Table 1. Disposable resources of energy in the Major Groundwater Basins and the main hydrogeothermal horizons in the Polish Lowlands and the Podhale Basin (Bujakowski, 2005)

Zbiorniki <i>Reservoirs</i>	Powierzchnia, <i>Area</i>		Temperatura <i>Temperature</i> [$^{\circ}C$]	Zasoby dyspozycyjne energii [TJ/rok] <i>Disposable resources of energy [TJ/year]</i>
	Zbiornik <i>Reservoir</i> [km^2]	Udział w powierzchni kraju [%] <i>% of country area</i>		
Główne zbiorniki wód podziemnych (GZWP), <i>Major Groundwater Basins (MGB)</i>				
Czwartorzędowe (117 zbiorników) <i>Quaternary (117 reservoirs)</i>	45 468	14,7	10	300
Trzeciorzędowe (14 zbiorników) i trzeciorzędowo-kredowy (1 zbiornik) <i>Tertiary-Cretaceous (1 reservoir) and Tertiary (14 reservoirs)</i>	64 718	20,3	14	77
Trzeciorzędowo-jurajski (1 zbiornik) <i>Tertiary-Jurassic (1 reservoir)</i>	74	0,03	14	5
Trzeciorzędowo-triasowy (1 zbiornik) <i>Tertiary-Triassic (1 reservoir)</i>	145	0,07	28	14
Karpacki – trzeciorzędowo-kredowy (1 zbiornik) <i>Carpathian – Tertiary-Cretaceous (1 reservoir)</i>	3 468	1,1	11	3
Kredowe (13 zbiorników) <i>Cretaceous (13 reservoirs)</i>	32 263	10,5	14	67
Jurajskie (11 zbiorników) <i>Jurassic (11 reservoirs)</i>	10 057	3,2	14	56
Triasowe (9 zbiorników) <i>Triassic (9 reservoirs)</i>	6 650	2,1	14	46
Dewońskie i starsze (6 zbiorników) <i>Devonian and older (6 reservoirs)</i>	593	0,2	11	19
GZWP razem (180 zbiorników) <i>MGB total (180 reservoirs)</i>	163 436	52,2	–	587
Główne zbiorniki hydrogeotermalne Niżu Polski, <i>Main hydrogeothermal horizons, Polish Lowlands</i>				
Dolnej kredy, <i>Lower Cretaceous</i>	115 521	36,9	40–100	382 000
Górnej jury, <i>Upper Jurassic</i>	198 975	63,6	40–100	224 000
Środkowej jury, <i>Middle Jurassic</i>	202 225	64,7	40–100	999 000
Dolnej jury, <i>Lower Jurassic</i>	158 600	50,7	40–100	1 731 000
Górnego triasu, <i>Upper Triassic</i>	175 900	56,3	40–100	761 000
Dolnego triasu, <i>Lower Triassic</i>	229 525	73,4	40–160	2 585 000
Dolnego permu, <i>Lower Permian</i>	101 913	32,5	50–220	2 030 000
Karbonu, <i>Carboniferous</i>	46 709	14,9	30–240	526 000
Dewonu, <i>Devonian</i>	48 424	15,5	40–170	374 000
Razem, <i>Total</i>	–	–	–	9 219 000
Zbiornik hydrogeotermalny niecki podhalańskiej, <i>Podhale Hydrogeothermal Basin</i>				
Trias i trzeciorzęd, <i>Triassic and Tertiary</i>	475	0,15	20–100	1 490
RAZEM, <i>TOTAL</i>	–	–	–	9 221 077

go wynosi powyżej 70 m³/h. Ze względu na przeważnie niewielkie głębokości występowania wody te mają w złożu temperaturę rzędu 9–25°C. Główne zbiorniki są dobrze rozpoznane, poddano je zatem ocenie pod kątem oszacowania potencjału energetycznego i obliczono zasoby dyspozycyjne energii. Do przeprowadzenia tych ocen wykorzystano wielkości zasobów dyspozycyjnych wód GZWP, tzn. tych, które są zabezpieczone w 95% czasu w każdym roku (Kleczkowski, 1990), przyjęto także schłodzenie wód do temperatury 6°C, a współczynnik wykorzystania mocy – 25%.

Do opracowania zestawienia tabelarycznego (tab. 1) wykorzystano szacunki zasobów wód i energii geotermalnej, występujących na Niżu Polski w utworach kredy, jury oraz triasu (Górecki, 2006), oceny energetyczne zasobów dyspozycyjnych wód w głównych zbiornikach wód podziemnych w utworach od czwartorzędu (Q) po dewon i starsze od dewonu (Kleczkowski, 1990) oraz zasoby statyczne energii geotermalnej w niecce podhalańskiej.

Przedstawione wartości obrazują zasoby dyspozycyjne energii geotermalnej i są to wartości ogromne – ok. 22 razy większe od rocznego światowego bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej. Do oceny wielkości rzeczywistych, możliwych do zagospodarowania, a więc zasobów eksploatacyjnych, należałoby te wartości skorygować odpowiednim współczynnikiem. Przy założeniu, że zostanie wykorzystane ok. 1% zasobów dyspozycyjnych, wielkość zasobów eksploatacyjnych wyniosłaby ok. 92 000 TJ/rok. Wielkość ta stanowi równowartość zasobów energii prawie 500 zakładów geotermalnych, z których każdy pokrywa potrzeby cieplne odbiorców energii ze źródła geotermalnego na poziomie ok. 200 TJ/rok. Dla porównania – jest to ok. 2/3 wielkość produkcji energii, jaką uzyskuje zakład geotermalny na Podhalu do zaspokojenia potrzeb Zakopanego i odbiorców w pozostałych miejscowościach.

Stan wykorzystania energii geotermalnej w Polsce

Około 2/3 powierzchni Polski jest uznawane za perspektywiczne pod względem możliwości technologicznych zagospodarowania potencjału geotermalnego, a ok. 40% powierzchni kraju ma korzystne warunki do budowy ekonomicznych instalacji, tj. tych, w których cena energii może być niższa od ceny energii konwencjonalnej (Ney, 1997).

Prace badawcze i wdrożeniowe, prowadzone w Polsce od połowy lat 80. ubiegłego stulecia, doprowadziły do uruchomienia (do 2009 r.) 16 zakładów wydobywających wody termalne (o temperaturze ponad 20°C), które są wykorzystywane do celów grzewczych, leczniczych i rekreacyjnych. Oprócz tego istnieje kilka tysięcy instalacji wykorzystujących ciepło gruntu w pompach ciepła (liczba tych urządzeń została oszacowana bardzo zgrubnie z powodu braku wiarygodnych zestawień statystycznych).

Instalacje zostały sklasyfikowane w trzech grupach (tab. 2). Grupa I obejmuje instalacje wykorzystujące wody o temperaturze powyżej 25°C, grupa II to instalacje balneologiczne, natomiast instalacje z grupy III obejmują systemy pomp ciepła, które wykorzystują temperaturę poniżej 25°C pochodzącą z gruntu i wód podziemnych. Temperatura 25°C została przyjęta jako umowna granica rozdzielająca instalacje I i III grupy z uwagi na to, że jest to praktycznie maksymalna temperatura dolnego źródła dla efektywnej pracy sprężarkowych pomp ciepła.

Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce jest realizowane, jak wspomniano wcześniej, metodą bezpośrednią polegającą na wytwarzaniu ciepła. Sumaryczna moc cieplna zainstalowana we wszystkich trzech grupach instalacji przekracza 267 MW_t, w tej liczbie prawie połowa mocy (ponad 128 MW_t) jest zabezpieczana z energii geotermalnej, pozostała część mocy (prawie 139 MW_t) pochodzi z gazu, oleju opałowego i energii elektrycznej. Te tradycyjne nośniki energii są wykorzystywane do napędu pomp absorpcyjnych (gaz) i sprężarkowych (energia elektryczna) oraz w źródłach szczytowych, jak kotły gazowe i olejowe, a także w agregatach kogeneracyjnych (gaz) wytwarzających energię cieplną i elektryczną.

Całkowita ilość produkowanej rocznie energii jest oceniana na ponad 1318 TJ. Jest to wartość obejmująca wszystkie nośniki energii, a więc energię geotermalną i konwencjonalną. W tabeli 2 zestawiono wyniki obliczeń wskazujących, jaka ilość energii sprzedanej powstała z konwersji energii geotermalnej, a jaka z paliw konwencjonalnych.

Na podstawie danych pochodzących z *Bilansu zasobów kopalin* (2009), informacji pozyskanych bezpośrednio od firm oraz własnych szacunków obliczono, że dla I grupy instalacji (tab. 2 – instalacje ciepłownicze) ok. 429 TJ pochodzi z wód termalnych. Druga grupa (instalacje balneologiczne) praktycznie w 100% wykorzystuje energię pochodzącą z wód termalnych. Można zatem przyjąć, że wielkość ta wynosi 38,5 TJ. Sposób wyliczenia tej wartości wymagał dokonania pewnych założeń. Przykładowo – zakład balneologiczny w Ciechocinku ma zatwierdzoną wydajność ujęć wód w wielkości 479 m³/h, temperatura wód waha się w przedziale 27–32 °C. Na podstawie tych wartości można oszacować potencjalną moc całego ujęcia (możliwą do zainstalowania) na poziomie 8,2 MW_t. Aby oszacować wartość energii za źródła geotermalnego, posłużono się informacjami o poborze wód, w tym wypadku wielkość ta wynosi 107 770 m³/rok (*Bilans zasobów*, 2009), co wskazuje, że średnioroczny godzinowy pobór wynosił faktycznie tylko 12,3 m³/h (jedynie ok. 2,5% wartości zasobów zatwierdzonych). Ta wielkość została wykorzystana do oszacowania ilości pozyskanej z wód termalnych energii. Schłodzenie wód w zakładzie przyjęto na poziomie 12°C. Posługując się tym danymi i wskaźnikami, wyliczono, że w Ciechocinku możliwe było pozyskanie w 2008 rok ok. 5,8 TJ energii z wód termalnych. W podobny sposób oszacowano ilość energii pozyskiwanej w pozostałych zakładach.

Trzecią grupę analizowanych instalacji stanowią sprężarkowe pompy ciepła (CHP) funkcjonujące dzięki energii cieplnej wód podziemnych i gruntu. Jak wcześniej zauważono, instalacji takich jest w Polsce kilka tysięcy i zastosowano w nich zwykle urządzenia o niewielkiej mocy – kilku do kilkudziesięciu kW. Urządzenia te pracują, wykorzystując do napędu energię elektryczną. Z szacunkowych danych wynika, że rocznie w Polsce sprzedawanych jest 1000–1500 pomp ciepła (Joniec, 2007). Pod względem mocy ponad 50% sprzedawanych pomp stanowią urządzenia o cieplnej mocy znamionowej do 70 kW, natomiast w zakresie mocy 70–110 kW – 30% rynku. Pompy ciepła o mocy powyżej 110 kW to 8–9% ogółu, a o mocy powyżej 150 kW – jedynie 1% sprzedawanych pomp. Polski rynek CHP jest nieporównywalny z rynkami innych państw Unii Europejskiej. Przewodzące kraje stosują różnorodne zachęty, głównie dotacje i ulgi dla inwestorów. W Niemczech, kraju o podobnych warunkach klimatycznych, w ostatnich 2

latach zainstalowano odpowiednio 45 i 55 tys. pomp ciepła. Jest to ponad 100-procentowy wzrost sprzedaży tych urządzeń, gdyż w latach 2004 i 2005 instalowano 12–18 tys. pomp ciepła rocznie (Joniec, 2007). Szacując ilość energii wytwarzanej w Polsce z CHP, należy uwzględnić współczynnik efektywności energetycznej (COP), który osiąga wartości zwykle 2,5–3,2 i czasami powyżej 3,5 w instalacjach wykorzystujących wody podziemne o temperaturze rzędu 20°C. Ilości energii odnawialnej wytwarzanej rocznie w tych instalacjach można zatem ocenić na ok. 450 TJ.

Sumaryczna ilość energii wytwarzanej ze źródła geotermalnego we wszystkich instalacjach omówionych trzech grup wynosi ok. 918 TJ/rok, co stanowi ok. 70% ogólnie wytwarzanej energii w zakładach geotermalnych.

Pomimo wykorzystania wszelkich dostępnych danych przedstawione w artykule zestawienie ma charakter jedynie poglądowy. Niestety brak spójnego systemu monito-

rującego i archiwizującego dane z istniejących zakładów i ośrodków wykorzystujących wody termalne uniemożliwia precyzyjniejszą ocenę. Jakkolwiek możliwe jest dość precyzyjne określenie wielkości zainstalowanej mocy cieplnej, na podstawie urządzeń przetwarzających energię geotermalną w energię dostarczaną odbiorcy, to oszacowanie ilości konsumowanej energii z rozdziałem na energię pochodzącą ze źródła geotermalnego i źródła wspomagającego (szczytowego) jest bardzo trudne. Istotne jest zatem dotarcie do najbardziej wiarygodnych informacji, także ustnych, zapewniających możliwie najprecyzyjniejszą ocenę. W tym miejscu autor pragnie podziękować szczególnie prof. Janowi Dowgiałle za cenne rozmowy i korekty danych dotyczących parametrów pozyskiwanych wód w instalacjach geotermalnych zakładów balneologicznych.

Jak wcześniej zaznaczono, w grupach I i II (tabela 2) znajduje się 16 obiektów, w których prowadzi się wydoby-

Tab. 2. Główne parametry energetyczne instalacji geotermalnych, balneologicznych i pomp ciepła w Polsce (na podstawie Kępińskiej, 2005; Bujakowskiego, 2008; Bilansu zasobów, 2009)

Table 2. Main energy parameters of geothermal and balneological installations and heat pumps in Poland (based on: Kępińska, 2005; Bujakowski, 2008; Bilans zasobów, 2009)

Lokalizacja instalacji <i>Location</i>	Zasoby eksploatacyjne <i>Admissible volume of extracted</i> [m ³ /h]	Temperatura <i>Temperature</i> [°C]	Moc zainstalowana całkowita / z geotermii* <i>Capacity total / geothermal*</i> [MW]	Pobór wód <i>Groundwater extraction</i>		Produkcja energii całkowita / z geotermii* [TJ/rok] <i>Energy total / geothermal* [TJ/year]</i>
				[m ³ /rok] <i>[m³/year]</i>	[m ³ /h]	
Grupa I – Instalacje ciepłownicze wykorzystujące wody termalne (temp. >25°C), Group I – Heating installations (temp. >25°C)						
1) Mszczonów	60	41	7,4 / 1,1	283 509	32,4	45 / 20,4
2) Podhale – Bańska Nizna	670	86	80,5 / 15,5	2 977 418	339,9	324 / 226
3) Podhale – Zakopane Antałówka	130	33,5	2,6 / 2,6	292 709	33,4	21 / 21
4) Podhale – Zakopane Szymbarkowa	80	27	1,2 / 1,2	b.d.**	b.d.	8 / 8
5) Podhale – Bukowina Tatrzńska	40	64,5	2,41 / 2,26	88 298	10,1	22,8 / 11,1
6) Pyrzyce	340	61	48,0 / 15,0	621 879	71,0	130 / 44,8
7) Stargard Szczeciński	200	87	10,0 / 10,0	711 948	81,3	90 / 90
8) Uniejów	120	68	5,6 / 3,2	360 977	41,2	14,2 / 8,5
Razem grupa I Total group I	–	–	155,21 / 48,46	–	–	655 / 429,8
Grupa II – Instalacje geotermalne w zakładach balneologicznych, Group II – Balneological installations						
1) Ciechocinek	479	27–32	8,2 / 8,2	107 770	12,3	5,8 / 5,8
2) Cieplice	56,54	22–60	1,38 / 1,38	54 167	6,2	2,9 / 2,9
3) Duszniki	107,48	16–21	0,99 / 0,99	321 805	36,7	11,6 / 11,6
4) Grudziądz-Marusza	20	20	0,23 / 0,23	5 827	0,7	0,2 / 0,2
5) Łądek	59,85	20–44	1,03 / 1,03	324 631	37,1	17,5 / 17,5
6) Lubatówka	11,7	24	0,13 / 0,13	6 685	0,8	0,2 / 0,2
7) Rabka Zdrój	6,44	28	0,11 / 0,11	6 521	0,7	0,2 / 0,2
8) Ustroń	2,2	28	0,06 / 0,06	5 269	0,6	0,1 / 0,1
Razem grupa II Total group II	–	–	12,13 / 12,13	–	–	38,5 / 38,5
Grupa III – Pompy ciepła wykorzystujące ciepło wód gruntowych i gruntu (temp. <25°C) Group III – Heat pumps (temp. <25°C)						
Pompy ciepła (ok. 10 000) <i>Heat pumps (ca. 10 000)</i>	–	7–25	>100 / >68	–	–	>625 / > 450
Razem grupa III Total group III	–	–	>100 / >68	–	–	>625 / > 450
SUMA WSZYSTKICH INSTALACJI, TOTAL	–	–	>267,34 / >128,59	–	–	>1 318,5 / > 918,3

*wartości oszacowane, *estimated values*

**b.d. – brak danych, *no data*



Ryc. 2. Lokalizacja funkcjonujących, będących w budowie i planowanych geotermalnych zakładów górniczych oraz kąpielisk z wodami termalnymi w Polsce

Fig. 2. Location of geothermal plants and swimming pools operational, under construction and planned in Poland

cie wód termalnych. Z formalnego punktu widzenia są to zakłady górnicze eksploatujące kopalinę podstawową, jaką są wody termalne i lecznicze. Należy zwrócić uwagę na niejasną sytuację zakładu w Stargardzie Szczecińskim. Przedsiębiorstwo to boryka się z różnorodnymi problemami ekonomicznymi, które zmusiły zarząd spółki do złożenia w marcu 2007 r. wniosku do sądu o upadłość z możliwością zawarcia układu z wierzycielami. Niestety we wrześniu 2007 r. NFOŚiGW (główny wierzyciel) zażądał wypłaty gwarancji z tytułu udzielonej pożyczki, przyczyniając się do likwidacji przedsiębiorstwa (Kubski, 2008).

Na rycinie 2 zaprezentowano lokalizację 16 zakładów górniczych. Oprócz nich zlokalizowano 6 kąpielisk geotermalnych funkcjonujących przy zakładach górniczych. Są to następujące ośrodki:

- *Termy Podhalańskie firmy Kurort* – ośrodek uruchomiony na wiosnę 2008 r. i wykorzystujący wody termalne z Zakładu Górniczego PEC *Geotermia Podhalańska SA*,
- *Termy Mszczonów* – uruchomione w czerwcu 2008 r. i wykorzystujące wody termalne z Zakładu Górniczego *Geotermii Mazowieckiej SA*,



Ryc. 3. Widok na kąpielisko geotermalne na Polanie Szymoszkowej (www.szymoszkowa.com.pl)
 Ryc. 3. The Szymoszkowa geothermal swimming pool (www.szymoszkowa.com.pl)

- *Aqua Park Zakopane* – działający od grudnia 2006 r., wody termalne pochodzą z własnego zakładu górniczego eksploatującego ujęcia otworowe Zakopane IG-1 i Zakopane-2,
- *Terma Bukowina Tatrzańska* – uruchomiona w grudniu 2008 r., wykorzystująca wody termalne z własnego Zakładu Górniczego eksploatującego wody odwiertem Bukowina Tatrzańska PIG-1,
- *Kąpielisko geotermalne na Polanie Szymoszkowej* – próbnie uruchomione w końcu 2007 r., a działające komercyjnie od czerwca 2009 r., mające własny zakład górniczy eksploatujący wody termalne z odwiertu Szymoszkowa GT-1 (ryc. 3),
- *Termy Uniejów* – uruchomione w lipcu 2008 r. i wykorzystujące wody termalne z Zakładu Górniczego *Geotermii Uniejów Sp. z o.o.*

Jak wynika z przedstawionego zestawienia, w 2008 r. uruchomiono najwięcej kąpielisk geotermalnych. Otwarto wówczas 4 obiekty, jedynie zakopiański *Aqua Park* i kąpielisko na Polanie Szymoszkowej mają nieco dłuższy żywot. Koszt realizacji tych ośrodków może być określony jedynie na podstawie własnych szacunków porównawczych, gdyż są tu również ośrodki wykonane przez prywatnych inwestorów, którzy niechętnie mówią o szczegółach inwestycji. Szacunkowo zatem można przyjąć, że koszty inwestycyjne związane jedynie z budową wszystkich 6 ośrodków (bez kosztów obiektów zakładu górniczego jeżeli ośrodek nie jest jego właścicielem) przekraczają sumę 300 mln zł.

Kaskadowy system wykorzystania energii geotermalnej

Inny sposób wykorzystania energii geotermalnej funkcjonuje na Podhalu w Laboratorium Geotermalnym IGS-MiE PAN (ryc. 2). System kaskadowy umożliwia demonstrację i prowadzenie badań wielokierunkowego zagospodarowania energii geotermalnej (Bujakowski, 2000). Kaskadowy odbiór ciepła odbywa się na pięciu stopniach wykorzystania ciepła i opiera się na obiegu wtórnym wody ciepłowniczej (ryc. 4).

Pierwszy poziom systemu stanowi geotermalna sieć ciepłownicza zaopatrująca w ciepło, do centralnego ogrzewania i produkcji ciepłej wody użytkowej, indywidualne budynki mieszkalne, bloki mieszkalne i obiekty użyteczności publicznej. Wykorzystywana jest tu najwyższa temperatura wody złożowej, tj. 86–65°C. Ten obieg

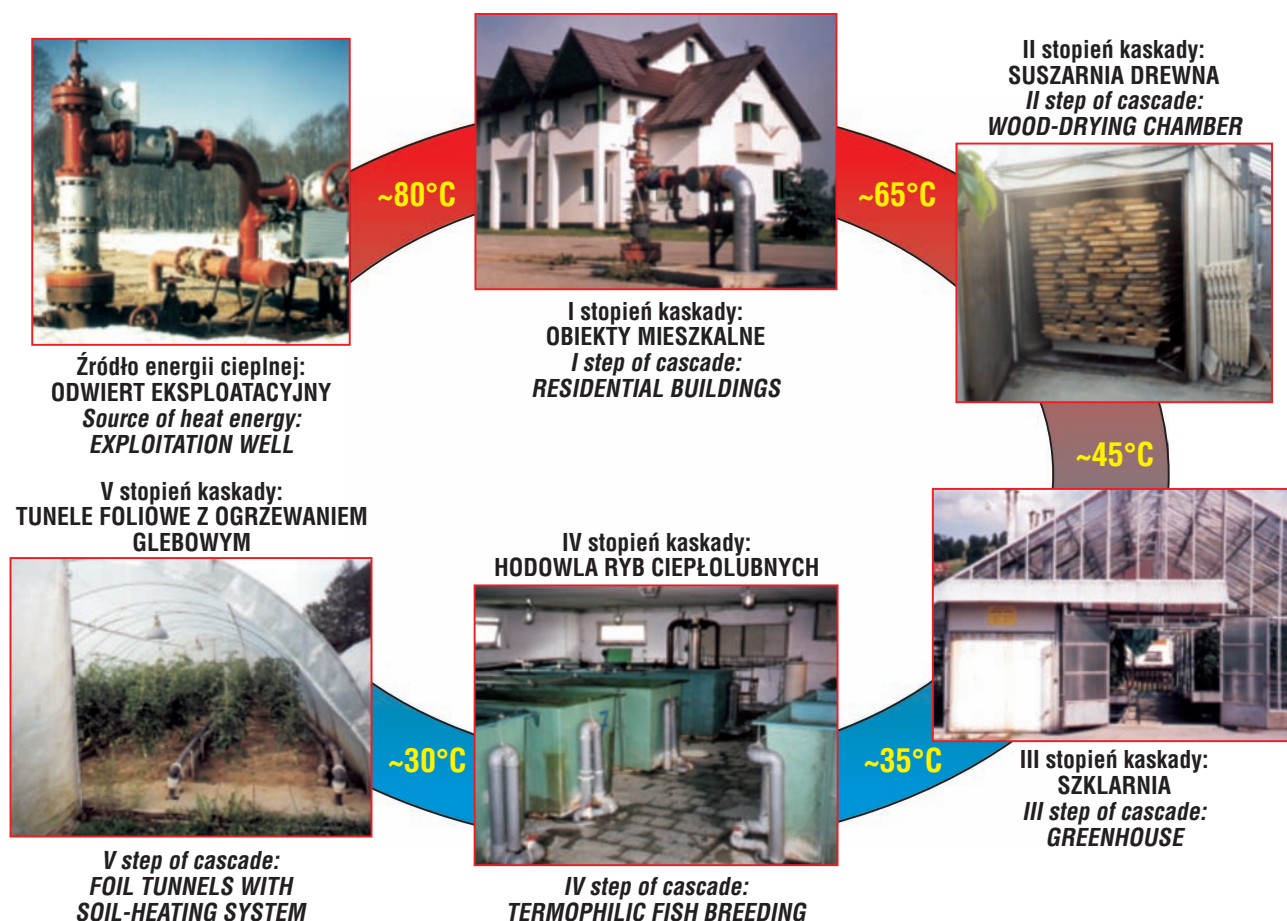
ciepłowniczy jest obsługiwany przez głównego operatora systemu geotermalnego – firmę *PEC Geotermia Podhalańska SA*.

Drugi poziom kaskady stanowi suszarnia drewna, której układ grzewczy został zaprojektowany dla temperatury 60°C. Powszechnie używane suszarnie drewna wykorzystują temperaturę znacznie wyższą, przekraczającą 90°C. Użycie niższego parametru wydłuża nieco – o kilka dni – proces suszenia drewna, lecz jednocześnie pozwala na uzyskanie surowca o lepszych cechach jakościowych, zwłaszcza dla przemysłu meblarskiego.

Trzeci poziom odbioru ciepła reprezentuje szklarnia parapetowa, w której instalacje grzewcze zaprojektowano dla temperatury rzędu 45°C. Wykorzystanie tej temperatury do upraw szklarniowych wymagało zainstalowania prawie 3-krotnie większej powierzchni grzewczej radiatorów. W rzeczywistych warunkach kubaturowych szklarni wymóg ten mógł być spełniony poprzez zastosowanie upraw roślin na parapetach, pod którymi umieszczono pakiety radiatorów. Ponadto zostały one zainstalowane także na ścianach bocznych szklarni. W szklarni są uprawiane warzywa i rośliny ozdobne.

Kolejnym elementem kaskady jest obiekt chowu ryb ciepłolubnych z instalacjami dogrzewu wody hodowlanej zaprojektowanymi na temperaturę około 35°C. Hodowla ryb ciepłolubnych wymaga posiadania źródła ciepła zabezpieczającego pokrycie potrzeb związanych z przygotowaniem wody technologicznej, której temperatura (optymalna dla rozwoju ryb) powinna mieścić się w przedziale 20–33°C. Średni przyrost jednostkowy ryb wynosił 167–210%, natomiast współczynnik pokarmowy mieścił się w zakresie 0,93–1,14 (na 1 kg masy ryb zużyto 0,93–1,14 kg paszy). Wyniki te świadczą o bardzo dobrych warunkach bytowych, jakie zostały wytworzone dla suma afrykańskiego.

Ostatni – piąty poziom funkcjonującego układu reprezentują tunele foliowe do upraw warzyw w podgrzewanej glebie. Do systemu rur jest kierowana woda ciepłownicza o temperaturze 30–40°C. Główny układ grzewczy stanowi ruszt z rur z tworzywa sztucznego zagłębionych w glebie uprawnej na głębokości 30–40 cm. Układ pomocniczy tworzy 8 rur umieszczonych ok. 50 cm powyżej poziomu gleby, po dwie wzdłuż ścian i w centralnej osi tuneli foliowych. Tak skonstruowany układ grzewczy umożliwia wydłużenie czasu prowadzenia upraw. W trudnych warunkach klimatycznych Podhala udało się uzyskać praktycznie całoroczną produkcję warzyw (z wyłączeniem okresu nie-



Ryc. 4. Kaskadowe wykorzystanie energii geotermalnej w Laboratorium Geotermalnym Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

Ryc. 4. Cascade use of geothermal energy in the Geothermal Laboratory of Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences

zbędnego do zabiegów pielęgnacyjnych i regeneracyjnych gleby). Uprawiane warzywa to głównie pomidory, ogórki, papryka, sałata (w różnych odmianach) i rzodkiewki.

Przeprowadzone badania doświadczalne i analizy wyników zaspokojenia potrzeb energetycznych poszczególnych stopni kaskady umożliwiły opracowanie wykresu rozkładu energii (ryc. 5). Analizy wykazują, że zbiornik geotermalny posiada znaczną nadwyżkę mocy cieplnej w stosunku do obecnie pobieranej. Pobór ciepła odbywa się głównie przez domy jednorodzinne w instalacjach centralnego ogrzewania i produkujących ciepłą wodę użytkową, co stanowi jedynie ok. 22 % energii wydobywanej na powierzchnię. Pobór ciepła w instalacjach wykorzystujących niższy parametr temperatury, tj. systemy ogrzewania hodowli ryb i upraw warzyw, mają znikomy wpływ na zmniejszenie potencjału wstępnego (ok. 0,3% energii wydobywanej), a mogą być wynikiem podnoszącym sprawność ekonomiczną udostępnienia pola geotermalnego.

Planowane przedsięwzięcia geotermalne

Oprócz już funkcjonujących instalacji w naszym kraju są także prowadzone różnorodne prace, będące w różnych fazach realizacji. W wielu miejscowościach są podejmowane inicjatywy oraz prowadzone są prace studialne i przygotowawcze zmierzające do wykorzystania energii geotermalnej. Skalę tego zainteresowania przedstawił na rycinie 2, na której są uwidocznione lokalizacje przed-

sięwzięć geotermalnych będących na różnych etapach inwestycji. Warto wymienić projekty w Gostyninie, Toruniu, Białce Tatrzańskiej i Skierniewicach, w których istnieją odwierty geotermalne i jest bardzo duża szansa ich gospodarczej eksploatacji.

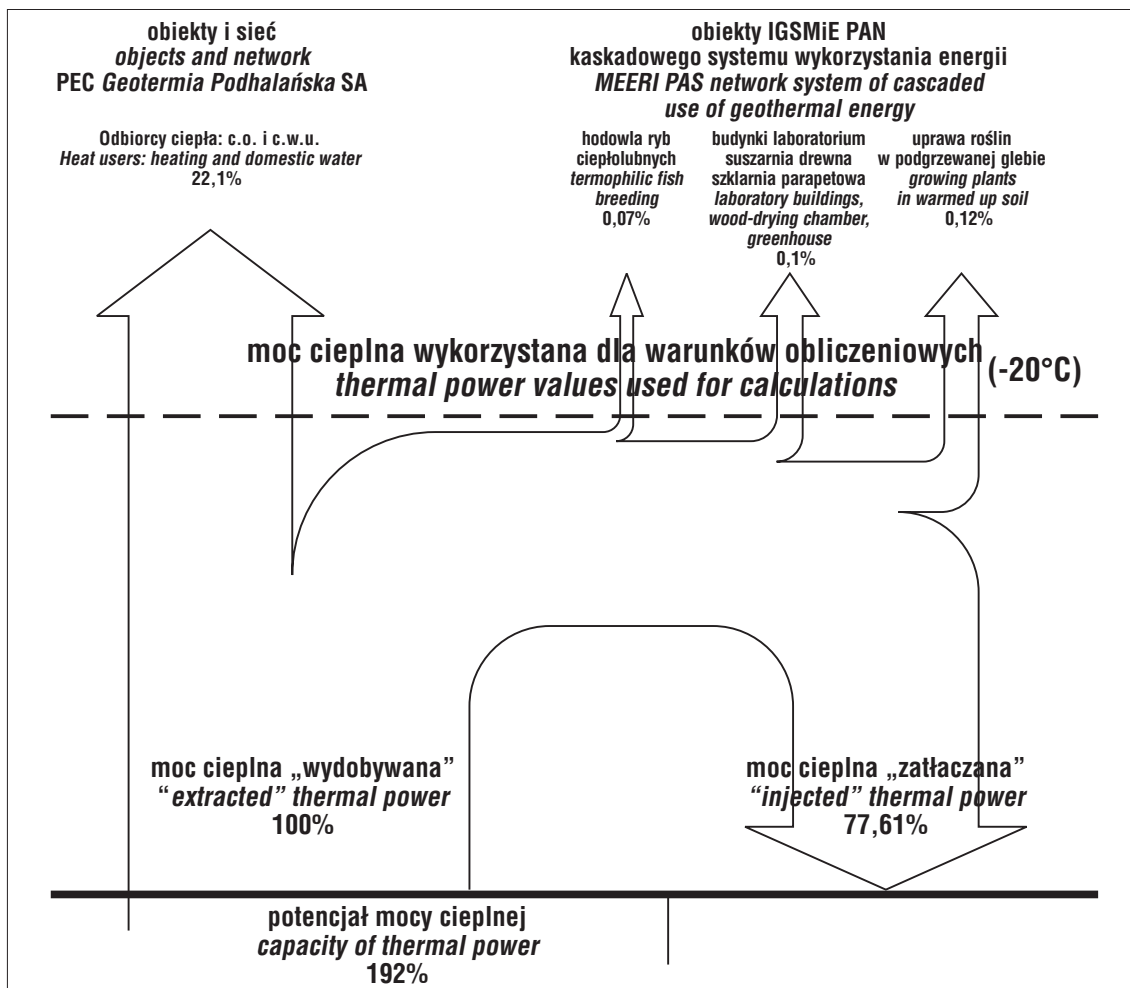
W dwóch miejscowościach wykonuje się prace geologiczne nad nowymi odwiertami, są to odwiert Kleszczów GT-1 i odwiert Poddębice GT-1.

Oprócz tego dla kilkunastu miejscowości zostały opracowane projekty prac geologicznych wykonania odwiertu geotermalnego oraz przygotowane zostały wnioski o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie zasobów wód termalnych.

Wnioski

Zainteresowanie wykorzystaniem energii i wód termalnych w naszym kraju zdecydowanie wzrosło w ostatnich latach. Przełomowy był 2008 r., kiedy to zostały otwarte 4 kąpieliska geotermalne, natomiast w 2009 r. trwały prace nad kolejnymi 6 zakładami, a w kilkunastu nowych miejscach są prowadzone wstępne prace dokumentacyjne.

Warte podkreślenia jest to, że główne zainteresowanie ukierunkowane jest na cele rekreacyjno-lecznicze. Jest oczywiste, że przykład innych krajów miał ogromny wpływ na decyzje polskich inwestorów. Na Słowacji wykorzystanie geotermii do tych celów ma rangę priorytetu gospodarczego, dzięki czemu uruchomionych zostało tam ponad 40 kąpielisk. W Polsce niestety mamy do czy-



Ryc. 5. Wykres Sankeya rozkładu energii dla ciepłowni geotermalnej w Bańskiej Niżnej
Ryc. 5. Sankey diagram for distribution of geothermal energy in the geothermal plant at Bańska Niżna

nienia z działaniami wprawdzie silnych i odpornych na wszelakie stresy, ale tylko jednostek.

Milowym krokiem, ułatwiającym szerokie wykorzystanie energii geotermalnej, byłyby działania centralne zmierzające do m.in.:

- ❑ ubezpieczenia ryzyka geologicznego niez uzyskania oczekiwanych parametrów złoża w trakcie wykonywania odwiertów geotermalnych (tzw. ubezpieczenie krótkoterminowe),
- ❑ ubezpieczenia pracy złoża wód termalnych w trakcie jego eksploatacji (ubezpieczenie długoterminowe),
- ❑ wprowadzenia certyfikatów zielonej energii na ciepło ze źródła geotermalnego,
- ❑ zakup jednostek ciepła geotermalnego.

Niestety te i inne działania są ciągle na etapie analitycznym, a biorąc pod uwagę nasze zobowiązania europejskie, których granicą jest 2020 r., wprowadzenie ich w życie może okazać się zbyt późne.

Literatura

BERTANI R. 2010 – Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report. [In:] Proceedings of the World Geothermal Congress, Bali (Indonesia), 25–29 April 2010.
Bilans zasobów kopalni i wód podziemnych w Polsce wg stanu na 31 XII 2008; 2009 – Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.
 BUJAKOWSKI W. 2000 – Pilotowy projekt wykorzystania ciepła geotermalnego do upraw warzyw i chowu ryb w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN na Podhalu. Czas. Techn., 58–63.

BUJAKOWSKI W. 2005 – A review of Polish experiences in the use of geothermal water. [In:] Proceedings World Geothermal Congress 2005. Antalya, Turkey.
 DZIEWAŃSKI J. (red.) 1993 – Encyklopedyczny słownik zoologiczny. Wyd. 2 rozsz. i popr. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków.
 GÓRECKI W. (red.) 1995 – Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polski. Wyd. Towarzystwo Geosynoptyków GEOS. Kraków.
 GÓRECKI W. (red.) 2006 – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. AGH, Kraków.
 HAJTO M. & GÓRECKI W. 2010 – Potencjał energetyczny wód termalnych na Niżu Polskim. Biul. Państw. Inst. Geol., 439.
 JONIEC W. 2007 – Rynek pomp ciepła. Rynek Instal., 11.
 KĘPIŃSKA B. 2005 – Geothermal energy country update report from Poland, 2000–2004. [In:] Proceedings World Geothermal Congress 2005. Antalya, Turkey.
 KLECZKOWSKI A. 1990 – Objasnienia do Mapy obszarów głównych zbiorników wód podziemnych (GZWP) w Polsce wymagających szczególnej ochrony, w skali 1 : 500 000. Inst. Hydrogeol. i Geol. Inż. AGH, Kraków.
 KUBSKI P. 2008 – Ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim i jej upadek. Instal., 2: 20–25.
 LUND J.W., FREESTON D.H. & BOYD T.L. 2005 – World-wide direct uses of geothermal energy 2005. [In:] Proceedings World Geothermal Congress 2005. Antalya, Turkey. Paper No. 0007 (CD).
 LUND J.W., FREESTON D.H. & BOYD T.L. 2010 – Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review. [In:] Proceedings of the World Geothermal Congress Bali (Indonesia), 25–29 April 2010.
 NEY R. 1997 – Zasoby energii geotermalnej w Polsce i możliwe kierunki jej wykorzystania. [W:] Problemy wykorzystania energii geotermalnej i wiatrowej w Polsce: seminarium naukowe, Kraków-Zakopane, 26–27.05.1997. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków-Zakopane.
 PLEWA S. 1994 – Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków.

Praca wpłynęła do redakcji 9.03.2010 r.
 Po recenzji akceptowano do druku 17.05.2010 r.