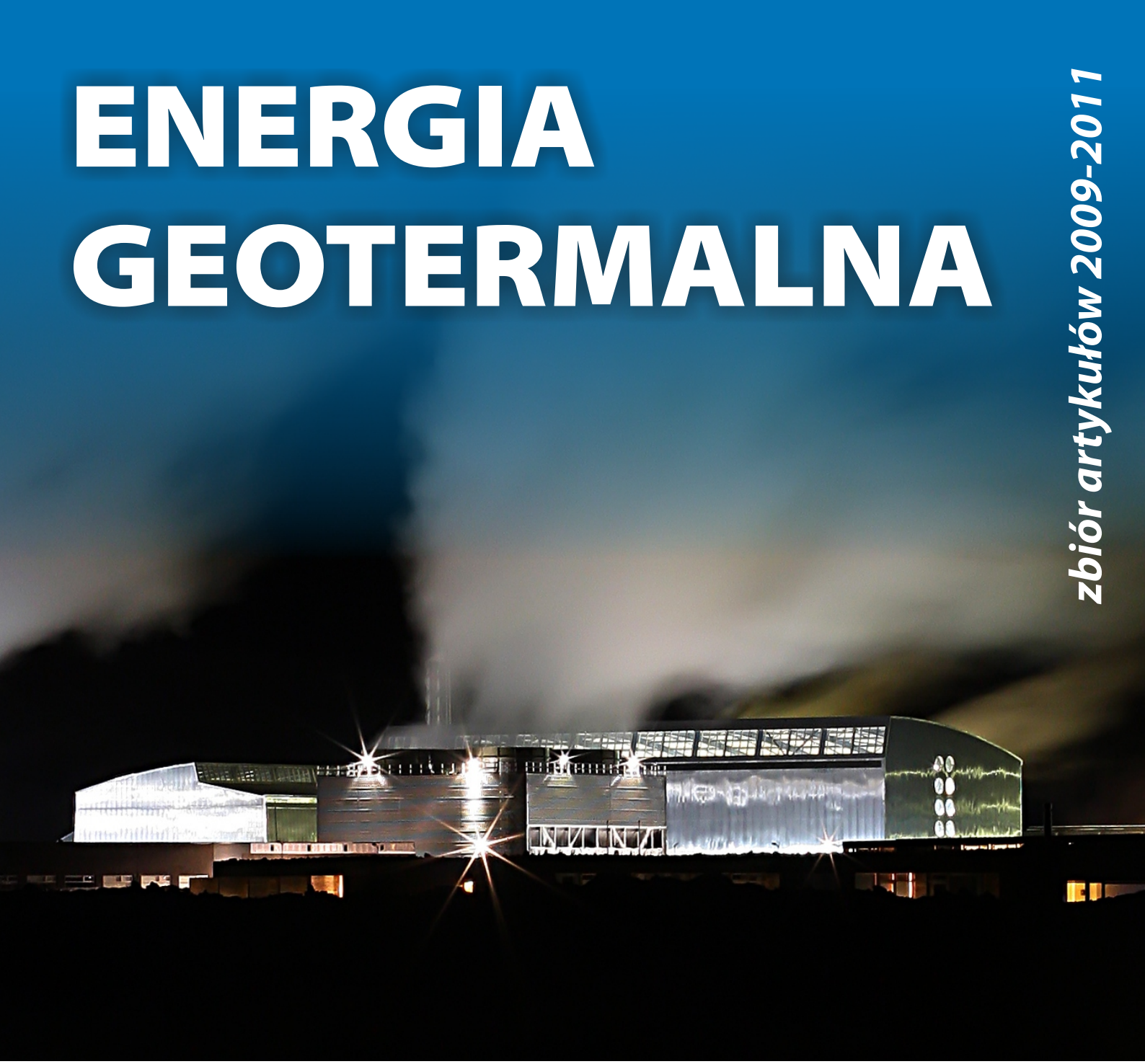
ENERGIA GEOTERMALNA

zbiór artykułów 2009-2011



GLOBEnergia

Odnawialne Źródła i Poszanowanie Energii

SPIS TREŚCI

Podstawy – geotermii

Systemy binarne w geotermii

Geotermia petrotermalna czyli „gorąca woda ze skały” – wybrane przykłady europejskie

Duet geotermia – biopaliwo

Produkcja prądu elektrycznego – zastosowanie systemów binarnych w geotermii

Ciepło z tunelu. Geotermia tunelowa – Tunnelthermie ®

Geotermalne perspektywy dla miast północno-zachodniej Polski

Geotermia w Poddębicach – już coraz bliżej gorących wód

Efektywne pozyskiwanie funduszy unijnych kluczem do rozwoju inwestycji geotermalnych

Larderello – geotermalna tradycja Włoch

Geotermalne podróże po Polsce – Geotermia Grudziądz

Gorąca Kalifornia

Wyspa pełna energii – Geotermia na Islandii

Termalna egzotyka w Szwajcarii – Tropenhaus Frutigen

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych – geotermia

GLOBEnergia
Odnawialne Źródła i Poszanowanie Energii

Podstawy geotermii

Definicja energii geotermalnej

Energią geotermalną nazywamy energię pochodzącą z wnętrza Ziemi zakumulowaną w systemach hydrotermalnych lub gorących suchych skałach (hot dry rocks), przy czym wyróżnia się energię pierwotną będącą pozostałością po procesach formowania się planety oraz energię powstającą w wyniku procesów rozpadu pierwiastków promieniotwórczych. Ciepło zaliczane do zasobów geotermalnych charakteryzuje temperatura co najmniej 20°C.

Zgodnie z pojęciem stopnia geotermicznego, definiowanego jako głębokość (mierzona w metrach), na której temperatura wzrasta o 1°C w stosunku do punktu początkowego, temperatura zmienia się w zależności od budowy geologicznej obszaru, rozwoju geotektonicznego, procesów chemicznych zachodzących w głębi Ziemi, bliskości zjawisk wulkanicznych oraz obecności wód wgłębnych. Średni stopień geotermiczny w Polsce wynosi około 33 m/°C. Podobnie jak w innych krajach Europy, w Polsce występują głównie baseny sedymentacyjne, wypełnione wodami geotermalnymi o temperaturach od 20°C do około 90°C, których zasoby geotermalne wynoszą w przybliżeniu 2,9*1017 J/km^2.

Powszechność występowania, odnawialność oraz brak zależności od zmieniających się warunków klimatycznych są niewątpliwymi zaletami energii geotermalnej. Daje to możliwość wykorzystania potencjału geotermalnego do ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz zastosowania w rolnictwie, balneoterapii i rekreacji.

Rodzaje energii geotermalnej

Obecnie wykorzystuje się przede wszystkim ciepło zgromadzone w złożach wód i par geotermalnych będących nośnikami ciepła na powierzchnię terenu. Zbiorniki te, eksploatowane głównie z głębokości do czterech tysięcy metrów, zbudowane są ze skał charakteryzujących się wysokimi parametrami porowatości, szczelinowatości oraz przepuszczalności, co znacznie ułatwia akumulację ciepła.

Złoża par geotermalnych *- złoża o wysokiej entalpii wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej. Charakteryzują się temperaturami przekraczającymi 150°C.*

Wody geotermalne *- złoża o niskiej entalpii wykorzystywane w sposób bezpośredni do produkcji energii cieplnej, także w balneoterapii i rekreacji (pod warunkiem że spełniają stawiane im wymagania). Charakteryzują się temperaturami niższymi od 150°C.*

Zasada wykorzystania par i wód geotermalnych polega w pierwszym z przypadków na wykorzystywaniu par do napędzania turbin, połączonych wałem obrotowym z generatorem produkującym prąd elektryczny. Woda geotermalna wydobywana przez otwory wiertnicze oddaje natomiast ciepło w wymiennikach lub pompach ciepła, które następnie przekazywane jest do medium zasilającego sieć ciepłowniczą.

Na coraz większą skalę złoża o niskiej entalpii wykorzystywane są także do produkcji energii elektrycznej w systemach binarnych opartych na obiegu cieplnym Rankine'a. Medium robocze o temperaturze parowania niższej od temperatury wrzenia wody jest odparowywane podczas wymiany ciepła z wodą geotermalną, po czym przechodzi przez turbinę parową połączoną z generatorem, podobnie jak ma to miejsce przy wykorzystaniu złóż par geotermalnych. Zużyta para jest skraplana w kondensatorze i ponownie przepływa do parownika.

Poza parami oraz wodami geotermalnymi ciepło zawarte w gruncie w coraz większym stopniu odzyskuje się także za pomocą pomp ciepła z płytkich partii skorupy ziemskiej (tzw. płytka geotermia) o temperaturach sięgających kilkunastu stopni Celsjusza. Jest to sposób nie tylko ogrzewania pomieszczeń, ale także ich chłodzenia.

Pompa ciepła *- urządzenie wykorzystujące niskotemperaturową energię geotermalną zakumulowaną w gruncie i wodach podziemnych, a następnie przekazujące energię cieplną o wyższej temperaturze do instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.*

Perspektywicznymi źródłami ciepła są także suche gorące skały krystaliczne (hot dry rocks) niezawierające par ani wód geotermalnych. Związane są one ze strefami ryftowymi oraz strefami subdukcji, a eksploatacja polega na odbiorze ciepła z wody zatłaczanej do stref szczelinowatości i jej odbiorze za pomocą otworu pełniącego rolę produkcyjną i chłonną. Technologia ta znajduje się wciąż na etapie badań eksperymentalnych.

GLOBEnergia3Akademia Viessmann

Rodzaje złóż geotermalnych

Pozyskiwanie energii geotermalnej polega głównie na wykorzystywaniu wspomnianych par i wód geotermalnych, wydobywanych otworami wiertniczymi. W zależności od ciśnienia, kształtu zbiornika i rzeźby powierzchni terenu wyróżnia się złoża artezyjskie oraz subartezyjskie.

Złoże artezyjskie *- złoże charakteryzujące się samoczynnym wypływem wody geotermalnej (podniesienie słupa wody ponad powierzchnię terenu) po wykonaniu odwiertu, co ma związek z występowaniem warstw wodonośnych pod ciśnieniem hydrostatycznym.*

Złoże subartezyjskie *- w strefach niższych ciśnień hydrostatycznych słup wody geotermalnej w otworze nie przekracza powierzchni terenu. Woda jest eksploatowana (podnoszona) przez otwór produkcyjny przy zastosowaniu urządzeń wydobywczych (najczęściej są to agregaty pompowe zapuszczone do otworu).*

Pompa głębinowa *- urządzenie stosowane w geotermalnych otworach wiertniczych do wydobywania wód ze złóż subartezyjskich oraz utrzymania odpowiednio wysokiej wartości ciśnienia wody złożowej, ewentualnie zwiększenia wydajności eksploatowanych wód.*

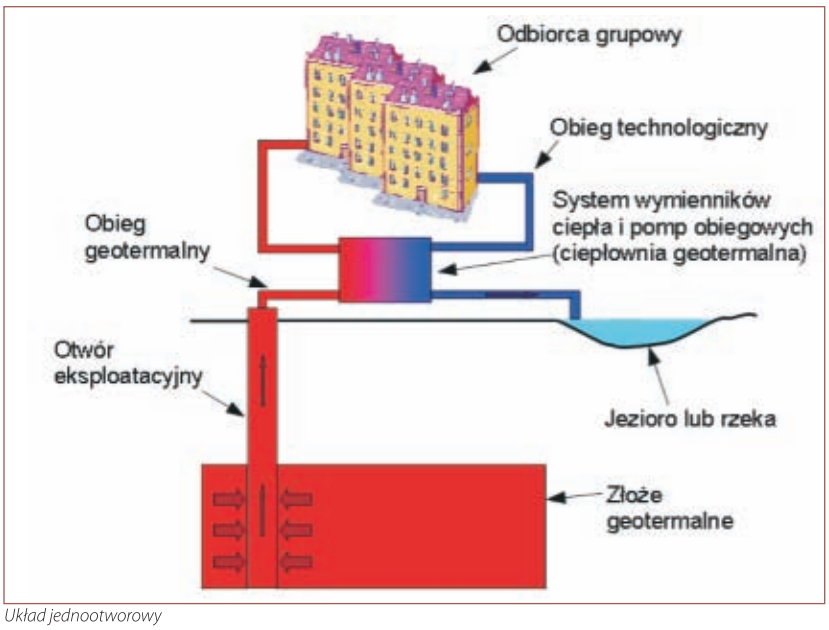
Informacje o złożu niezbędne do oceny możliwości przyszłej eksploatacji, takie jak potwierdzenie występowania poziomu wodonośnego, pobranie próbki wody złożowej czy określenie ciśnienia złożowego oraz zakumulowanej w nim energii, uzyskuje się poprzez opróbowanie geotermalnych poziomów wodonośnych.

Systemy odwiertów geotermalnych

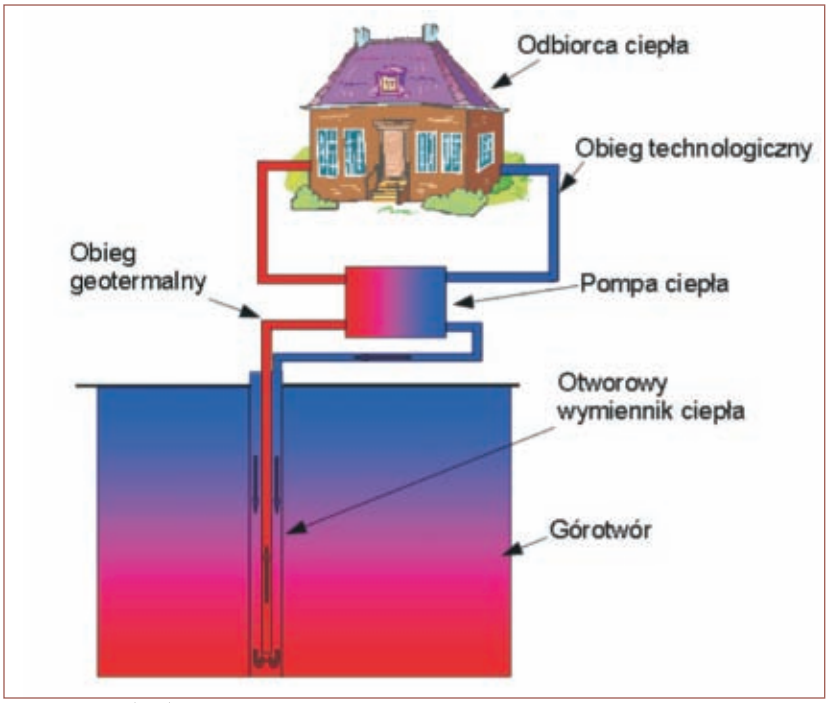
Metodyka wykonywania otworu wiertniczego polega na niszczeniu struktury skał przez obracający się po dnie otworu świder, na który wywierany jest poprzez obciążniki (umieszczone w kolumnie otworu) nacisk osiowy. Urobek usuwany jest następnie za pomocą płuczki wiertniczej na powierzchnię, gdzie zwiercone cząstki skały są od niej oddzielane. Wyróżnia się otwory pionowe, kierunkowe (skośne) oraz z końcowym odcinkiem poziomym. Na podstawie sposobu wydobycia wód geotermalnych oraz ilości zastosowanych otworów wiertniczych mówimy o systemach jednootworowych, dwuotworowych oraz wielootworowych.

System jednootworowy jest rozwiązaniem stosowanym bardzo rzadko, głównie w warunkach niewystarczającego zapotrzebowania na ciepło. Jest to układ oparty na wykorzystaniu jednego otworu wiertniczego, którym woda geotermalna jest eksploatowana, a następnie, po oddaniu części ciepła w wymienniku ciepła, jest wykorzystywana do celów przemysłowych, rolniczych czy rekreacyjnych (pod warunkiem że spełnia stawiane jej wymogi). Wadą takiego rozwiązania jest możliwość wyczerpania złoża przy zbyt długim okresie eksploatacji oraz szkody w środowisku wód powierzchniowych (konieczność chłodzenia wody oddawanej do cieków powierzchniowych lub zbiorników retencyjnych) oraz podziemnych. Zaletą systemów jednootworowych są natomiast niższe koszty na etapie realizacji inwestycji.

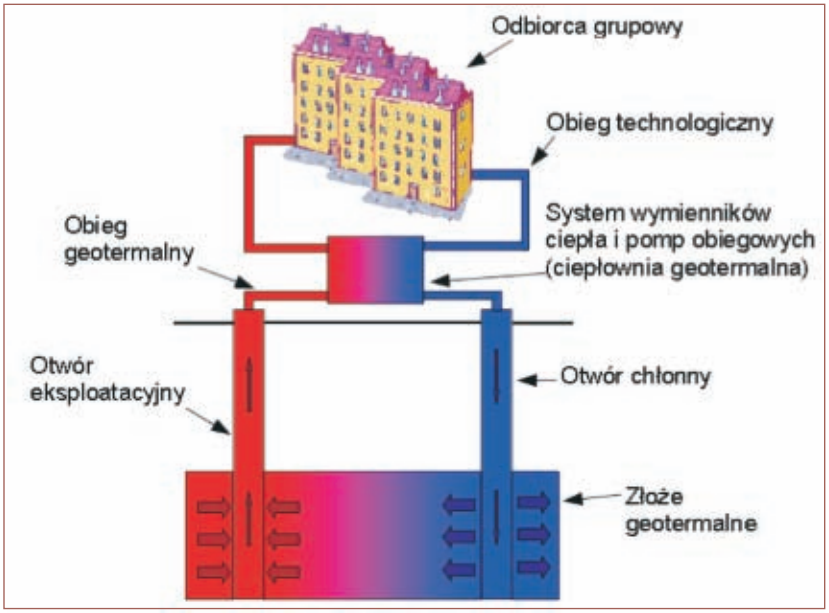
Istnieje możliwość wykorzystania systemu jednootworowego do eksploatacji wód geotermalnych przy ich jednoczesnym zatłaczaniu. Metoda ta polega na wykorzystaniu przestrzeni pierścieniowej między rurami wydobywczymi a rurami okładzinowymi, do której wprowadzana jest zimna woda wykorzystująca zjawisko konwekcji do powolnego ogrzewania się w swoistym zamkniętym wymienniku ciepła, jaki stanowi przestrzeń międzyrurowa. Po oddaniu ciepła woda wprowadzana jest w cyrkulacyjny obieg za pomocą pompy rotacyjnej. Zastosowanie tego typu rozwiązań jest korzystne w warunkach zaadaptowania niewykorzystanych otworów wiertniczych o potencjale



Układ jednootworowy



Otworowy wymiennik ciepła



Dublet geotermalny

GLOBEnergia4Akademia Viessmann

eksploatacyjnym. System dwuotworowy, nazwany także dubletem geotermalnym, składa się z otworu wydobywczego (produkcyjnego) oraz otworu zatłaczającego (chłonnego). Jest to najczęściej stosowane rozwiązanie eksploatacji wód geotermalnych. Zaletą systemu dwuotworowego jest uzyskanie dużych wydajności eksploatacyjnych w przypadku korzystnych warunków złożowych. Woda geotermalna jest wydobywana otworem produkcyjnym, oddaje ciepło w wymienniku ciepła lub pompie ciepła do wody obiegowej (konieczność wynikająca z wysokiej mineralizacji, woda złożowa nie może krążyć w obiegu ciepłowniczym), a następnie schłodzona zatłaczana jest otworem chłonnym do złoża. Rozwiązanie to zapewnia nie tylko odnawialność złoża oraz utrzymanie jego parametrów eksploatacyjnych, ale także spełnienie wymogów ochrony środowiska (brak degradacji wód podziemnych).

***Samoprzepływ wód geotermalnych** - proces polegający na samoczynnym wypływie i zatłoczeniu do złoża wody geotermalnej, możliwy dzięki różnicy ciśnień otworów eksploatacyjnego i chłonnego oraz przyrostowi ciśnienia hydrostatycznego zatłaczanej wody (efekt wzrostu ciężaru właściwego przy spadku temperatury w wymienniku ciepła).*

System wielootworowy składa się z więcej niż dwóch otworów wiertniczych. Najczęściej w jego skład wchodzą jeden otwór produkcyjny i dwa otwory chłonne.
Po oddaniu ciepła woda jest zatłaczana do złoża, przy czym tempo wydobycia, a co za tym idzie obniżania temperatury źródła nie powinno przekraczać szybkości ponownego jej ogrzania we wnętrzu Ziemi. W przypadku obniżenia się temperatury wydobywanej na powierzchnię wody geotermalnej istnieje możliwość wykonania nowych otworów eksploatacyjnych oddalonych od pierwotnie istniejących w taki sposób, aby wychłodzona strefa złoża mogła zostać ponownie nagrzana do pierwotnej temperatury.

Rodzaje układów stosowanych w instalacjach geotermalnych

Z punktu widzenia energetyki cieplnej nadrzędnym celem instalacji geotermalnej jest produkcja ciepła użytkowego o parametrach wymaganych przez odbiorców wraz z zapewnieniem dostatecznego komfortu cieplnego niezależnie od zmiennych warunków atmosferycznych i klimatycznych, przy maksymalnej efektywności termodynamicznej i ekonomicznej. Wyróżnia się trzy podstawowe układy odbioru energii z wód geotermalnych: układ monowalentny, układ biwalentny oraz układ kombinowany.
Układ monowalentny jest samowystarczalnym układem produkowania energii cieplnej przez instalację geotermalną. Rozwiązanie to stosowane jest w warunkach wysokich temperatur charakteryzujących złoże geotermalne, przy czym zainstalowana moc dostosowana jest do maksymalnego zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców lokalnych. System monowalentny jest także wykorzystywany przy zastosowaniu układu kaskadowego, jednakże sposób ten jest ściśle uzależniony od potrzeb odbiorców, a co za tym idzie, ma ograniczone możliwości wdrażania.
Układ biwalentny jest rozwiązaniem, w którym produkcja ciepła przez instalację geotermalną jest wspomagana przez urządzenia konwencjonalne podczas szczytowego zapotrzebowania przez odbiorców lokalnych na moc cieplną. Konieczność instalowania dodatkowego źródła ciepła podnosi koszty inwestycji, jednak samo złoże geotermalne oraz jego moc dyspozycyjna wykorzystywane są bardziej efektywnie niż ma to miejsce w przypadku układów monowalentnych.
Układ kombinowany wykorzystuje do produkcji ciepła równocześnie instalację geotermalną oraz urządzenia konwencjonalne zainstalowane w tradycyjnej kotłowni. Wynika to ze znacznie mniejszej mocy cieplnej złoża geotermalnego w stosunku do potrzeb odbiorców, przy czym moc dyspozycyjna złoża wykorzystywana jest w największym stopniu w stosunku do układów monowalentnych oraz biwalentnych.
Podstawowymi elementami systemów ciepłowniczych, dla których czynnikiem łączącym w technologiczną całość jest nośnik ciepła, są centralne źródło ciepła zasilające w energię cieplną system ciepłowniczy oraz sieć ciepłownicza, która spełnia funkcję transportującą ciepło ze źródła do węzłów cieplnych pośredniczących z kolei w przekazywaniu energii cieplnej z wody sieciowej do instalacji wewnętrznych odbiorców. Dodatkowymi elementami instalacji geotermalnych w porównaniu z tradycyjnymi ciepłowniami są wymienniki ciepła, pompy ciepła i ewentualnie kotły konwencjonalne (układ biwalentny i kombinowany).

***Wymienniki ciepła** - zachodzi w nich wymiana ciepła pomiędzy wodą geotermalną a grzewczą wodą sieciową.*

Konieczność zastosowania wymiennika ciepła pomiędzy obiegiem wody geotermalnej a sieciowej wynika z korozyjnego oddziaływania wód geotermalnych na poszczególne elementy instalacji, co ma związek z mineralizacją, a uniemożliwia bezpośrednie jej zastosowanie do celów grzewczych. Wymienniki ciepła stosowane w instalacjach geotermalnych wykonywane są najczęściej z tytanu oraz jego mieszanin, co znacznie zmniejsza agresywny charakter oddziaływania wód geotermalnych na materiały, z których jest wykonany.
Rozwiązania prowadzenia rurociągów przesyłowych pomiędzy otworem produkcyjnym a wymiennikami ciepła są spójne z ideą ich budowy dla konwencjonalnych instalacji ciepłowniczych. Istotnym elementem rurociągów są pompy rotacyjne, które pozwalają na ponowne zatłoczenie zużytej wody do złoża, wymuszając wcześniej jej przepływ pomiędzy głowicami otworów produkcyjnego i chłonnego. W związku z zanieczyszczeniami (drobne cząstki skalne, zanieczyszczenia z rurociągu przesyłowego) wody geotermalnej, przed wymiennikami ciepła jest ona filtrowana w celu ochrony instalacji. Proces filtrowania jest powtarzany za pompami zatłaczającymi, aby zapobiec zjawisku kolmatacji (zamulanie) warstwy wodonośnej.

Czynniki wpływające na opłacalność wykorzystania zasobów geotermalnych

Wykorzystanie energii geotermalnej jest determinowane przez szereg czynników. Warunki geologiczne, parametry wody złożowej, efektywność termodynamiczna zastosowanych procesów oraz kalkulacje ekonomiczne i struktura odbiorców ciepła to podstawowe z nich.
Skupiając się na opłacalności wykorzystania złóż dla celów energetycznych, istotne jest przede wszystkim właściwe rozpoznanie parametrów geologiczno-złożowych, takich jak temperatura wód geotermalnych, mineralizacja, głębokość zalegania złoża czy wydajność eksploatacyjna.

***Temperatura wód geotermalnych** - wysokość temperatury wód geotermalnych wynika wprost z temperatury złożowej przy uwzględnieniu obniżenia jej wartości o wielkość spadku temperatury wody w trakcie jej wydobywania na powierzchnię terenu.*

***Mineralizacja** - zawartość rozpuszczonych składników stałych wyrażone g/dm^3. Mineralizacja wpływa negatywnie na urządzenia instalacji geotermalnych poprzez zwiększenie szybkości zachodzenia procesu korozji oraz powodowanie zjawiska pokrywania się rur eksploatacyjnych warstwą wytrąconych minerałów. Wyróżnia się wody niezmineralizowane, o zawartości do 1 g/dm^3 rozpuszczonych składników stałych, oraz wody zmineralizowane, które zawierają ich więcej niż 1 g/dm^3.*

Im wyższa temperatura oraz wydajność, a mniejsza mineralizacja, tym lepsze warunki geotermalne. Poprawne rozpoznanie tych parametrów pozwala na prawidłowe prognozowanie kosztów związanych z planowaniem i realizacją inwestycji oraz jej przyszłą eksploatacją, przy czym cechą charakterystyczną dla instalacji geotermalnych są wysokie nakłady inwestycyjne w zestawieniu ze stosunkowo niewielkimi nakładami eksploatacyjnymi. Całkowity koszt budowy instalacji geotermalnej kształtują przede wszystkim koszty wykonania otworów wiertniczych przy mniejszym udziale kosztów wykonania elementów instalacji na powierzchni terenu, co powoduje tendencję czerpania energii geotermalnej ze stosunkowo mniejszych głębokości przy zachowaniu optymalnych parametrów złożowych.
Z punktu widzenia projektowania instalacji geotermalnych ważne są nie tylko własności zbiornikowe wód podziemnych, ale także odpowiednia lokalizacja topograficzna i precyzyjne określenie sposobów zagospodarowania czerpanej ze złoża energii. Wykorzystanie wód w pełnym zakresie temperatur (sposób kaskadowego wykorzystania wód geotermalnych) pozwala na znaczną poprawę efektywności instalacji oraz zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii cieplnej.

Artykuł powstał na podstawie "Atlasów zasobów geotermalnych na Niżu Polskim", opracowane przez zespół pod kierownictwem prof. Wojciecha Góreckiego z Katedry Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

▪ ***Michał Kaczmarczyk, Globenergia***

GLOBEnergia5Akademia Viessmann

Systemy binarne w geotermii

Energią geotermalną nazywamy energię pochodzącą z wnętrza Ziemi zakumulowaną w systemach hydrotermalnych lub gorących suchych skałach (ang. Hot Dry Rocks). Obecnie wykorzystuje się przede wszystkim ciepło zgromadzone w złożach par i wód geotermalnych będących nośnikami ciepła na powierzchnię terenu. Złoża te, eksploatowane głównie z głębokości do czterech tysięcy metrów, zbudowane są ze skał charakteryzujących się wysokimi parametrami porowatości, szczelinowatości oraz przepuszczalności, a za temperaturę graniczną rozróżniającą wody od par przyjmuje się 150°C.

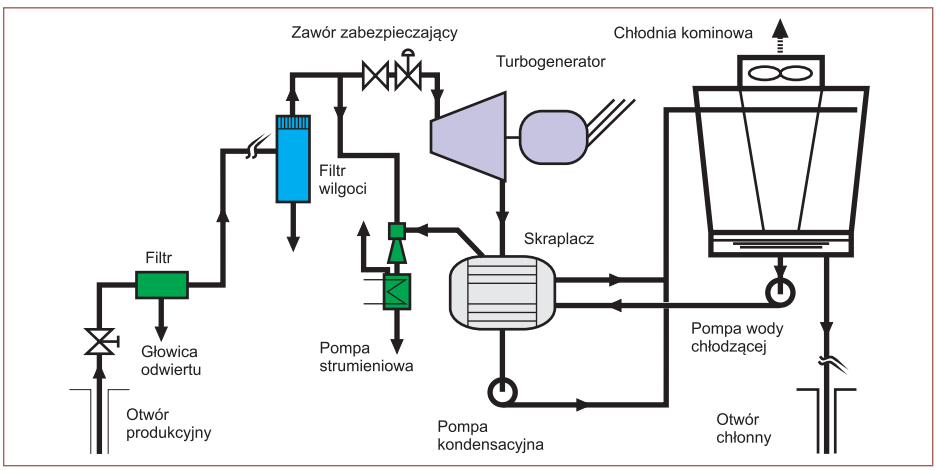
Zasada wykorzystania par i wód geotermalnych polega w pierwszym z przypadków na wykorzystywaniu par do napędzania turbin, połączonych wałem obrotowym z generatorem produkującym prąd elektryczny. Woda geotermalna wydobywana przez otwory wiertnicze najczęściej oddaje natomiast ciepło w wymiennikach ciepła, które następnie przekazywane jest do medium zasilającego sieć ciepłowniczą. Na coraz większą skalę złoża wód geotermalnych wykorzystywane są także do produkcji energii elektrycznej w systemach binarnych opartych głównie na obiegu organicznym Rankine'a oraz cyklu Kalina, w których czynnik roboczy o temperaturze parowania niższej od temperatury wrzenia wody jest odparowywany podczas wymiany ciepła z wodą geotermalną, po czym przechodzi przez turbinę parową połączoną z generatorem, podobnie jak ma to miejsce przy wykorzystaniu złóż par geotermalnych. Zużyta para jest skraplana w kondensatorze i ponownie przepływa do parownika. Artykuł dotyczy właśnie produkcji prądu elektrycznego w systemach binarnych przy wykorzystaniu wód geotermalnych o temperaturze poniżej 150°C.

Metody i technologie generacji prądu elektrycznego przy wykorzystaniu par geotermalnych

Aby w pełni zrozumieć istotę produkcji prądu elektrycznego w systemach binarnych, warto zapoznać się z bardziej konwencjonalną metodą, a więc wytwarzaniem elektryczności dzięki wykorzystaniu par geotermalnych. W siłowniach parowych czynnikiem roboczym jest para wodna, będąca nośnikiem energii cieplnej.

Zasada działania elektrowni geotermalnych z bezpośrednim wykorzystaniem suchej pary polga zatem na jej skierowaniu po wydobyciu z otworu produkcyjnego na turbinę parową, w której energia cieplna zawarta w parze zostaje zamieniona na energię mechaniczną ruchu obrotowego łopatek wirnika, a następnie na skraplacz (Rys. 1). Skropliny, nazywane także kondensatem, zatłaczane są otworem chłonnym do złoża, co stanowi domknięcie obiegu termodynamicznego. Zastosowanie tego rozwiązania ograniczone jest jednak tylko do obszarów świata, gdzie przy wydobywaniu płynu geotermalnego uzyskuje się parę nasyconą suchą. Na świecie są dwa miejsca, gdzie takie złoża występują: Larderello (Włochy) oraz The Geysers (California, USA). Systemy te nie są zatem powszechnie wykorzystywane czy spotykane poza wspomnianymi obszarami. Należy podkreślić jednak, że zarówno Larderello, jak i The Geysers mają duże znaczenie historyczne i są największymi kompleksami elektrowni wykorzystującymi złoża par geotermalnych na skalę przemysłową.

Bardziej skomplikowanym, choć równie powszechnie stosowanym rozwiązaniem są systemy z czynnikiem pośrednim wykorzystywane, gdy złoże wypełnione jest mieszaniną par i wód geotermalnych, przy czym jego temperatura powinna wynosić więcej niż 230°C. Wyróżnia się między innymi system z jednostopniowym rozprężeniem wody geotermalnej, system z dwustopniowym rozprężeniem wody geotermalnej, system zintegrowanego wykorzystania jednostopniowego i dwustopniowego rozprężenia wody geotermalnej. W przypadku niższych temperatur stosowane są rozwiązania wykorzystywane w instalacjach binarnych.



Rys. 1. Schemat instalacji elektrowni geotermalnej z bezpośrednim wykorzystaniem pary wodnej suchej

GLOBEnergia6Akademia Viessmann

Metody i technologie generacji prądu elektrycznego przy wykorzystaniu wód geotermalnych

W siłowniach binarnych, w odróżnieniu od siłowni parowych stosowane są dwa płyny robocze zamiast jednego. Jest to płyn geotermalny oraz czynnik roboczy o znacznie niższej niż woda geotermalna temperaturze wrzenia, odbierający od niej ciepło, co odbywa się według obiegu organicznego Clausiusa-Rankine'a bądź cyklu Kalina. Stosowanie tego typu rozwiązań jest wynikiem niemożności zastosowania metod bezpośrednich produkcji elektryczności oraz dążeń do poprawy efektywności wykorzystania w tym celu wód geotermalnych. Ponadto, z ekologicznego punktu widzenia, elektrownie binarne są rozwiązaniami bardzo pożądanymi ze względu na swoją niemal zerową emisję zanieczyszczeń do środowiska. Wadą tych rozwiązań jest niestety niska sprawność i efektywność w stosunku do wysokich nakładów finansowych na etapie realizacji projektu. Należy pamiętać, że sprawność określa, w jakim stopniu instalacja przekształca energię zgromadzoną w wodzie geotermalnej w energię elektryczną, przez efektywność natomiast rozumie się taki sposób użytkowania i wykorzystania energii, który powoduje najmniejsze straty do otoczenia.

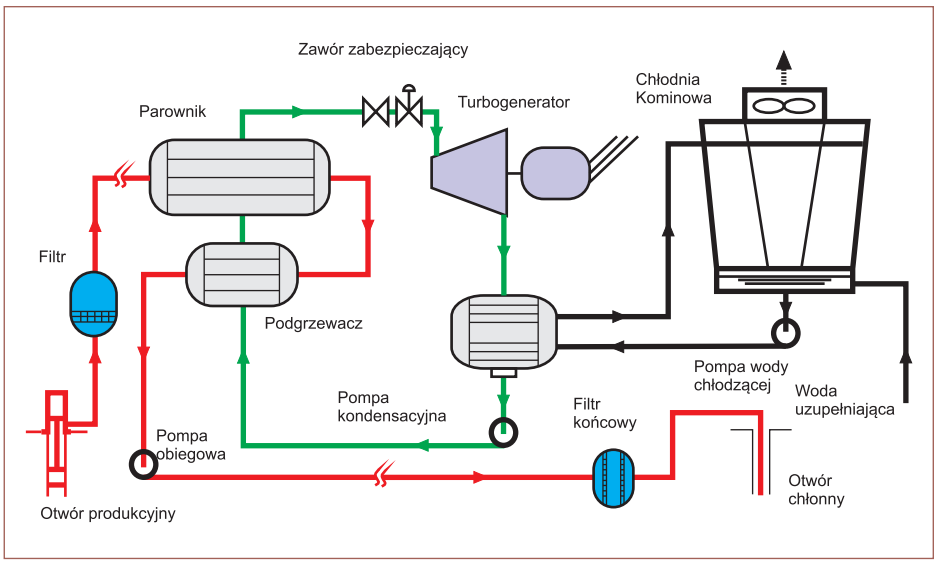
▪ Obieg Clausiusa-Rankine´a

Podstawowy obieg Clausiusa-Rankine'a jest obiegiem porównawczym dla procesów, w których zachodzi parowanie i skraplanie czynnika roboczego. Składają się na niego procesy izentropowego rozprężania pary w turbinie parowej, izobarycznego skraplania rozprężonej pary w skraplaczu, izentropowego pompowania kondensatu w pompie oraz izobarycznego podgrzewania płynu roboczego (najczęściej wody) i jej odparowania oraz przegrzania w kotle parowym lub wytwornicy pary. Sprawność obiegu określa iloraz pracy wykonanej przez układ i dostarczonego do niego ciepła. Dla wody wynosi ona około 40–60%, przy czym można zwiększyć sprawność dzięki podniesieniu temperatury przegrzania pary, zwiększenie ciśnienia pary dopływającej do turbiny, zastosowanie międzystopniowego przegrzewu pary, zmniejszenie ciśnienia w skraplaczu lub zastosowanie regeneracji ciepła.

Najczęściej stosowanym rozwiązaniem w elektrowniach binarnych jest użycie organicznego czynnika roboczego, o niższej niż dla wody temperaturze wrzenia przy ciśnieniu wyższym od ciśnienia otoczenia. W sytuacji takiej organiczny czynnik roboczy pracuje według obiegu porównawczego Clausiusa-Rankine'a w cyklu zamkniętym. Pozwala to na pracę przy niższych temperaturach górnego źródła. Rozwiązanie zaczęto stosować już w latach 60. ubiegłego wieku i stanowi niezwykle interesującą perspektywę wykorzystania energii zakumulowanej w wodach geotermalnych do produkcji prądu elektrycznego.

▪ Cykl pracy

Typowy cykl pracy wykonywany przez wodę geotermalną, a następnie czynnik roboczy w elektrowni binarnej przedstawiony został na rysunku 2. Pobierana otworem produkcyjnym z użyciem pompy woda geotermalna kierowana jest przez filtr do parownika stanowiącego jednocześnie wymiennik ciepła. Następuje w nim oddanie ciepła zakumulowanego w wodzie geotermalnej czynnikowi roboczemu o niższej niż woda temperaturze wrzenia. Wykorzystana w ten sposób woda geotermalna zatłaczana jest otworem chłonnym do złoża. Czynnik roboczy po odparowaniu przemieszczany jest w postaci pary do turbogeneratora produkującego prąd elektryczny dzięki zmianie energii potencjalnej zakumulowanej w czynniku roboczym na energię mechaniczną łopatek wirnika. Wykorzystany w ten sposób czynnik roboczy kierowany jest następnie do kondensatora w celu skroplenia do stanu pierwotnego, co stanowi domknięcie obiegu. Proces skraplania możliwy jest dzięki wykorzystaniu chłodni kominowej. Reasumując, w przypadku instalacji binarnych woda geotermalna jedynie oddaje ciepło czynnikowi roboczemu, po czym jest zatłaczana do złoża. Czynnik roboczy wykonuje natomiast pracę w instalacji wewnętrznej na powierzchni terenu, bez kontaktu ze środowiskiem zewnętrznym.



Rys. 2. Schemat typowej elektrowni binarnej

Konieczność zwiększenia sprawności i efektywności instalacji binarnych spowodowała powstanie koncepcji bardziej zaawansowanych niż przedstawiony powyżej typowy schemat elektrowni binarnej. Stąd idea wprowadzenia układów łączących instalację jednostopniowego rozprężania wody geotermalnej z instalacją binarną oraz wykorzystanie dwóch czynników roboczych w dwóch bądź jednej pętli.

▪ Czynniki robocze

Czynniki robocze stosowane w obiegu organicznym Clausiusa-Rankine'a powinny być stosunkowo tanie, powszechnie dostępne oraz łatwe do transportowania, oczywiście przy wysokim współczynniku wymiany ciepła. Ich temperatura krytyczna powinna być wyższa lub równa temperaturze górnego źródła ciepła, natomiast temperatura punktu potrójnego powinna być niższa od temperatury dolnego źródła ciepła. Ponadto, czynniki organiczne powinny mieć stabilny skład chemiczny we wszystkich zakresach temperatur, którym są poddawane podczas cyklu pracy, a co za tym idzie nie mogą być podatne na eksplozje czy mieć palny charakter. Równie istotne jest, aby nie oddziaływały korozyjnie na elementy instalacji. Zakres ciśnień roboczych powinien być wyższy od ciśnienia otoczenia, aby uniknąć przedostania się powietrza i wilgoci do instalacji. Ważne jest, aby czynniki te były nietoksyczne i aby spełniały wymagania ekologiczne, tzn. potencjał tworzenia efektu cieplarnianego GWP nie powinien przekraczać wartości 150, natomiast potencjał niszczenia ozony ODP powinien wynosić zero.

Nie istnieje jeden uniwersalny czynnik roboczy idealnie spełniający wszystkie stawiane im wymagania. Ma to związek nie tylko z barierami technologicznymi, ale także ze specyfiką stosowania różniących się od siebie czynników roboczych w zależności od parametrów charakteryzujących wykorzystywane wody geotermalne.

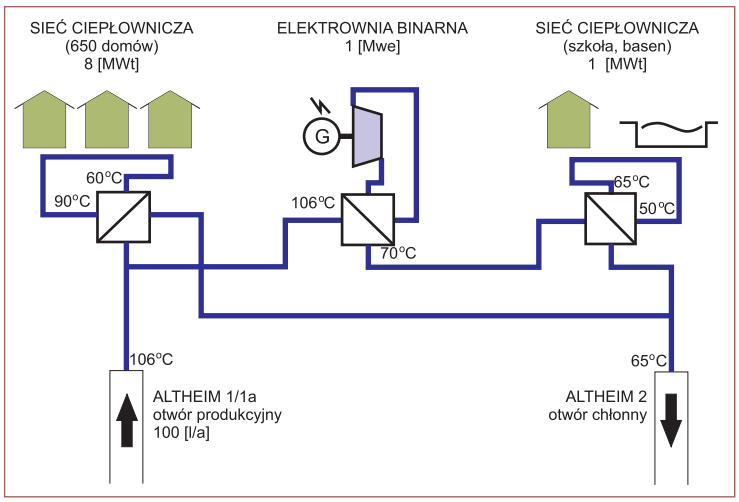
▪ Efektywność

Efektywność obiegu organicznego Clausiusa-Rankine'a zależy od temperatury wody geotermalnej na głowicy, temperatury odparowania i skraplania czynnika roboczego, rodzaju czynnika roboczego oraz sprawności poszczególnych urządzeń stanowiących elementy instalacji. Istotne jest, że realny wpływ na poziom efektywności ma z punktu widzenia projektanta jedynie wybór czynnika roboczego, determinujący dobór pozostałych urządzeń (turbina, generator, wymienniki ciepła itp.). Oczywiście wpływ czynnika roboczego na rodzaj zastosowanych urządzeń oraz koszty projektu jest istotny wówczas, gdy zapewnione są odpowiednie temperatury górnego i dolnego źródła.

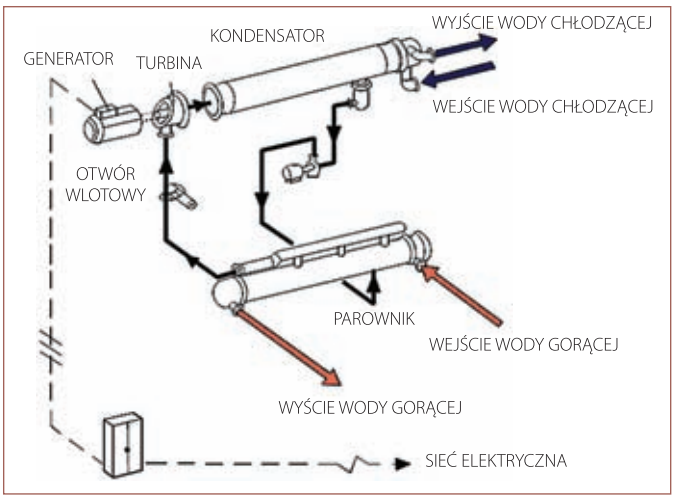
▪ Przykład – Altheim, Austria

Przykładem instalacji binarnej opartej na obiegu organicznym Clausiusa-Rankine'a jest elektrociepłownia w Altheim, pięciotysięcznej miejscowości zajmującej powierzchnię około 22 km^2, położonej w północnej Austrii. Pierwszy z wydobywczych otworów wiertniczych wykorzystywanych przez instalację został wykonany w 1989 roku, przy czym początkowo wykorzystywany był jedynie do celów ciepłowniczych. Woda geotermalna jest eksploatowana z głębokości 2300 m, a charakteryzuje ją temperatura około 106°C, przy wydajności otworu eksploatacyjnego 85–100 m^3/h (Tab. 1). Na głębokości 290 m umieszczona została odporna na wysokie temperatury pompa, dzięki której wydobycie jest możliwe. W ten sposób uzyskuje się około 9000 kW$_t$ energii cieplnej, co zaspokaja

GLOBEnergia7Akademia Viessmann



Rys. 3. Schemat elektrowni i systemu ciepłowniczego w Altheim



Rys. 4. Schemat turbogeneratora w Altheim

potrzeby 40% mieszkańców Altheim (Rys. 3). Od 2000 roku woda geotermalna wykorzystywana jest także do produkcji prądu elektrycznego w układzie binarnym (obieg organiczny Rankine'a), przy czym należy dodać, że do produkcji energii elektrycznej wykorzystywana jest mniej więcej połowa wody geotermalnej czerpanej z otworu produkcyjnego, a druga połowa służy do ogrzewania budynków. Czynnikiem roboczym wykorzystywanym w instalacji binarnej jest dichlorofluorometan, który odbiera ciepło wody geotermalnej w wymienniku ciepła. Temperatura parowania czynnika roboczego wynosi 28–30°C, a powstała w ten sposób para napędza turbinę (Rys. 4). Odparowane medium jest następnie chłodzone, ulega kondensacji, po czym obieg rozpoczyna się od nowa. Moc wyjściowa netto wynosi 500 kW_e po doliczeniu 350 kW_e na obciążenie pompą głębinową, co daje niespełna 100 kWh miesięcznie, a zatem około 1100 kWh sprzedanych do sieci w ciągu roku. Po wykorzystaniu woda geotermalna chłodzona jest do temperatury 70°C i zatłaczana otworem chłonnym do złoża. W związku z działaniem instalacji wykorzystującej energię wód geotermalnych, zanotowano w Altheim od 1989 roku redukcję zanieczyszczenia powietrza CO_2 na poziomie 58–72%, oszczędzając około 2500 t/rok paliw kopalnych.

Tab. 1. Parametry instalacji binarnej w Altheim

Parametry	Wartość
temperatura	106°C
wydajność	85–100 m^3/h
moc elektryczna	500 kW_e
moc cieplna	9000 kWt
cykl pracy	ORC
czynnik roboczy	dichlorofluorometan

▪ Cykl Kalina

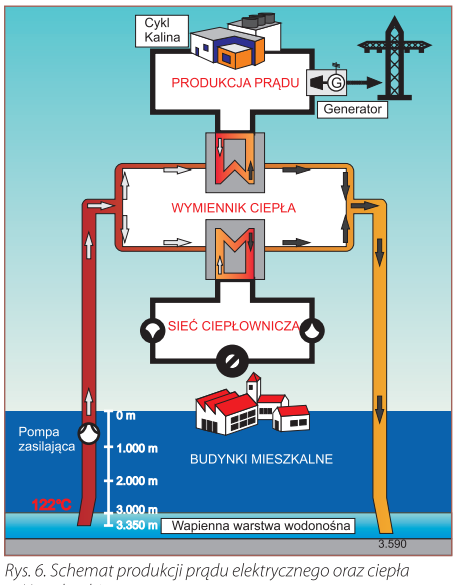
W latach 70. ubiegłego wieku Dr Alexander Kalina wynalazł i opatentował nową technikę wymiany ciepła w celu produkcji pary napędzającej turbinę w elektrowniach binarnych. Cykl Kalina wykorzystuje jako czynnik roboczy mieszaninę amoniak–woda, odparowującą w temperaturze około 100°C, zależy to jednak od stosunku zawartości amoniaku do wody mającego indywiualny charakter dla każdej elektrowni binarnej (zazwyczaj 70% amoniaku, 30% wody). Powszechnie wiadomo, że mieszanina zachowuje się zupełnie inaczej niż jej pojedyncze składniki w przypadku termodynamicznych procesów parowania oraz skraplania. Mieszaniny ewaporują oraz kondensują w zmiennym przedziale temperatur, co zwiększa sprawność odbioru energii w nich zawartej, a co za tym idzie zwiększa efektywność całego obiegu. Szacuje się, że rozwiązanie to może być sprawniejsze od organicznego obiegu Clausiusa-Rankine'a, stosowanego powszechnie w systemach binarnych, nawet o 25%. Pierwsza tego typu elektrownia w Europie o mocy 2 MW_e powstała w 2002 roku na Islandii, w miejscowości Husavik.

Cykl Kalina może ponadto zawierać wewnętrzny system odzysku ciepła (rekuperator), co zwiększa efektywność termodynamiczną w stosunku do elektrowni binarnych opartych na obiegu organicznym Rankine'a. Rozwiązanie to, w oparciu o podstawowy obieg, przedstawione zostało na rysunku 5. Woda geotermalna wydobywana otworem produkcyjnym kierowana jest do parownika, w którym oddaje ciepło mieszaninie amoniak–woda, stanowiącej czynnik roboczy, po czym jest zatłaczana na powrót do zbiornika wodonośnego otworem chłonnym. Mieszanina trafia do separatora, gdzie ulega rozdzieleniu na tzw. mocną i słabą solankę. Pierwsza z nich jest kierowana na turbinę (mniejszą niż w przypadku organicznego obiegu Rankine'a ze względu na większą wydajność czynnika roboczego) napędzającą generator, druga oddaje ciepło w wymienniku ciepła. Kolejnym etapem jest spotkanie się dwóch strumieni par i wód oraz ich skroplenie w kondensatorze. Mieszanina trafia następnie do rekuperatora, w którym następuje odzysk niewykorzystanego w pełni ciepła. Po przejściu po raz kolejny przez wymiennik ciepła mieszanina trafia do parownika zamykając cykl.

▪ Przykład – Unterhaching, Niemcy

Przykładem zastosowania rozwiązania bazującego na cyklu Kalina jest elektrociepłownia w Unterhaching. Instalacja binarna została wykonana w dwudziestodwutysięcznej gminie o powierzchni około 9 km^2, położonej 10 km na południe od Monachium (Bawaria, Niemcy) i oddana do użytku w sierpniu 2007 roku. Inicjatywą prowadzącą do powstania kompleksu była możliwość wykorzystania energii geotermalnej (odnawialnej) do celów energetycznych przy jednoczesnym ograniczeniu emisji CO_2 do atmosfery na poziomie 30000–40000 t/rok w porównaniu z instalacjami bazującymi na konwencjonalnych źródłach energii. Dla skutecznej realizacji przedsięwzięcia powołana została spółka Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG. Zarządzanie całym projektem zostało natomiast powierzone firmie konsultingowej Rödl & Partner.

Instalacja geotermalna (Rys. 6) wykorzystuje wydobywczy otwór wiertniczy Gt Unterhaching 1a (Gt Uha1a) oraz chłonny otwór wiertniczy Gt Unterhaching 2 (Gt Uha2) sięgające głębokości odpowiednio 3350 m oraz 3590m. Mineralizacja eksploatowanych wód mieści się w przedziale 60–100 g/dm^3. Temperatura wód geotermalnych warstwy wodonośnej malmu wynosi średnio 115°C (Tab. 2), przy czym maksymalna zarejestrowana temperatura w odwiercie Gt Uha1a to 123°C, a w odwiercie Gt Uha2 to nawet 133,7°C. Prędkość przepływu wody geotermalnej na poziomie 150 m^3/h



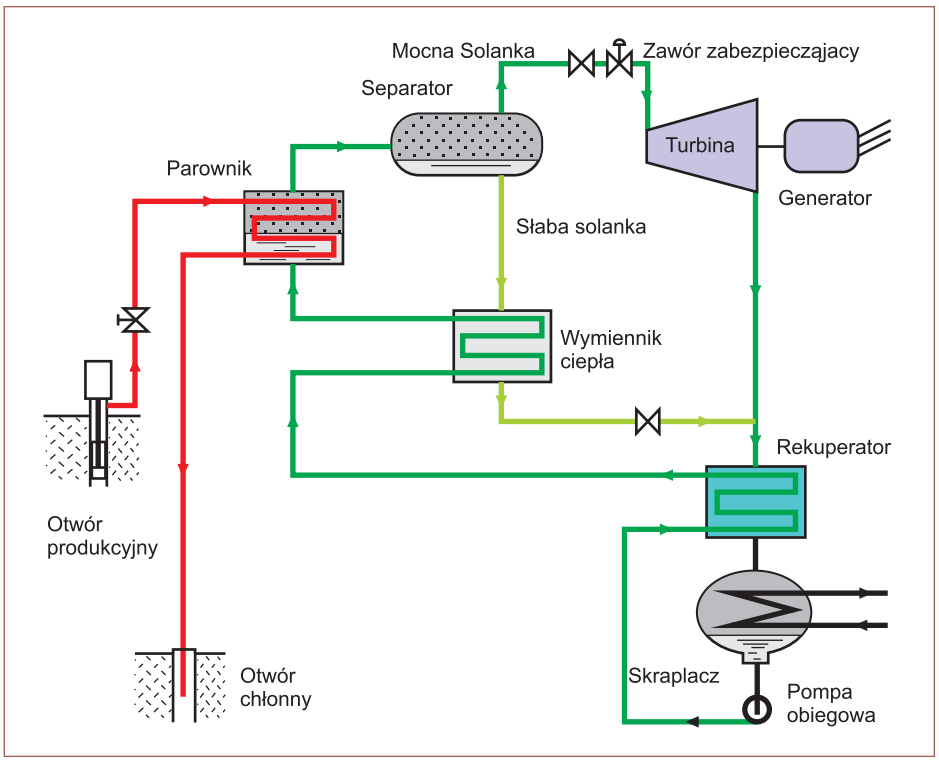
Rys. 6. Schemat produkcji prądu elektrycznego oraz ciepła w Unterhaching

Tab. 2. Parametry instalacji binarnej w Unterhaching

Parametry	Wartość
temperatura	115°C
wydajność	150 m^3/h
moc elektryczna	3360 kW_e
moc cieplna	31000 kW_t
cykl pracy	Kalina
czynnik roboczy	amoniak–woda

GLOBEnergia8Akademia Viessmann

umożliwia w pierwszym kroku wykorzystanie wody geotermalnej do produkcji prądu elektrycznego (elektrownia binarna typu Kalina) na poziomie 3360 kW_e, a w drugim sprzedaż ciepła służącego do ogrzewania pomieszczeń oraz wody użytkowej dla potrzeb mieszkańców Unterhaching na poziomie 31000 kW_t (w przyszłości przewiduje się 70000 kW_t), po czym woda o temperaturze około 60°C kierowana jest do otworu chłonnego. Należy dodać, że płyn geotermalny doprowadzany jest dwiema równoległymi nitkami, przy czym 125 m^3/h trafia do elektrowni, a 25 m^3/h jest kierowane do ciepłowni. W celu zapewnienia stałych dostaw ciepła w okresie bardzo niskich temperatur zainstalowano dodatkowo dwa kotły opalane paliwem konwencjonalnym o mocy 23500 kW_t każdy. Czynnikiem roboczym wykorzystywanym w instalacji binarnej jest mieszanina amoniaku i wody, co pozwala na optymalizację temperatury parowania, a co za tym idzie efektywną produkcję energii elektrycznej. Dla takich parametrów gmina uzyskała od rządu niemieckiego gwarancję opłacalności inwestycji zgodnie z ustawą EEG (Das Erneuerbare-Energien-Gesetz) dotyczącą energii odnawialnej przez okres 20 lat, co polega na dofinansowaniu na poziomie 15 cent/kWh_e.



Rys. 5. Schemat cyklu Kalina wykorzystujący zmienny skład czynnika roboczego

Enhanced Geothermal System

Obecnie istnieje tendencja do wykorzystywania zasobów geotermalnych zakumulowanych niemal wyłącznie w parach lub wodach geotermalnych. Wraz z rozwojem technologii oraz świadomości racjonalnego gospodarowania paliwami kopalnymi pojawiła się jednak inicjatywa związana bezpośrednio z produkcją prądu elektrycznego w systemie binarnym, na którą warto zwrócić uwagę.

Enhanced Geothermal System (EGS) jest definiowany jako projekt wykorzystania nieeksploatowanych dotąd zasobów energii geotermalnej (ciepła) zgromadzonych w tzw. suchych gorących skałach (ang. Hot Dry Rocks) i niewymagających występowania zjawiska naturalnej konwekcji hydrotermalnej. Dotychczas energia geotermalna w postaci par lub wód geotermalnych eksploatowana była ze zbiorników akumulacyjnych zbudowanych głównie ze skał o wysokiej porowatości oraz przepuszczalności, a więc parametrów sprzyjających gromadzeniu się dużych ilości wód czy par będących nośnikami ciepła. Suche gorące skały są skałami nieporowatymi i nieprzepuszczalnymi, przy czym same w sobie stanowią naturalne rezerwuary ciepła, co jest wynikiem występowania tego typu budowy geologicznej między innymi w strefach subdukcji (konwergencji). Wykorzystanie tych zasobów będzie odbywać się przez sztuczne zwiększanie hydraulicznej wydajności zbiornika geotermalnego, dla którego minimalne kryterium temperatury powinno wynosić 85–100°C, biorąc pod uwagę obecne ograniczenia technologiczne przy przetwarzaniu (konwersji) energii cieplnej w energię elektryczną. Podstawowym celem EGS jest wykorzystanie niekonwencjonalnych metod eksploatacji oraz rozwoju, które z powodów nieopłacalności ekonomicznej nie są stosowane przy wykonywaniu tego typu prac metodami konwencjonalnymi.

Koncepcja EGS zakłada wykonanie otworów wiertniczych na obszarach występowania opisanej powyżej budowy geologicznej, charakteryzujących się obecnością wysokich anomalii temperaturowych oraz intensywnym transportem ciepła. Eksploatacja polegać będzie na wprowadzeniu otworem wiertniczym do nagrzanych formacji skalnych wody, która po odebraniu od nich ciepła wydobywana będzie innym otworem – produkcyjnym. Aby proces przebiegał skutecznie, konieczne jest wymuszenie zamkniętego obiegu wody w naturalnym i przepuszczalnym zbiorniku geologicznym lub w zbiorniku, w którym strefa szczelinowa wytworzona będzie w sposób sztuczny.

Przebieg prac obejmuje, podobnie jak przy realizacji standardowych projektów wykorzystujących energię geotermalną: ocenę parametrów złoża, przeprowadzenie zaawansowanych wierceń oraz stymulacji hydraulicznej bądź chemicznej, zadbanie o odpowiednią efektywność zarówno systemu pompującego, jak też efektywność elektrowni binarnej. Dodatkowym aspek-tem jest ocena wpływu projektu w fazie realizacji i eksploatacji na środowisko. Równie istotnymi założeniami EGS są: rozwój prac nad wykorzystaniem niekonwencjonalnych zasobów geotermalnych, jak i wspomniane suche gorące skały, oraz odnowienie zainteresowania sektora energetycznego wykorzystaniem energii zgromadzonej na większych niż dotychczas głębokościach eksploatowania (suche gorące skały zalegają zwykle na głębokościach większych niż 3–5 km). Ponadto celem koncepcji EGS jest czerpanie wiedzy ze stosowania najlepszych praktyk oraz identyfikowania ryzyka i zagrożeń związanych z wprowadzeniem projektu w życie. Szczególnie istotne jest zdefiniowanie potencjalnych obszarów dla wprowadzenia założeń EGS, przy wykorzystaniu zaawansowanych metod, takich jak modelowania 3D, łączącego najlepsze praktyki i doświadczenia z dziedzin geologii, geochemii oraz geofizyki, z których dane mogą zostać wspólnie zestawione i przeanalizowane.

Program EGS to także założenia wprowadzenia innowacyjnych metod wierceń, zapobiegania uszkodzeniom zbiorników geotermalnych oraz wprowadzenia nowych technik monitoringu dna otworu wiertniczego. Wszystkie te założenia mają prowadzić ostatecznie do podzielenia się uzyskanym doświadczeniem i wiedzą.

Literatura

- Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W., Stachel A.A., 2007a: Systemy do generacji prądu elektrycznego przy wykorzystaniu wód geotermalnych – perspektywy rozwoju w Polsce, Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Radziejowice 2007.
- Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim pod redakcją Wojciecha Góreckiego, Kraków, 2006.
- Szargut J., 2000: Termodynamika techniczna, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2000.
- Kaczmarczyk M., 2009: Produkcja prądu elektrycznego przy wykorzystaniu wód geotermalnych – systemy binarne, Katedra Surowców Energetycznych AGH, Kraków 2009.

▪ *Michał Kaczmarczyk, GLOBEnergia*

GLOBEnergia9Akademia Viessmann

Geotermia petrotermalna

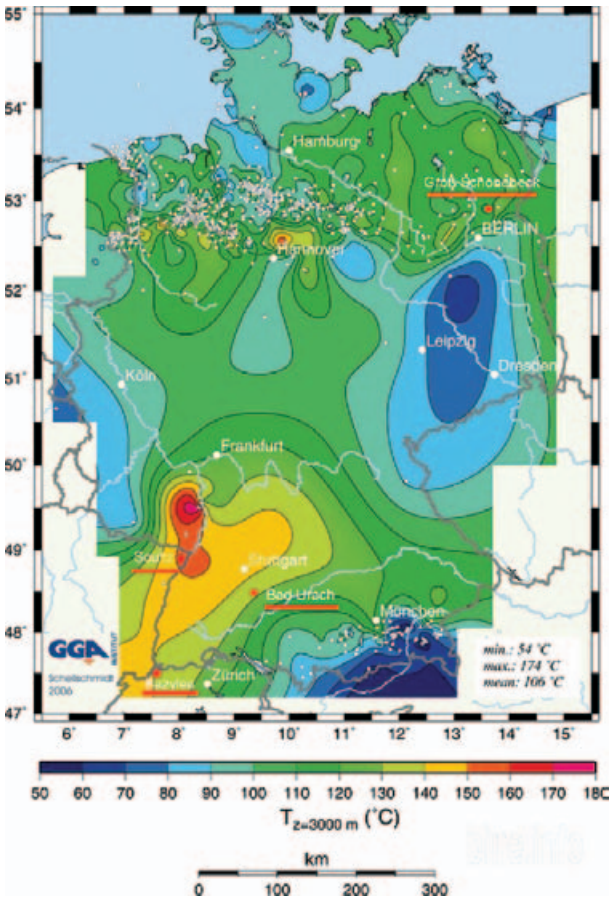
czyli „gorąca woda ze skały” – wybrane przykłady europejskie

Wraz z postępem naukowo-technicznym w różnych dziedzinach, również i w geotermii, rozwijają się coraz to nowe technologie. W przypadku wykorzystania energii geotermalnej stosunkowo nową i przyszłościową technologią są wspomagane systemy geotermalne (EGC – Enhanced Geothermal Systems), związane z geotermią petrotermalną.

Technologia ta różni się znacznie w swojej istocie od powszechnie znanej geotermii hydrotermalnej. Pojęcie “systemy lub technologie petrotermalne” oznacza pozyskiwanie i wykorzystanie zasobów energii geotermalnej zgromadzonej w nieprzepuszczalnych bądź słabo przepuszczalnych skałach znajdujących się na dużych głębokościach w Ziemi. W celu dokładniejszej charakterystyki i łatwiejszego zobrazowania różnic obu systemów w tabeli na końcu artykułu został przedstawiony opis każdej z technologii (tab. 2). Cechą wspólną zarówno geotermii hydrotermalnej, jak i petrotermalnej jest fakt zaliczenia obu systemów do geotermii głębokiej.

Klasyfikacja systemów geotermalnych według kryteriów głębokości warstwy użytkowej do pozyskiwania energii oraz możliwości wykorzystania energii daje w efekcie ich podział na geotermię przypowierzchniową oraz na geotermię głęboką. Wartość głębokości granicznej geotermii przypowierzchniowej i głębokiej jest umowna, ale najczęściej wynosi ona do 150 m (max. 400 m). Kryterium decydującym jest także temperatura złoża.

Geotermia przypowierzchniowa oznacza systemy geotermalne niskiej entalpii wykorzystujące jako źródło ciepła zasoby geotermalne wód podziemnych lub skał o temperaturze <20°C, energia odzyskiwana jest za pomocą pomp ciepła.



Rys. 1. Położenie wybranych projektów petrotermalnych EGS (wspomagane systemy geotermalne) w Europie: Niemcy – Bad Urach, Groß Schönebeck, Francja – Soultz, Szwajcaria – Bazylea. Mapa przedstawia również rozkład temperatur na głębokości 3000 m (źródło: www.bine.info, zmienione przez K. Smętkiewicz)

Geotermia głęboka to systemy, w których energia geotermalna pozyskiwana jest za pomocą głębokich odwiertów. O geotermii głębokiej należy jednak mówić w przypadku wykorzystania złoża na głębokości od 1000 m oraz o temperaturze złożowej min. 20°C, optymalnie od 60°C.

Geotermia hydrotermalna (rys. 2)

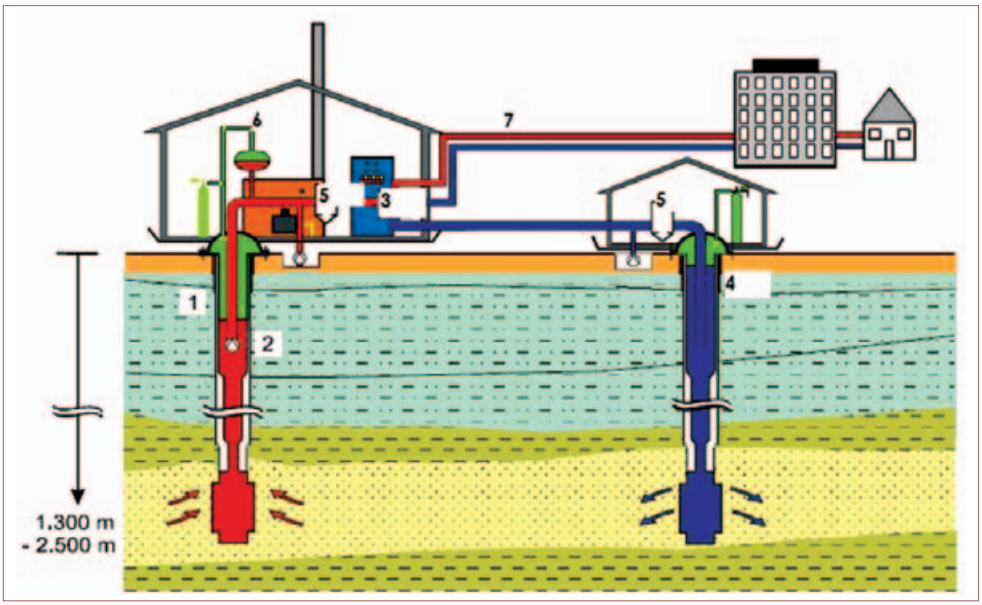
Wody podziemne, znajdujące się w warstwach wodonośnych hydrotermalnych zbiorników użytkowych, wydobywane są za pomocą pompy głębinowej umieszczonej w otworze wiertniczym produkcyjnym (eksploatacyjnym) na powierzchnię, gdzie znajduje się część naziemna instalacji hydrotermalnej. W wymienniku ciepła pobrana zostaje energia cieplna z wód geotermalnych, a następnie surowiec ten, o niższej temperaturze, zostaje z powrotem wprowadzony do górotworu (do warstwy przyjmującej) przez otwór iniekcyjny (chłonny), znajdujący się w odpowiedniej odległości od otworu produkcyjnego. Ponowne załłoczenie wykorzystanych wód do podłoża skalnego jest wymogiem koniecznym, pozwalającym spełnić odpowiednie normy hydrogeologiczne (utrzymać reżim hydrauliczny złoża, gwarantując możliwość jego długotrwałej eksploatacji i odnawialność zasobów), a także środowiskowe (wprowadzanie często wysokozmineralizowanych, np. silnie zasolonych, wód do pierwotnego środowiska pozwala na uniknięcie ich utylizacji na powierzchni Ziemi). Funkcjonujący w ten sposób system oparty jest na zasadzie dubletu geotermalnego i jest zamkniętym systemem pierwotnym. Energia cieplna pozyskana w wymienniku ciepła rozprowadzana jest do odbiorców systemem wtórnym. W przypadku wydobywania wód geotermalnych słabo zmineralizowanych, bądź niezasolonych, w szczególnych sytuacjach można zastosować system geotermalny składający się tylko z jednego otworu – eksploatacyjnego. Sposób taki nie jest jednak korzystny ze względu na konieczność utrzymania reżimu hydraulicznego zbiornika na poziomie opłacalnym do długotrwałego wykorzystania i zapewnienie odnawialności jego zasobów. Z tego powodu wskazane jest włączenie do systemu drugiego odwiertu – chłonnego. W systemie zamkniętym – dubletu geotermalnego, wody podziemne są nośnikiem energii geotermalnej i nie podlegają szczerpywaniu. Do celów gospodarczych wyeksploatowana zostaje jedynie energia, nie zaś wody.

Geotermia petrotermalna – EGS (Enhanced Geothermal Systems) – wspomagane systemy geotermalne

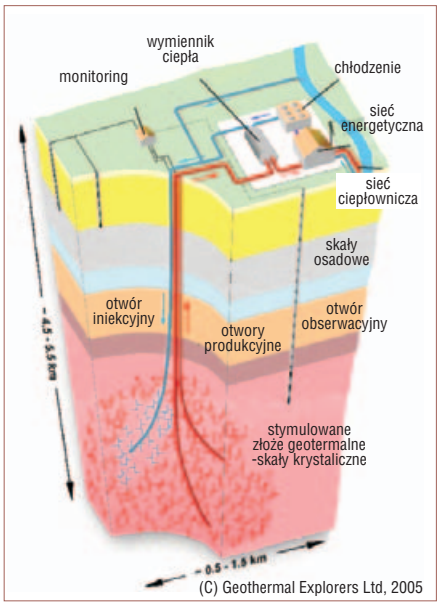
Przyszłościowy potencjał energii ciepła Ziemi, możliwy do zagospodarowania w basenach sedymentacyjnych, stanowią tzw. gorące skały – suche warstwy skalne (lite, o bardzo niskiej przepuszczalności i porowatości) bądź wodonośne, lecz o niewystarczającej przepuszczalności. Pojęcie to odnosi się do warstw skalnych, w których nie występują odpowiednio duże naturalne zasoby wód, nadające się do długotrwałego i opłacalnego wykorzystania. Skały te wyróżniają się jednak dużym potencjałem energii geotermicznej, który można wykorzystać za pomocą zastosowania specjalnego systemu i technologii.

Technologie wykorzystujące gorące skały do pozyskiwania energii geotermalnej zwane są geotermią petrotermalną. W Europie funkcjonuje pojęcie „wspomagane systemy geotermalne – Enhanced Geothermal Systems”, w Ameryce zaś „Engineered Geothermal Systems”. Oparte są one na eksploatacji energii geotermalnej zgromadzonej w gorących suchych skałach (HDR – Hot Dry Rock) bądź wtórnie (sztucznie) w szczelinowanych gorących skał wodonośnych (HFR – Hot Fractured Rock; HWR – Hot Wet Rock), polegającej na zastosowaniu odpowiedniej technologii stymulacji tych skał (np. stymulacja hydrauliczna – hydraulic fracturing).

GLOBEnergia10Akademia Viessmann



Rys. 2. Zasada działania zamkniętego systemu hydrogeotermalnego (dubletu geotermalnego) i jego najważniejsze elementy: 1 – otwór produkcyjny, 2 – pompa produkcyjna, 3 – wymiennik ciepła, 4 – otwór iniekcyjny, 5 – urządzenia filtrujące, 6 – system utrzymania (kontroli) ciśnienia, 7 – sieć ciepłownicza (źródło: Huenges E., Erbas K., 2000, Nutzung der Erdwärme des tiefen Untergrundes; in: InfoForum Geothermie – Nutzung geothermischer Energie in Berlin und Brandenburg (Dokumentation), GeoAgentur Berlin Brandenburg, Berlin)



Rys. 3. Schemat instalacji HDR – Hot Dry Rock (zródlo: Häring GeoProject, Steinmaur / Geothermal Explorers International Ltd www.seismo.ethz.ch, www.geothermal.ch, tłum. K. Smetkiewicz)

Wspomagane systemy geotermalne znajdują zastosowanie w przypadku temperatur złożowych powyżej 100°C przede wszystkim w celu produkcji energii elektrycznej zarówno z „suchych" warstw skalnych (tzn. o bardzo niskiej przepuszczalności hydraulicznej), jak również ze złóż hydrotermalnych (o wyższych wartościach przepuszczalności, jednak celowo podwyższanych za pomocą szczelinowania – hydraulicznej stymulacji skał w celu zwiększenia wydajności przepływu nośnika energii w warstwach wodonośnych, zwiększenia przepuszczalności hydraulicznej skały, poprawy warunków krążenia wód, a tym samym zwiększenia powierzchni wymiany cieplnej między skałą a wodą). Dzięki stymulacji skał można osiągnąć wysoki wskaźnik przepływu wody, produktywności systemu i opłacalności gospodarczego pozyskiwania energii geotermalnej.

Rysunek 3 obrazuje schemat działania instalacji geotermalnej w systemie HDR.

Francja – Soultz-sous-Foręts

Pierwszy duży projekt HDR w Europie zrealizowany został w we Francji, w alzackiej miejscowości Soultz-sous-Forets, położonej niedaleko granicy z Niemcami. Lokalizacja tego projektu związana jest z bardzo korzystnymi warunkami geotermalnymi Rowu Górnego Renu – jednostki geologiczno-tektonicznej.

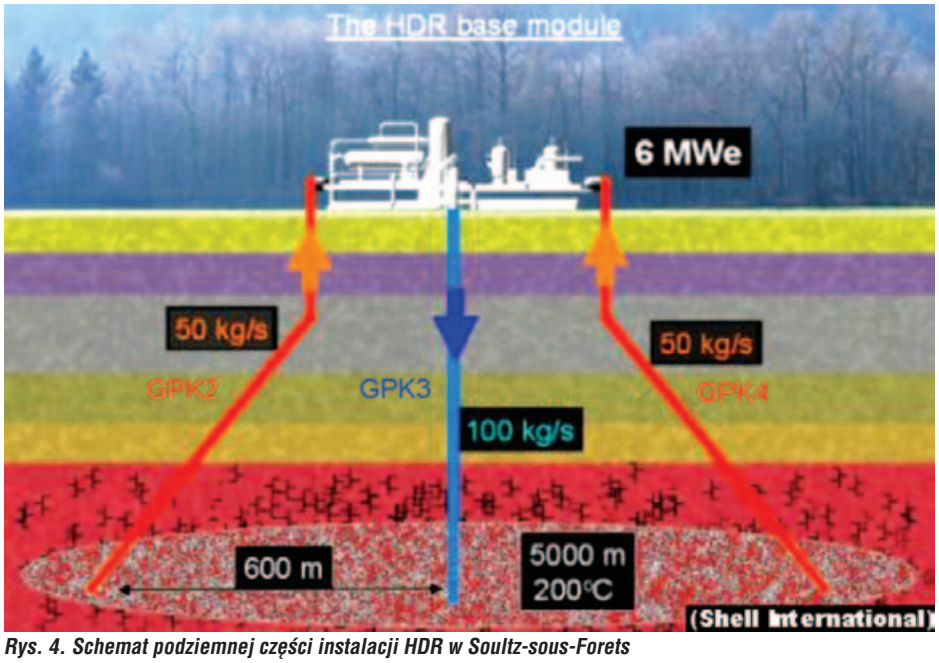
W 1997 roku, podczas trwającego cztery miesiące testu, dzięki wymiennikowi ciepła w głębi Ziemi o powierzchni przynajmniej 3 km^2 wydobyto wodę o temperaturze 142°C. Następnie pogłębiono pierwotne odwierty o głębokości 3500 m do głębokości ponad 5000 m, aby osiągnąć poziom temperatury 200°C. Rozpoczęto tym samym realizację unijnego pilotażowego projektu badawczego do produkcji energii elektrycznej – elektrowni geotermalnej wykorzystującej parę wodną o temperaturze ok. 180°C.

Prace nad projektem HDR w Soultz rozpoczęto w 1987 roku. Pierwsza faza realizacji projektu trwała 10 lat. W tym czasie wykonano odwierty, pierwszy – iniekcyjny (GPK1) o głębokości 3590 m, drugi – produkcyjny (GPK2) o głębokości 3876 m, w odległości 450 m od siebie. Na głębokościach tych stwierdzono temperaturę skał przekraczającą 165°C. Pierwsze testy hydrauliczne wykazały możliwość stałej cyrkulacji wody w ilości 25 l/s o temperaturze powyżej 140°C, bez strat wody. Moc elektryczna wymagana do wtłaczania wody w głąb złoża wynosi 250 kW, szacowana moc cieplna instalacji wynosi zaś 10 MW. Doświadczenie wykazało również, że projekt może być monitorowany prawie automatycznie, w sposób nieskomplikowany oraz że nie wpływa negatywnie na środowisko przyrodnicze.

Podczas drugiej fazy projektu w Soultz (1998–2001) pogłębiono odwiert GPK2 do poziomu 5000 m i stwierdzono temperaturę skał złożowych 2000C. Ponadto wykonano dodatkowy otwór badawczy (OPS4) o głębokości 1500 m, jako instrument do monitoringu zjawisk mikrosejsmicznych. W 2000 roku przeprowadzono stymulację pogłębionego otworu GPK2, przez co stworzono horyzont skał użytkowych o wymiarach 500 m szerokości, 1500 m długości i 1500 m wysokości, pełniący funkcję wymiennika ciepła.

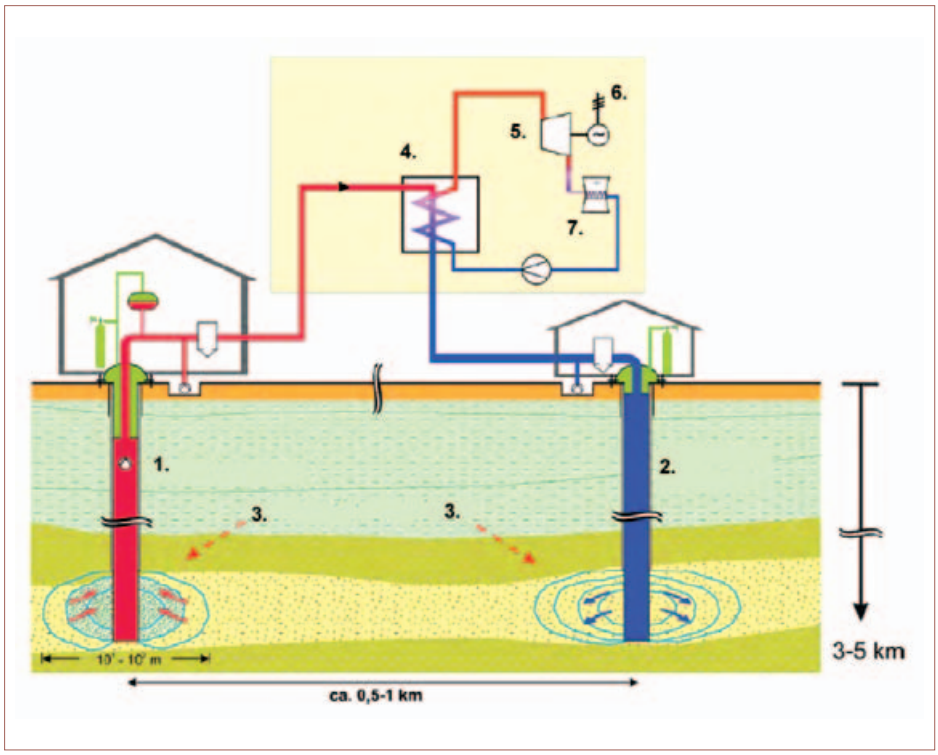
Celem fazy trzeciej projektu (2001–2004) było wykonanie dwóch dodatkowych otworów geotermalnych. Projekt w Soultz obejmuje system trzech otworów: jeden iniekcyjny (GPK3) i dwa kierunkowe otwory produkcyjne (GPK2, GPK4), każdy po obu stronach otworu chłonnego. Na powierzchni wszystkie otwory zaczynają się w jednym miejscu, dna otworów produkcyjnych zaś oddalone są po 600 m od odwiertu iniekcyjnego (rys. 4).

W czerwcu 2008 roku elektrownia geotermalna w Soultz rozpoczęła swoje działanie. Obecnie moc elektryczna turbiny wynosi 1,5 MW, a jej docelowa moc wyniesie 6 MW.



Rys. 4. Schemat podziemnej części instalacji HDR w Soultz-sous-Forets (źródło: www.soultz.net, zmienione przez K. Smętkiewicz)

GLOBEnergia11Akademia Viessmann



Rys. 5. Schemat instalacji HFR – Hot Fractured Rock; przykład projektu badawczego Groß Schönebeck (1 – otwór produkcyjny, 2 – otwór chłonny (iniekcyjny), 3 – stymulacja hydrauliczna, 4 – parownik, 5 – turbina, 6 – generator, 7 – kondensator) (źródło: www.gfz-potsdam.de, Geothermie – Forschungsbohrung Groß Schönebeck (GeoForschungsZentrum Potsdam), tłum. K. Smętkiewicz)

Szwajcaria – Bazylea

Kolejny europejski projekt badawczy (HFR) przewidujący wykorzystanie zasobów energii geotermalnej zgromadzonej w gorących nieprzepuszczalnych skałach miał być realizowany w rejonie Bazylei – szwajcarskiego miasta położonego również na obszarze Rowu Górnego Renu. Projekt o nazwie „Deep Heat Mining Projekt in Basel" jest projektem pilotażowym, realizowanym wspólnie przez firmy Geopower Basel AG oraz Geothermal Explorers Ltd.

W 2001 roku wykonano drugi próbny odwiert badawczy (Zoll Otterbach 2) o głębokości 2755 m. Pierwszy próbny odwiert badawczy w 1999 roku nie powiódł się z powodu problemów geologicznych i technicznych.

Projekt przewidywał wykonanie trzech kolejnych odwiertów próbnych o głębokości od 2700 do 5000 m i wykorzystanie wody o temperaturze 200°C. Do 2009 roku planowano wybudować elektrownię o mocy elektrycznej 6 MW (do 14 MW z zastosowaniem dodatkowej turbiny gazowej) i 17 MW mocy cieplnej.

W grudniu 2006 roku w Basel Kleinhünigen wykonywany był otwór (Basel 1) do głębokości 5009 m. Następnie, poprzez wprowadzenie do otworu 12 000 m^3 wody pod wysokim ciśnieniem, przeprowadzono stymulację warstwy skał w celu szczelinowania skał i zwiększenia ich przepuszczalności. Przy zabiegu tym mogą występować niewielkie zjawiska sejsmiczne, tzw. mikrowstrząsy, które rejestrowane są tylko przez bardzo czułe urządzenia pomiarowe. Podczas wtłaczania wody do odwiertu w grudniu 2006 roku nastąpiły jednak nie tylko przewidywane mikrowstrząsy, lecz również wstrząsy niespodziewane, silniejsze i odczuwalne, o sile 3,4 w skali Richtera. W następstwie miały miejsce także kolejne mniejsze wstrząsy o magnitudzie 0,5–1, trzęsienie o sile 3,1 w styczniu 2007 roku oraz kolejne wstrząsy (w tym dwa o sile powyżej 3 w skali Richtera). Wstrząsy następowały, mimo że w grudniu 2006 po pierwszym trzęsieniu zaprzestano dalszego wtłaczania wody do otworu. Na skutek tych trzęsień ziemi powstało wiele uszkodzeń budynków, ponadto wpłynęło to też negatywnie na opinię mieszkańców miasta i okolic. Firma Geopower Basel AG zdemontowała wieżę wiertniczą i zaprzestała kontynuacji prac nad projektem.

Obecnie otwór Basel 1 jest cały czas monitorowany, trwają pomiary, analiza zagrożenia sejsmicznego oraz dyskusje nad wznowieniem realizacji przedsięwzięcia.

Poza trwającymi badaniami i analizą ryzyka sejsmicznego mieszkańcy miasta mają możliwość wzięcia udziału w tzw. dialogu na temat ryzyka („Risikodialog"). Pierwsze spotkania odbyły się w czerwcu 2009 roku, prowadzone są przez niezależną fundację „Risiko-Dialog". Polegają one na rozmowach na temat szans i ryzyka, związanych z projektami geotermalnymi. Od uczestników nie jest wymagane deklarowanie opinii na temat kontynuowania projektu geotermalnego. Spotkania mają za zadanie informowanie o projekcie, wzajemną komunikację i porozumienie pomiędzy wykonawcami projektu w Bazylei a mieszkańcami miasta.

Niemcy – Groß Schönebęck

Jednym z europejskich projektów pilotażowych w zakresie zastosowania wspomaganych systemów geotermalnych dla skał wodonośnych o niskiej przepuszczalności, które są sztucznie szczelinowane, jest „geotermalne laboratorium in-situ" Groß Schönebeck w landzie Brandenburgia. Projekt ten zlokalizowany jest w północnych Niemczech na obszarze jednostki geologiczno-tektonicznej, jaką jest basen sedymentacyjny – Basen Północnoniemiecki.

Projekt rozwijany jest przez niemiecki instytut badawczy o światowej renomie, GeoForschungsZentrum (GFZ Potsdam) – Centrum Badawcze Nauk o Ziemi w Poczdamie. Głównym celem tego przedsięwzięcia jest przeprowadzenie badań nad możliwością i gospodarczą opłacalnością produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem wody geotermalnej o temperaturze 150°C wydobywanej z głębokości ok. 4 km z warstwy słabo przepuszczalnych skał piaskowcowych. Aby zwiększyć przepuszczalność warstwy skalnej i wydajność eksploatacji wód, zastosowano metody stymulacji skał i stworzono sztuczne szczeliny w horyzoncie skał użytkowych.

Realizacja projektu rozpoczęła się w 2000 roku. Postanowiono wykorzystać stary, nieczynny otwór geologiczny (E GrSk 3/90) służący do poszukiwań gazu ziemnego. Otwór ten został w 2003 roku pogłębiony do poziomu ok. 4300 m i uruchomiony ponownie. Przetestowano metodę stymulacji skał (szczelinowanie hydrauliczne – hydraulic fracturing). W 2006 roku wykonano geotermalny otwór badawczy do poziomu 4400 m (Gt GrSk 4/05), aby sprawdzić parametry złoża w czasie eksperymentu polegającego na cyrkulacji wody między otworami. Schemat instalacji przedstawiony jest na rys. 5.

W 2007 roku przeprowadzona była stymulacja skał i testy produkcyjne. Podczas eksperymentów stymulacji skał wprowadzono do otworu pod wysokim ciśnieniem 14 000 m^3 wody, skała stała się bardziej przepuszczalna. Pomiary wydajności eksploatowanej wody wykazały, że dzięki zabiegom stymulacji hydraulicznej jej wartość przy obniżeniu zwierciadła wody w otworze o 500 m zwiększyła się z 5 do 50 m^3/h. W kwietniu 2009 roku w celu zwiększenia produkcyjności i przepuszczalności skał wykonano zabieg czyszczenia kwasem solnym. Wydajność produkcji zwiększyła się z 65 do

Tab. 1. Charakterystyka wybranych europejskich projektów geotermalnych związanych z produkcją energii elektrycznej w systemach petrotermalnych (EGS)

Projekty EGC	Soultz-sous-Forets (HDR)	Bazylea (HFR)	Groß Schönebeck (HFR)
Głębokość otworów	ok. 5000 m	5000 m	4300 m, 4400 m
Temperatura wydobywanej wody	ok. 175°C	200°C (temp. wtłaczanej wody 90°C)	150°C
Zainstalowana moc elektryczna	1,5 MW	6 MW	brak danych
Turbina	ORC	ew. dodatkowa turbina gazowa	ORC
Geotermalna moc cieplna	do 30 MW	17 MW	brak danych
Rozwój projektu	od 1987 r.[1]	od 1996 r.[2]	od 2000 r.[3]

[1] Elektrownia geotermalna działa od czerwca 2008 r.
[2] Projekt przerwano w grudniu 2006 r. ze względu na wstrząsy sejsmiczne
[3] Planowane rozpoczęcie działania eksperymentalnej elektrowni geotermalnej w 2010 r.

GLOBEnergia12Akademia Viessmann

Tab. 2. Charakterystyka porównawcza dwóch technologii geotermii głębokiej: systemu hydro- i petrotermalnego

Kryterium	Systemy hydrotermalne	Systemy petrotermalne*
Dostępność, występowanie	– zależnie od warunków hydrogeologicznych – baseny sedymentacyjne, strefy aktywności wulkanicznej, – w dalszym opisie uwzględnione zostały jedynie systemy hydrotermalne związane z eksploatacją energii geotermalnej ze zbiorników skał osadowych, z wykorzystaniem złóż nisko- i średniotemperaturowych, na obszarach niezwiązanych ze strefami granic płyt litosfery (dla których typowe są złoża wód i par wodnych o wysokiej entalpii); charakterystyka dotyczy m.in. Niżu Środkowoeuropejskiego	teoretycznie wszędzie
Głębokość odwiertów	2000–4000 m	> 4000 m
Skały złożowe – strefa eksploatacji	przepuszczalne skały osadowe – strefa porowa i szczelinowa jako naturalny wymiennik ciepła	– skały słabo przepuszczalne (warstwy skał osadowych o dużej miąższości np. piaskowce) lub nieprzepuszczalne (lite skały krystaliczne np. granity), charakteryzujące się odpowiednio wysoką temperaturą (> 150°C) – warstwy skalne pełnią funkcję wymiennika ciepła, w którym możliwe jest sztuczne stworzenie przestrzeni szczelinowych poprzez metody stymulacji (np. szczelinowanie hydrauliczne)
Nośnik energii geotermalnej	– nośnikiem jest woda geotermalna naturalnie występująca w zbiorniku wodonośnym i wydobywana otworem produkcyjnym bezpośrednio z warstwy wodonośnej – w ten sposób można wyjaśnić pochodzenie nazwy tej technologii: geotermia hydrotermalna (związana z wodą jako naturalnym magazynem i nośnikiem energii)	– nośnikiem jest woda, która zostaje sztucznie wprowadzana do warstwy skalnej i po odebraniu części energii geotermalnej ze skał ponownie wydobywana jest na powierzchnię – w ten sposób można wyjaśnić pochodzenie nazwy tej technologii – geotermia petrotermalna (związana ze skałami jako magazynem energii)
Technologia eksploatacji	za pomocą otworów geotermalnych, najczęściej dwóch – tzw. dubletu hydrotermalnego, czyli: otworu eksploatacyjnego (produkcyjnego), którym wydobywa się gorącą wodę z warstwy wodonośnej, oraz zatłaczającego (reiniekcyjnego), którym woda po odbiorze z niej energii zatłaczana jest z powrotem do warstwy wodonośnej	– za pomocą przynajmniej dwóch otworów geotermalnych: zatłaczającego (chłonnego, iniekcyjnego), którym zimna woda pod wysokim ciśnieniem pompowana jest do warstwy skalnej, oraz eksploatacyjnego (produkcyjnego), którym wydobywana jest gorąca woda po ogrzaniu w głębi Ziemi. Po odebraniu i wykorzystaniu energii cieplnej z wody wtłaczana jest ona ponownie otworem iniekcyjnym do warstwy skalnej – nieprzepuszczalne skały krystaliczne bądź słabo przepuszczalne skały (np. piaskowce) pełnią funkcję wymiennika ciepła w głębi Ziemi. W celu zwiększenia parametrów przepuszczalności skał stosuje się specjalne zabiegi, np. hydrauliczne szczelinowanie za pomocą wtłaczanej wody.
Zastosowanie wód i energii geotermalnej	– ciepłownictwo, balneologia, rekreacja, hodowla ryb ciepłolubnych, podgrzewanie gruntów i inne, a także wytwarzanie energii elektrycznej (pod warunkiem zastosowania odpowiedniej technologii, np. elektrownie binarne lub hybrydowe) – opłacalnym przedsięwzięciem jest kombinacja sposobów wykorzystania wód geotermalnych, aby jak najefektywniej zagospodarować surowiec (zastosowanie systemu kaskadowego)	głównie wytwarzanie energii elektrycznej, ze względu na dużo wyższe temperatury wydobywanej wody, również ciepłownictwo
Uwagi	duże doświadczenie w zastosowaniu tej metody, powszechna technika wykonania odwiertów, duża liczba projektów działających z sukcesem, możliwość wykorzystania starych odwiertów	– odwierty są technicznie trudne i kosztowne do wykonania, – europejskie projekty EGS są w początkowej fazie rozwoju, w fazie badawczo-eksperymentalnej
Przykłady projektów geotermalnych w wybranych krajach europejskich	– Niemcy: Monachium-Riem, Erding, Unterhaching, Pullach (Północnoalpejski Basen Molasowy / Bawaria), Neustadt-Glewe, Neubrandenburg, Waren, (Basen Północnoniemiecki), – Austria: Altheim (Górna Austria), Bad Blumau (Styria) – Polska: Bańska Niżna (Podhale), Mszczonów, Uniejów, Pyrzyce, Stargard Szczeciński (Niż Polski)	rys. 1 – Niemcy: Groß Schönebeck (HFR, Basen Północnoniemiecki), Bad Urach (HDR, Rów Górnego Renu; projekt obecnie nie funkcjonuje) – Szwajcaria: Bazylea (HFR, Rów Górnego Renu; realizacja projektu została przerwana) – Francja: Soultz-sous-Forets (HDR, Rów Górnego Renu)

* EGC – Enhanced Geothermal Systems – wspomagane systemy geotermalne m.in.: HDR – Hot Dry Rock (gorące suche skały), HFR – Hot Fractured Rock (gorące szczelinowane skały)

Obecnie trwają badania nad długotrwałością produkcji. Eksperymenty te pozwolą po kilku miesiącach otrzymać jednoznaczne i wiarygodne wyniki umożliwiające podjęcie dalszych działań w kierunku wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektu Groß Schönebeck. Powstanie eksperymentalnej elektrowni geotermalnej planowane jest na 2010 rok, jako projekt pod naukowym patronatem instytutu GFZ Potsdam. Będzie to jedyny w swoim rodzaju na świecie projekt wykorzystania energii geotermalnej zgromadzonej w wodach podziemnych w głęboko zalegających warstwach skał osadowych do produkcji energii elektrycznej. Przedsięwzięcie to otworzy również nowe perspektywy dla rozwoju technologii geotermalnej.

Jak uważają naukowcy z GFZ Potsdam, przyszłość geotermii w Europie Środkowej może być postrzegana optymistycznie. Sukces pilotażowego projektu badawczego Groß Schönebeck udowadnia, że w warunkach geologicznych występujących na obszarze Niżu Środkowoeuropejskiego możliwe jest wykorzystanie wód geotermalnych do produkcji energii elektrycznej, oczywiście dzięki zastosowaniu odpowiednich technologii. Dobrym przykładem z tego obszaru jest również elektrociepłownia geotermalna Neustadt-Glewe w północnych Niemczech, działająca od 2003 roku. Ze względu na podobieństwo warunków geologicznych rozwój projektów związanych z systemami petrotermalnymi w różnych miejscach w Europie może być wzorcem, pomocą i doświadczeniem dla rozwoju wielu podobnych projektów na świecie.

GLOBEnergia13Akademia Viessmann

Literatura

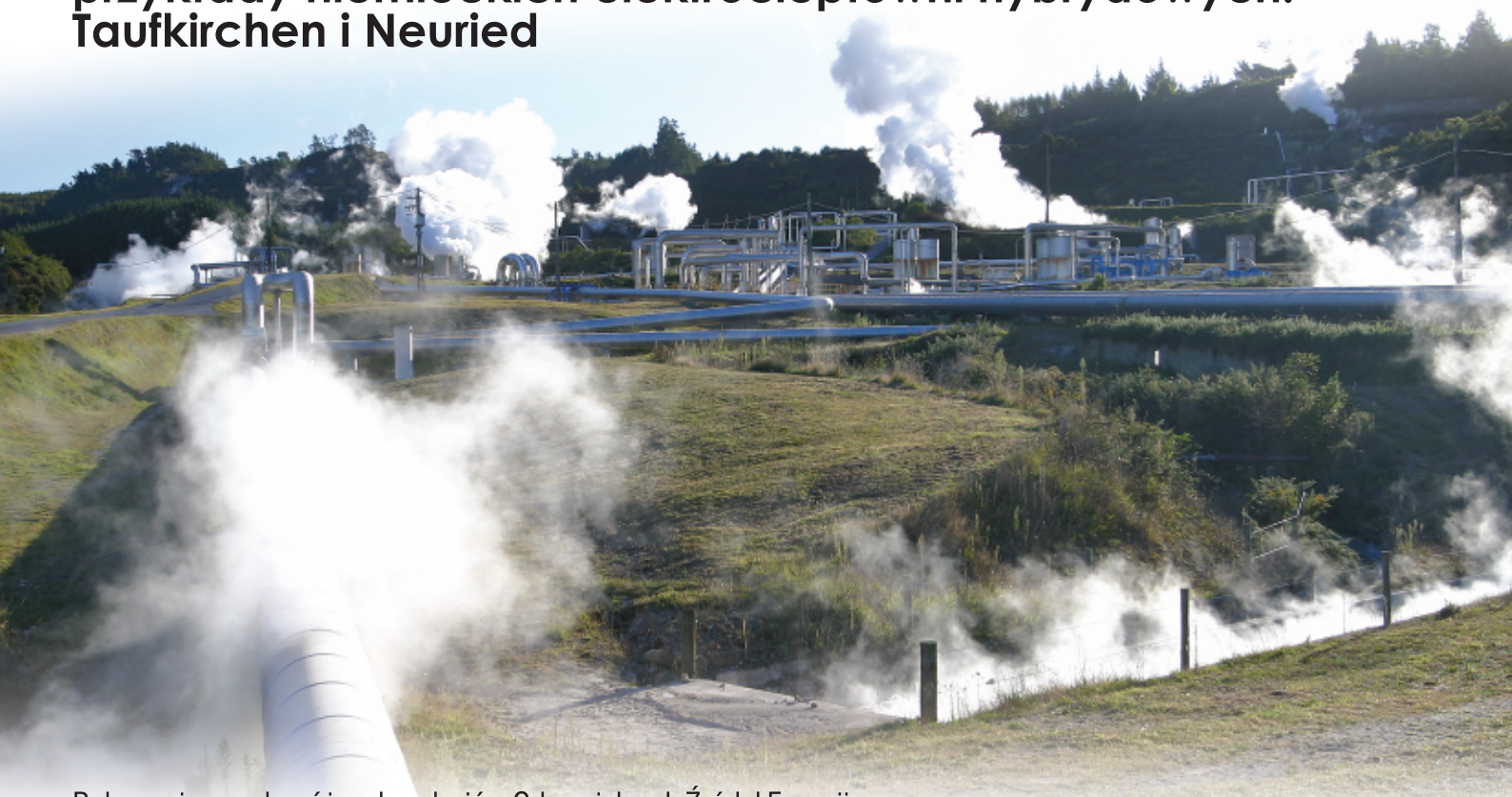
Artykuł opracowano na podstawie pracy magisterskiej – K. Smętkiewicz, Perspektywy wykorzystania wód geotermalnych w Łodzi i regionie – studium przykładowo-porównawcze z obszarów: Niż Polski (Polska Środkowa; województwo łódzkie) i północno-wschodnia część Niemiec (Landy Brandenburgia, Meklemburgia-Pomorze Przednie), Wydział Nauk Geograficznych, Uniwersytet Łódzki, 2007

- www.infogeo.de/dokumente
- www.unendlich-viel-energie.de
- de.wikipedia.org/wiki/Geothermie
- de.wikipedia.org/wiki/Hot-Dry-Rock-Verfahren
- www.geothermie.de
- www.geothermal.ch/
- www.seismo.ethz.ch/
- www.geopower-basel.ch/
- www.wsu.bs.ch/geothermie
- www.risiko-dialog.ch
- de.wikipedia.org/wiki/Deep_Heat_Mining_Basel
- www.soultz.net/version-en.htm
- www.gfz-potsdam.de
- geothermal.marin.org

Karolina Smętkiewicz
GLOBEnergia

Duet geotermia – biopaliwo

przykłady niemieckich elektrociepłowni hybrydowych: Taufkirchen i Neuried



Połączenie ze sobą różnych rodzajów Odnawialnych Źródeł Energii do produkcji energii cieplnej i energii elektrycznej staje się coraz bardziej powszechnym i znanym sposobem na osiągnięcie wymiernych korzyści gospodarczych. Dzięki wykorzystaniu różnorodnych nośników czystej energii można także przyczynić się do ograniczenia zastosowania kopalnych źródeł energii, a przez to do poprawy stanu środowiska przyrodniczego i jego ochrony w przyszłości. Wystarczy umiejętnie wykorzystać potencjał znajdujący się w różnych elementach środowiska przyrodniczego: ziemi, powietrzu, wodzie, słońcu, roślinach. Jednym ze sposobów takiego wszechstronnego wykorzystania bogactwa przyrody jest elektrociepłownia hybrydowa, której funkcjonowanie polega na wytwarzaniu energii za pomocą jednoczesnego zastosowania dwóch lub więcej źródeł energii odnawialnej lub też innych niż odnawialne.

W artykule zaprezentowane zostaną dwa przykłady niemieckich elektrociepłowni hybrydowych, które już w niedługim czasie będą działać wykorzystując energię geotermalną i biopaliwa. Miejscowość Taufkirchen, położona w Bawarii kilkanaście kilometrów na południe od Monachium, od 2010 roku zaopatrywana będzie w energię produkowaną z energii geotermalnej oraz biomasy. Będzie to pierwszy tego rodzaju działający projekt w Niemczech. W drugiej południowoniemieckiej miejscowości – Neuried, tym razem położonej w landzie Baden-Württemberg, od przyszłego roku funkcjonować będzie elektrownia hybrydowa oparta na wykorzystaniu energii geotermalnej i biogazu.

Taufkirchen/Bawaria

Kształtowanie przyszłości oznacza wykorzystywanie alternatywnych źródeł energii. Zakłady BioEnergie Taufkirchen GmbH oraz GeoEnergie Taufkirchen GmbH przyjmują to wyzwanie.

Od 1999 roku przedsięwzięcie w Taufkirchen ma ważny wkład w zaopatrzeniu miejscowości w energię cieplną – 65% wszystkich gospodarstw domowych przyłączonych jest do regionalnej instalacji rozprowadzającej energię cieplną, przez co przyczynia się do zrównoważonego gospodarowania zasobami środowiska. Wzrastające zapotrzebowanie na energię wymaga konieczności zagospodarowania dalszego potencjału energii – wykorzystania energii pochodzącej z głębi Ziemi. Celem obu zakładów jest pokrycie wzrastającego zapotrzebowania na energię cieplną w Taufkirchen i w okolicy, a także zapewnienie długotrwałego zaopatrzenia w tę energię.

Biomasa w Taufkirchen – zrównoważone gospodarowanie zasobami naturalnymi

Zapotrzebowanie na energię cieplną odbiorców zakładu BioEnergie Taufkirchen wynosi obecnie około 55 MW, w następnych latach przewiduje się wzrost zapotrzebowania na energię do poziomu 75 MW. Moc elektryczna wynosi natomiast maksimum 5 MW, przez co można pokryć blisko 98% rocznego zapotrzebowania na ciepło. Pozostałe 2% energii wytwarzane są w ciepłowni szczytowej o łącznej mocy kotłów cieplnych 12 500 kW opalanych gazem i olejem.

GLOBEnergia14Akademia Viessmann

Dużą zaletą ciepłowni na biomasę w porównaniu z konwencjonalnymi źródłami energii jest prawie całkowita zastępowalność kopalnych nośników energii – nieprzydatne resztki drewna, zrąbki drzewne ulegają spaleniu, w ten sposób wytwarzana jest potrzebna ilość energii cieplnej. W skład całej instalacji wchodzą: system zaopatrywania w materiał opałowy, piec opałowy, kocioł z systemem filtrów oraz turbina z generatorem.

Dzięki zastosowaniu tych różnorodnych źródeł energii zapewnione jest całkowite bezpieczeństwo dostaw energii. Głównym odbiorcą energii cieplnej z zakładu Bioenergie jest firma pośrednicząca w sprzedaży i wynajmie mieszkań (Gemeinnützige Wohnungsfürsorge AG München GEWOFAG), park technologiczno-przemysłowy Taufkirchen oraz teren przemysłowy Brunnthal Nord II. Ponadto do 25-kilometrowej sieci ciepłowniczej podłączonych jest kilka gminnych budynków publicznych oraz ponad sześć tysięcy pojedynczych gospodarstw domowych.

Energetyczne wykorzystanie biomasy wnosi ważny wkład w ochronę zasobów naturalnych, ochronę środowiska i klimatu. Wykorzystany materiał pozostaje w naturalnym obiegu, co przyczynia się do ograniczenia efektu cieplarnianego w atmosferze. W procesie spalania materiału drzewnego wytwarza się taka sama ilość dwutlenku węgla, która została wcześniej zakumulowana w drewnie, tym samym cykl krążenia CO_2 zostaje zamknięty. W samej tylko miejscowości Taufkirchen dzięki temu rocznie ogranicza się emisję szkodliwego CO_2 o 60 000 ton. Jest to duża przewaga nad spalaniem paliw kopalnych, np. oleju opałowego, gazu czy węgla, w przypadku których zawarty w nich od milionów lat węgiel uwalnia się do atmosfery przyczyniając się do wzmożenia efektu cieplarnianego.

W świetle ograniczonych czasowo i przestrzennie zasobów paliw kopalnych, dużą zaletę i gwarancję na przyszłość stanowi wykorzystanie materiału drzewnego, którego zasoby są praktycznie niemożliwe do wyczerpania.

Zaopatrywanie w energię staje się tym bardziej bezpieczne, że wykorzystując spalanie biomasy, zakład jest niezależny od kryzysów politycznych, ograniczeń w dostawie paliw kopalnych. Koszty energii nie są także uzależnione od konieczności drogiego transportu. Źródło energii, którym zaopatrywana jest elektrociepłownia na biomasę w Taufkirchen, „rośnie" w dużej mierze „przed drzwiami". Biomasa (ścinki, zrąbki drzewne z lasów gospodarczych) pochodzi w większej części z najbliższego rejonu miasta. Ponad 1200 rolników zajmuje się dostarczaniem surowca, z czego czerpie również swoje dochody. Lokalne zaopatrywanie w energię odnosi również pozytywny wpływ na miejscową sytuację zatrudnienia – wspiera się rodzime firmy i zakłady oraz stwarza się nowe miejsca pracy w regionie.

Geotermia w Taufkirchen – energia z głębi Ziemi

Geologiczne ekspertyzy wykazują, że obszary położone na południu Monachium szczególnie dobrze nadają się do pozyskiwania i wykorzystania ciepła Ziemi. Na głębokości ok. 3000 m znajduje się wodonośna warstwa skał węglanowych zawierająca wody o temperaturze 100–130°C. Warstwa ta nazywa się Malmkarst (górna jura). Wody geotermalne pozyskiwane będą za pomocą dwóch otworów produkcyjnych z głębokości ok. 4200 m., a wtłaczane z powrotem do Ziemi otworem reiniekcyjnym na głębokość 3700 m. Zagospodarowania tych wód termalnych podjął się zakład GeoEnergie Taufkirchen GmbH. W powiązaniu z elektrociepłownią wykorzystującą biomasę, w 2010 roku rozpocznie pracę pierwsza w Niemczech hybrydowa elektrownia na biomasę i energię geotermalną.

Gospodarcze pozyskiwanie energii w procesie Kalina

Podstawą realizacji projektu elektrowni hybrydowej jest tzw. proces Kalina. Ten wysoko rozwinięty proces technologiczny umożliwia niskotemperaturową przemianę energii cieplnej wód termalnych w energię elektryczną. Dzięki takiej technologii możliwe jest korzystne, opłacalne gospodarczo wykorzystanie geotermii z uwagi na sezonowo ograniczone zapotrzebowanie na dostawy energii cieplnej. Turbiny parowe wykorzystują parę wodną o temperaturze powyżej 100°C, aby zapewnić rentowną produkcję energii elektrycznej. Dzięki zastosowaniu specjalnego procesu Kalina do wytwarzania prądu można wykorzystywać również wody geotermalne o temperaturze 90°C.

Korzyści dla odbiorców energii wytwarzanej z biomasy i wód geotermalnych.

Przyłączenie lokalu do systemu ciepłowniczego opartego na spalaniu biomasy, a w bliskiej przyszłości także na wykorzystaniu geotermii oznacza następujące zalety dla odbiorców ciepła:

- dzięki zastosowaniu Odnawialnych Źródeł Energii odbiorcy przyczyniają się do zmniejszenia emisji CO_2,
- zaopatrywanie w energię dzięki biomasie i geotermii jest pod wieloma względami korzystniejsze niż z wykorzystaniem paliw kopalnych,
- przyłącze polega na zamontowaniu pośredniej, oszczędzającej miejsce stacji przesyłowej – nie jest zatem konieczne instalowanie kotła opałowego,
- ciepłownicze instalacje szczytowe (rezerwowe) włączone w system ciepłowniczy na biomasę zapewniają ciągłość zaopatrzenia w energię.

Zakłady BioEnergie i GeoEnergie zapewniają nie tylko zaopatrzenie w przyjazne środowisku źródła energii, lecz także gwarantują atrakcyjny bilans kosztów:

- w aspekcie ekologicznym – Odnawialne Źródła Energii gwarantują ciągłe i trwałe zaopatrzenie; ponadto korzystanie z nich ogranicza emisję CO_2 do atmosfery poprzez proces spalania paliw kopalnych,
- w aspekcie gospodarczym – długotrwale korzystniejsze niż energia pochodząca z paliw kopalnych; nie jest potrzebny kocioł centralnego ogrzewania, przez co zaoszczędzić można koszty utrzymania, konserwacji i napraw.

Neuried / Baden-Württemberg

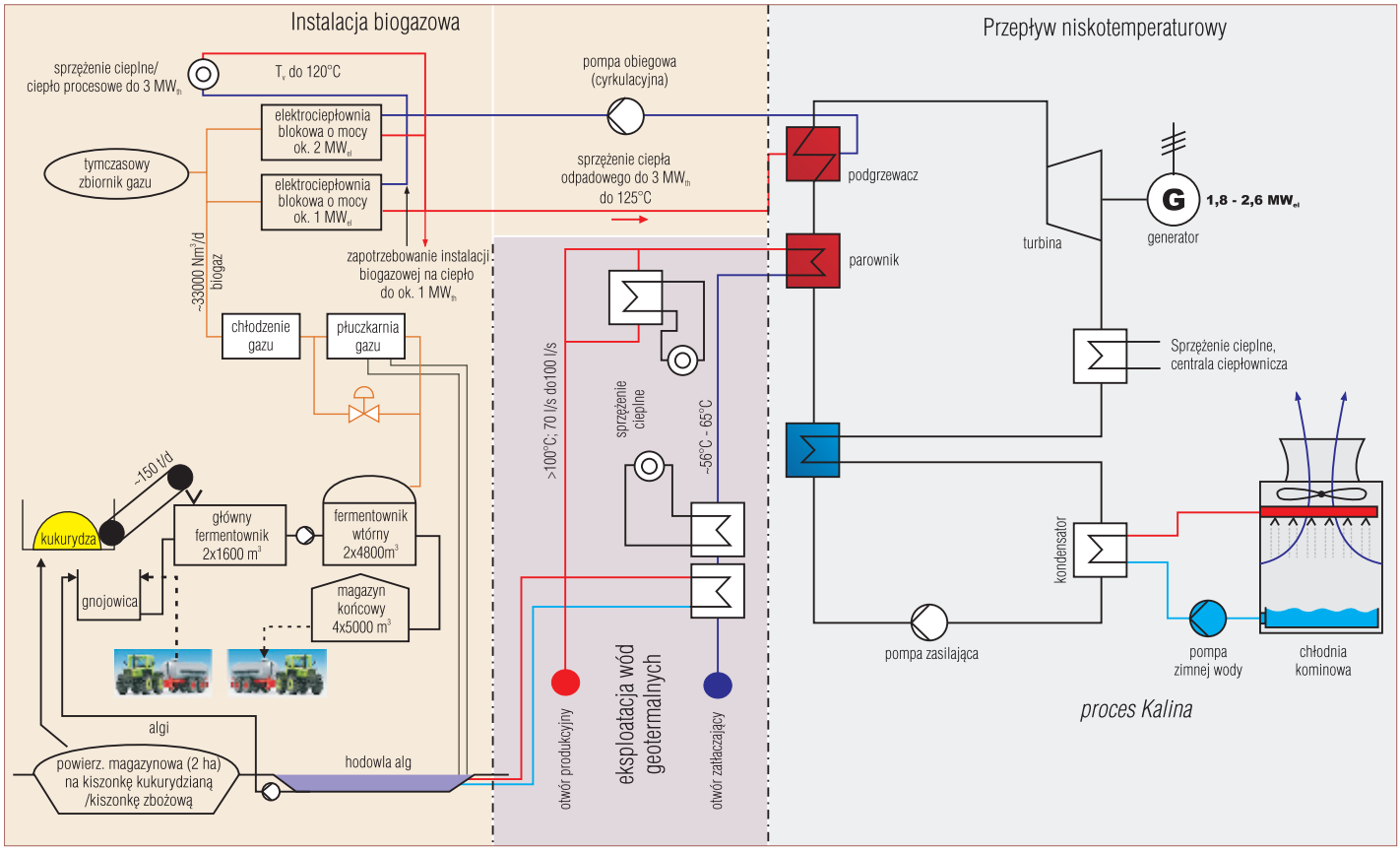
Innowacyjne połączenie wykorzystywania energii z wód geotermalnych wraz z energią pochodzącą z biogazu prezentuje projekt w miejscowości Neuried na południowym zachodzie Niemiec. Neuried położone jest w obrębie jednostki strukturalno-geologicznej, jaką jest Rów Górnego Renu – obszar bardzo korzystny i perspektywiczny pod kątem geotermii. Przesłaniem projektu jest przede wszystkim podwyższenie stopnia wykorzystania istniejącego dużego potencjału zastosowania różnorodnych Odnawialnych Źródeł Energii. Początek działania geotermalno-biogazowej, hybrydowej elektrociepłowni w Neuried zaplanowany został na rok 2011.

Kombinacja obu typów elektrowni pozwoli na połączenie energii cieplnej wytworzonej w instalacji biogazowej z procesem produkcji energii elektrycznej w instalacji geotermalnej. Wpłynie to pozytywnie na poprawę wydajności produkcji i podniesienie opłacalności produkcji prądu z energii geotermalnej. Docelowo elektrownia hybrydowa będzie mieć moc elektryczną ok. 6 MW (ok. 3 MW z geotermii + ok. 3 MW z biogazu) i będzie mogła ponadto dostarczać duże ilości energii cieplnej. Elektrownia hybrydowa w Neuried powinna zapewnić dostawy energii elektrycznej dla ponad 20 tysięcy gospodarstw domowych, a sąsiadujące obszary zaopatrzyć w energię cieplną.

Tab. Charakterystyka projektu elektrowni geotermalnej w Neuried (dane z grudnia 2007 roku)

Rodzaj eksploatowanego złoża, rodzaj skał wodonośnych	złoże hydrotermalne; piaskowiec pstry, wapień muszlowy
Głębokość otworu wydobywczego	ok. 3000 m
Głębokość otworu zatłaczającego	ok. 2500 m
Odległość pomiędzy otworami pod powierzchną ziemi	min. 1000 m
Temperatura wydobywanych wód geotermalnych	> 11°°C
Mineralizacja	100-150 g/l
Wydajność wydobycia	252 m^3/h (70 l/s)
Instalacja do produkcji energii elektrycznej	Kalina
Moc elektryczna	2,3–3 MW_{el} (brutto)

GLOBEnergia15Akademia Viessmann



Rys. Schemat działania elektrowni hybrydowej w Neuried (www.biogas-infoboard.de, tłum. K. Smętkiewicz)

Równolegle z rozwojem projektu geotermalnego w Neuried od 2005 roku rozważano również założenie instalacji biogazowej funkcjonującej na bazie przetwarzania organicznych surowców odnawialnych uprawianych w regionie. W celu optymalnego wykorzystania korzystnych warunków strukturalno-geologicznych, występujących w Rowie Górnego Renu oraz bardzo dobrych warunków rolniczych w regionie (ponad 3 tys. ha terenów uprawnych), gmina Neuried i znana firma wiertnicza DrillTec GmbH założyły w marcu 2006 roku wspólne przedsięwzięcie pod nazwą Hybridkraftwerk Neuried GmbH & Co.KG. Wsparciem projektu zainteresowało się Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów Atomowych RFN (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) oraz władze landu Baden-Württemberg.

W lipcu 2006 roku podjęto kroki w kierunku budowy instalacji biogazowej. Pierwsza faza budowy rozpoczęła się już w sierpniu 2007 roku W ramach projektu geotermalnego zrealizowano dwa otwory do głębokości ok. 3000 m. Szczegóły projektu elektrowni geotermalnej przedstawione zostały w tabeli.

Na powyższej ilustracji przedstawiono schemat działania elektrowni hybrydowej w Neuried. Biomasa, z której wytwarzany jest biogaz pochodzi z uprawianych w regionie roślin, głównie z kukurydzy i zbóż. Jest ona substratem w dalszym procesie fermentacji, który odbywa się w odpowiednich elementach instalacji biogazowej. Gaz powstały podczas fermentacji poddawany jest następnie oczyszczeniu i schłodzeniu, po czym przekazywany jest dalej do ciepłowni blokowej o łącznej mocy elektrycznej 3 MW. W kolejnym etapie następuje przepływ ciepła odpadowego o temperaturze do 125°C z biogazowni do niskotemperaturowej przepływowej instalacji geotermalnej w ramach elektrowni geotermalnej, w celu podwyższenia jej wydajności. Prezentowana elektrownia hybrydowa w Neuried jest jedynym w świecie tego rodzaju połączeniem cieplnym na wielką skalę techniczną. Stopień sprawności biogazu wynosi do 60% i umożliwia osiągnięcie mocy elektrycznej 3 MW_{el}. Energia cieplna wytworzona w instalacji biogazowej oprócz dostarczania ciepła do elektrowni geotermalnej, może być wykorzystywana także do magazynowania energii w sieci ciepłowniczej w celu zaopatrywania pobliskich budynków. Energia cieplna trafiająca do instalacji geotermalnej przechodzi wraz z energią cieplną z wydobywanych wód geotermalnych przez wymiennik ciepła i turbinę i wykorzystywana jest do napędzania generatora, a w ten sposób do produkcji prądu. Ciepło odpadowe z niskotemperaturowego przepływu oraz reszta energii geotermalnej mogą być wykorzystane jako ciepło procesowe lub też zgromadzone w centrali ciepłowniczej.

Oba procesy odpowiedzialne za produkcję energii cieplnej i elektrycznej, tj. proces fermentacji substratu organicznego i wytwarzanie biogazu oraz proces eksploatacji wód geotermalnych w celu odbioru energii cieplnej, są niezależne od potencjalnych czynników zewnętrznych. Przeciwnie jest w przypadku źródeł energii wiatrowej i słonecznej, których wykorzystanie uzależnione jest od pory dnia i pory roku. Procesy te uznane są zatem za stałe źródła ciepła i prądu.

Funkcjonowanie elektrowni hybrydowej na biogaz i geotermię ma również pozytywny wpływ na stan środowiska przyrodniczego i przyczynia się do jego ochrony poprzez redukcję wykorzystywania kopalnych źródeł energii w zaopatrywaniu odbiorców w energię elektryczną. Proces produkcji energii elektrycznej w elektrowni hybrydowej jest neutralny pod względem wytwarzania zanieczyszczeń, np. dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych, w przeciwieństwie do elektrowni opalanych surowcami kopalnymi. Nawet proces spalania biogazu pozostaje neutralny, jeśli chodzi o zanieczyszczenie CO_2, gdyż uwolniony dwutlenek węgla powraca ponownie do obiegu związanego ze wzrostem biomasy. Szacuje się, że rocznie w Neuried będzie można uniknąć o ok. 18 000 ton emisji CO_2.

Koncepcja geotermalno-biogazowej elektrowni hybrydowej jest dobrym sposobem na optymalne i opłacalne wykorzystanie warunków geotermalnych danego miejsca, w którym sama instalacja geotermalna mogłaby nie przynosić wystarczająco korzystnych efektów działania, ze względu np. na temperaturę wydobywanych wód i/lub wydajność wydobycia. Doświadczenia projektu w Neuried są cenne również i z tego względu, że mogą być wykorzystywane w miejscach, które dysponują zasobami wód geotermalnych o temperaturze powyżej 100°C oraz warunkami do funkcjonowania instalacji biogazowej o mocy powyżej 500 kW.

Literatura

- www.bioenergie-taufkirchen.de
- www.hybridkraftwerk-neuried.de
- www.ceramin.eu
- www.biogas-infoboard.de/pdf/Kapp_AH_v3.pdf (Kapp B., Kreuter H. – Geothermal Engineering GmbH (GeoT), Borchert G., Treyer H. – Gemeinde Neuried; Innovative Anlagen und Verfahrenstechnik – Das Geothermie-Biogas Hybridkraftwerksprojekt Neuried)

Karolina Smętkiewicz
GLOBEnergia

GLOBEnergia16Akademia Viessmann

Produkcja prądu elektrycznego
Zastosowanie systemów binarnych w geotermii - przykłady

Procesami technologicznymi wykorzystywanymi do produkcji prądu elektrycznego przy wykorzystaniu wód geotermalnych w instalacjach binarnych są obieg organiczny Rankine'a oraz cykl Kalina. W obu przypadkach woda geotermalna wydobywana otworem produkcyjnym oddaje ciepło w parowniku (wymienniku ciepła) czynnikowi roboczemu o znacznie niższej niż woda geotermalna temperaturze wrzenia, odparowując go jednocześnie. W przypadku instalacji ORC (ang. Organic Rankine Cycle) są to czynniki organiczne, natomiast w przypadku instalacji bazujących na cyklu Kalina mieszanina amoniak-woda. Energia cieplna zakumulowana w parach czynnika roboczego skierowanego na turbinę połączoną z generatorem zamieniana jest na energię mechaniczną ruchu obrotowego łopatek wirnika, dzięki czemu możliwa jest produkcja prądu elektrycznego. Wykorzystany w ten sposób czynnik roboczy jest następnie skraplany w kondensatorze i kierowany do parownika, gdzie cykl rozpoczyna się od nowa. Procesy produkcji prądu elektrycznego dzięki zastosowaniu rozwiązań binarnych zostały szczegółowo opisane w artykule „Systemy binarne w geotermii" – GLOBEnergia 4/2009. Niniejszy tekst stanowi dopełnienie treści wspomnianego artykułu, przedstawiając instalacje, w których rozwiązania binarne zostały zastosowane w praktyce. Są to Bad-Blumau (Austria), Husavik (Islandia), Neustadt-Glewe (Niemcy) oraz Chena Hot Springs na Alasce (USA).

GLOBEnergia17Akademia Viessmann

Austria, Bad-Blumau

Bad-Blumau to miejscowość zamieszkana przez około 1600 osób, położona we wschodniej Austrii. Eksploatowany zbiornik wód geotermalnych charakteryzuje się wartościami strumienia cieplnego na poziomie 95 mW/m^2 oraz temperaturą nieco powyżej 100°C na głębokości 2000 m. Pierwotnym założeniem wykonania otworów wiertniczych w Bad-Blumau była eksploatacja złoża węglowodorów. Podczas wykonywania odwiertu Bad-Blumau 1a (3046 m) napotkano natomiast wodę geotermalną o temperaturze około 100°C, co rozpoczęło proces jej wydobycia z wydajnością 17 m^3/h. Perspektywa wykorzystania energii geotermalnej do celów ciepłowniczych oraz produkcji energii elektrycznej spowodowała wykonanie dwóch kolejnych odwiertów Bad-Blumau 2 oraz Bad-Blumau 3. Pierwszy z nich o głębokości 2360 m charakteryzuje wydajność 80 m^3/h przy temperaturze wody geotermalnej 110°C. Drugi ma głębokość 1200 m i charakteryzuje się wydajnością 1,5 m3/h przy temperaturze wody geotermalnej 47°C. Woda geotermalna ma charakter wodorowęglanowo-chlorkowy, a jej mineralizacja wynosi 17,9 g/dm^3. W związku z zagrożeniem wystąpienia korozji do otworu wiertniczego wprowadzane są inhibitory, którymi w przypadku Bad-Blumau są polifosforany. Instalacja binarna (ORC) o mocy wyjściowej netto 180 kW$_e$ (tab. 1) została zainstalowana w 2001 roku. Wykorzystuje ona wodę geotermalną o temperaturze 110°C. Czynnikiem roboczym jest izopentan (rys. 1). Woda wylotowa z wymiennika ciepła, o temperaturze 85°C, kierowana jest do systemu ciepłowniczego, gdzie wykorzystuje się ją do celów grzewczych dla kompleksu rekreacyjno-balneoterapeutycznego „Rogner Bad-Blumau Hotel and Spa". Moc cieplna osiąga 5100 kW$_t$, z czego 3500 kW$_t$ przypada na ogrzewanie pomieszczeń, a 1600 kW$_t$ przeznaczone jest dla ogrzewania wody w basenach. Wykorzystana w ten sposób woda zatłaczana jest otworem chłonnym na głębokość 3000 m.

Tab. 1. Parametry instalacji binarnej w Bad-Blumau

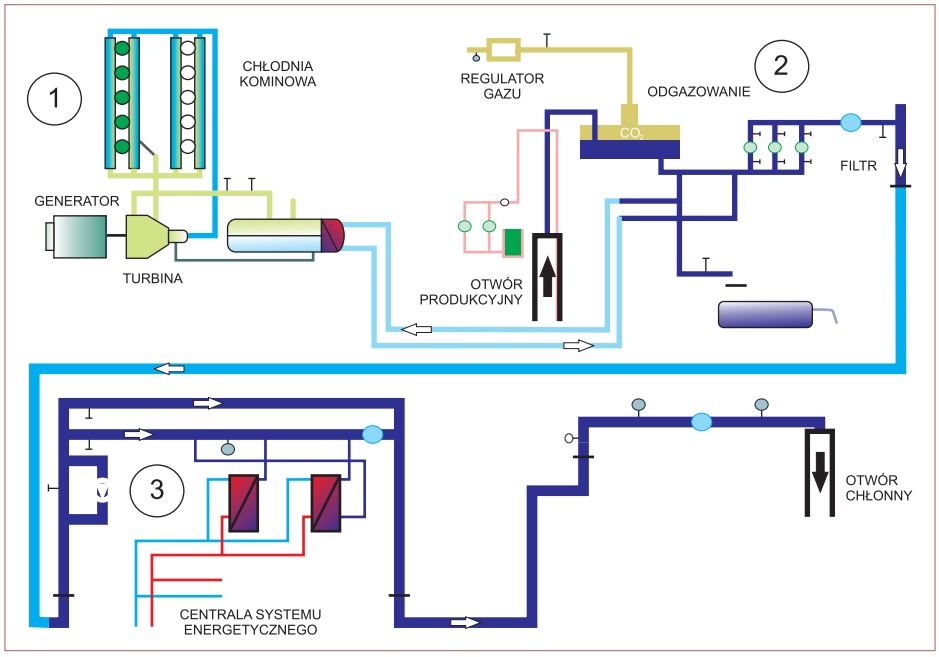
Parametry	Wartość
temperatura wody geotermalnej	110°C
wydajność wody geotermalnej	80 m^3/h
moc elektryczna	180 kW_e
moc cieplna	5100 kW_t
cykl pracy	ORC
czynnik roboczy	izopentan

Islandia, Husavik

Husavik jest niespełna trzytysięczną miejscowością położoną na północnym wybrzeżu Islandii. Instalacja binarna została oddana do użytku w 2001 roku, a bazuje na systemie, którego pomysłodawcą jest dr Alexander Kalina. Czynnikiem roboczym wykorzystywanym przy produkcji energii elektrycznej jest mieszanina amoniak-woda, która osiąga w parowniku temperaturę 121°C (tab. 2). Jest ona odparowywana w 75% i po oddzieleniu 25% części płynnej czynnika (mniej zasob-nej w amoniak) w separatorze para kierowana jest do turbiny generującej prąd elektryczny. Produkcja prądu elektrycznego z wód geotermalnych wspomagana jest przez ciepło z procesu pracy silnika napędzającego generator instalacji na biogaz (paliwem dla silnika jest gaz odzyskany w procesie fermentacji) osiągając całkowitą wartość 1600 kW_e (rys. 2). Wykorzystana w ten sposób woda geotermalna ochłodzona do temperatury około 80°C wykorzystywana jest do ogrzewania budynków oraz podgrzewania wody użytkowej (moc cieplna na poziomie 44000 kW_t), gwarantując pokrycie 80% zapotrzebowania Husaviku na energię cieplną. Do chłodzenia instalacji binarnej wykorzystywane są wody pobliskiego potoku górskiego o temperaturze 5°C.

Tab. 2. Parametry instalacji binarnej w Husaviku

Parametry	Wartość
temperatura wody geotermalnej	121°C
wydajność wody geotermalnej	90 m^3/h
moc elektryczna	1600 kW_e
moc cieplna	44000 kW_t
cykl pracy	Kalina
czynnik roboczy	amoniak-woda



Rys. 1. Schemat instalacji geotermalnej w Bad-Blumau (1) produkcja prądu elektrycznego - ORC, (2) odgazowanie - CO2, (3) ogrzewanie

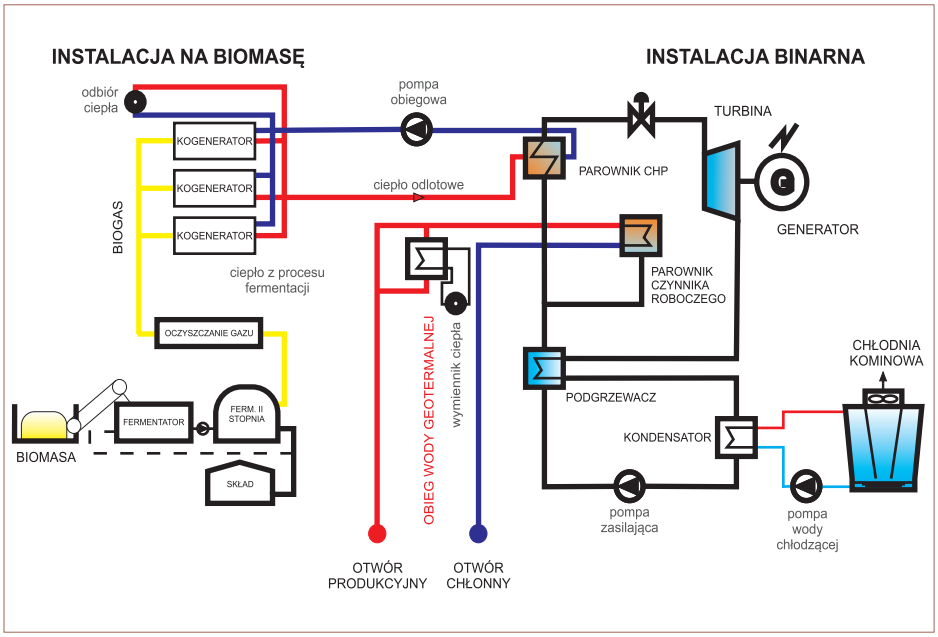
Niemcy, Neustadt-Glewe

Neustadt-Glewe jest niespełna siedmiotysięczną miejscowością położoną w północnych Niemczech. Instalacja dla celów ciepłowniczych została oddana do użytku w 1995 roku, produkując 6000 kW_t energii cieplnej rocznie. Należy dodać, że całkowita moc instalacji wynosi 11000 kW_t, jednak pozostała część ciepła produkowana jest przy użyciu kotła gazowego, co pozwala na zaspokojenie szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Temperatura wody geotermalnej wykorzystywanej w układzie binarnym wynosi 98°C. Negatywne oddziaływanie wysoko zmineralizowanych (227 g/dm^3) wód geotermalnych zostało ograniczone dzięki zastosowaniu elementów instalacji z materiałów tytanowych i włókna szklanego. Energia cieplna i elektryczna produkowana jest w oparciu o równoległe połączenie elektrowni oraz stacji ciepłowniczej, przy czym priorytet ma produkcja ciepła (rys. 4). Wydajność otworu produkcyjnego wynosi 110 m^3/h. Od 2003 roku

Tab. 3. Parametry instalacji binarnej w Neustadt-Glewe

Parametry	Wartość
temperatura wody geotermalnej	98°C
wydajność wody geotermalnej	110 m^3/h
moc elektryczna	2100 kW_e
moc cieplna	6000 kW_t
cykl pracy	ORC
czynnik roboczy	n-pentan

energia wód geotermalnych wykorzystywana jest do produkcji prądu elektrycznego (rys. 3) w systemie binarnym (ORC), gdzie czynnikiem roboczym jest węglowodór nasycony C_5H_{12} (n-pentan). Moc zainstalowana wynosi około 210 kW_e (tab. 3). Część wody geotermalnej wykorzystanej do produkcji prądu elektrycznego opuszcza elektrownię ze stałą temperaturą i jest kierowana do stacji ciepłowniczej. Zakres temperatur niezbędnych do spełnienia wymagań stacji ciepłowniczej to 73°C latem oraz 98°C zimą. Po wykorzystaniu woda geotermalna o temperaturze około 50°C zatłaczana jest otworem chłonnym do złoża. Produkcja energii elektrycznej kształtuje się na poziomie 1500 kWh rocznie, zmniejszając emisję CO_2 do atmosfery o 2700 t/rok. Koszt całej inwestycji wyniósł 9,45 mln euro, przy czym na geotermalną część instalacji przypadło 6,55 mln euro. Koszt elektrowni wyniósł 950 tys. euro.



Rys. 2. Schemat instalacji binarnej w Husaviku

USA, Chena Hot Springs

Chena Hot Springs położona jest około 100 km na północny wschód od miejscowości Fairbanks, w centralnej części stanu Alaska. Jest to obszar niepodłączony do sieci energetycznej, stąd też mieszkańcy zmuszeni są do korzystania z własnego, lokalnego systemu zasilania. W sierpniu 2006 roku została oddana do użytku instalacja binarna (ORC) produkująca brutto 200 kW_e (rys. 5). Zastąpiła ona zespół prądnicowy z silnikiem wysokoprężnym.

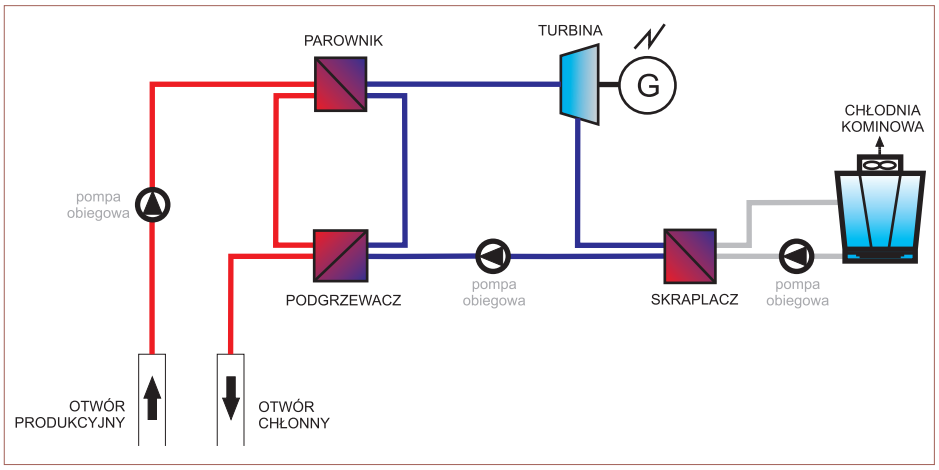
Należy zwrócić uwagę, że w tym przypadku była to inwestycja uzasadniona ekonomicznie, przy cenie 30 cent/kWh dla instalacji konwencjonalnej oraz 7 cent/kWh dla elektrowni binarnej.

GLOBEnergia18Akademia Viessmann

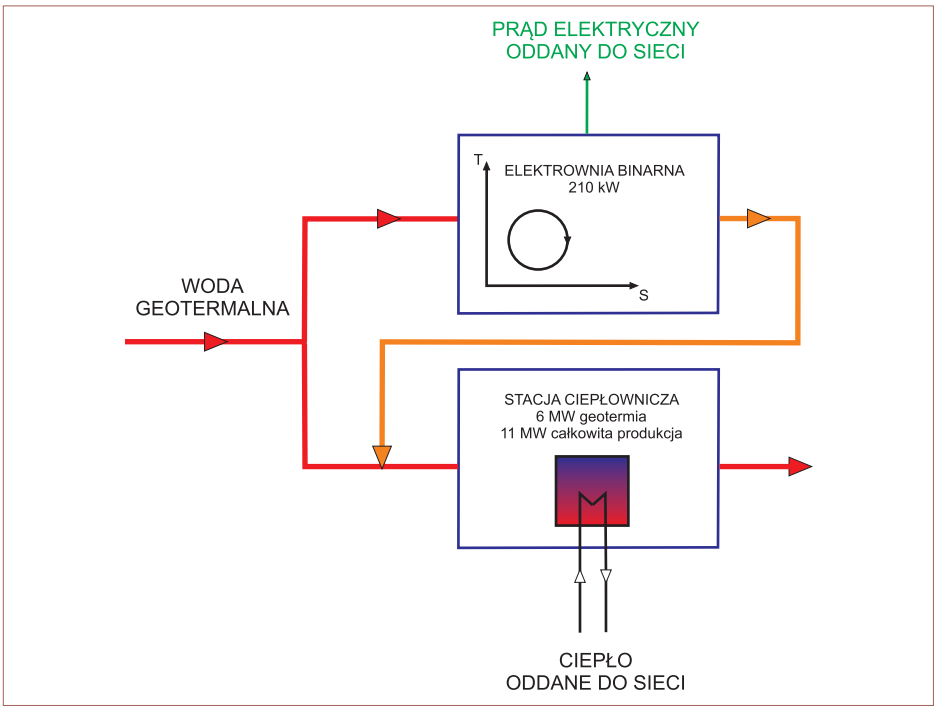
Tab. 4. Parametry instalacji binarnej w Chena Hot Springs

Parametry	Wartość
temperatura wody geotermalnej	74°C
wydajność wody geotermalnej	32 m^3/h
moc elektryczna	400 kW_e
moc cieplna	-
cykl pracy	ORC
czynnik roboczy	R-134a

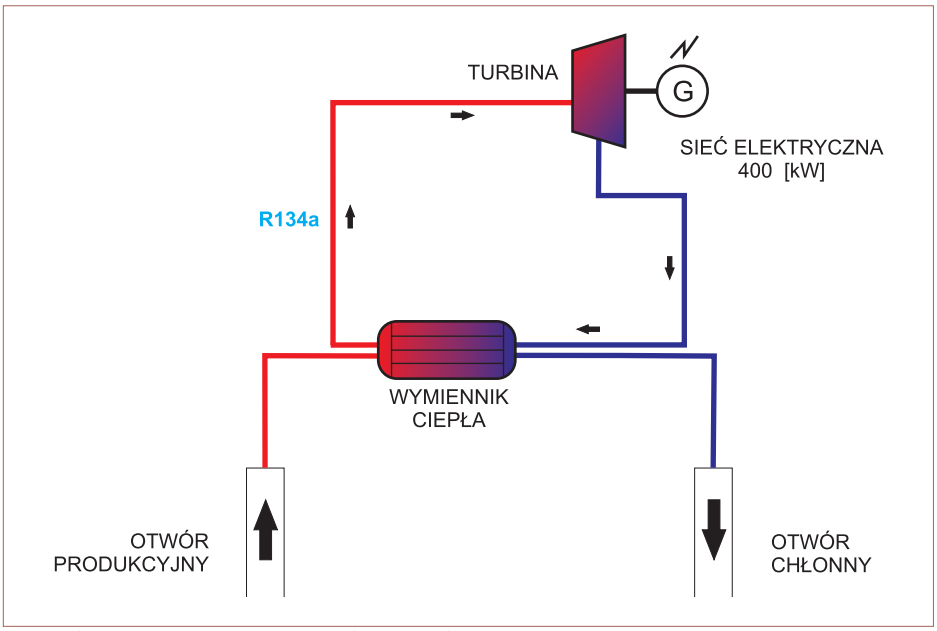
Pozwoliło to na oszczędności rzędu 50 tys. USD/rok. Instalacja wykorzystuje wodę geotermalną o temperaturze 74°C, czerpaną z głębokości około 1000 m. Czynnikiem roboczym wykorzystywanym w obiegu organicznym Rankine'a jest R-134a, który charakteryzuje się znacznie niższą temperaturą wrzenia niż woda. Odbiera on ciepło wodzie geotermalnej o temperaturze 74°C. Wydajność otworu produkcyjnego wynosi 32 dm^3/s (tab. 4). Dzięki niskiej temperaturze około 4°C wody chłodzącej (rzeka) uzyskuje się wysoką różnicę temperatur ΔT, dzięki czemu system charakteryzuje wysoka efektywność. Poprzez dodanie drugiej jednostki zwiększono całkowitą zainstalowaną moc do 400 kW_e brutto. Inwestycja ma zakończyć się uzyskaniem 1000 kW_e całkowitej mocy zainstalowanej.



Rys. 3. Schemat technologiczny elektrowni binarnej w Neustadt-Glewe



Rys. 4. Schemat równoległego połączenia elektrowni ze stacją ciepłowniczą w Neustadt-Glewe



Rys. 5. Schemat elektrowni binarnej w Chena Hot Springs na Alasce

Podsumowanie

Spośród opisanych instalacji na szczególną uwagę zasługują Husavik oraz Chena Hot Springs na Alasce. Przykład wykorzystania cyklu Kalina z Islandii charakteryzuje zdecydowanie najwyższa wartość uzyskanej mocy elektrycznej spośród opisanych instalacji, co pozwala na stwierdzenie, iż w stosunku do elektrowni opartych na obiegu organicznym Rankine'a jest to sposób zdecydowanie bardziej efektywny w warunkach temperatur 74-121°C. Należy przy tym pamiętać, że sprawność instalacji binarnych zależy głównie od temperatury wody geotermalnej oraz zastosowanego czynnika roboczego. W przypadku Husaviku temperatura wody geotermalnej wynosi 121°C.

Ponadto warto zwrócić uwagę na szczególnie niską temperaturę wód geotermalnych (74°C) wykorzystywanych do produkcji prądu elektrycznego w Chena Hot Springs na Alasce. Jest to jednak szczególny przypadek i jedyna zarazem instalacja binarna niebędąca układem skojarzonym, a więc niewytwarzająca energii cieplnej. W pozostałych przypadkach stosowane są rozwiązania skojarzonej produkcji prądu elektrycznego i ciepła, a doskonałym przykładem jest opisana w artykule „Systemy binarne w geotermii" (GLOBEnergia 4/2009) instalacja w Unterhaching, gdzie produkcja energii cieplnej wynosi 31 MW, a produkcja energii elektrycznej „jedynie" 3,36 MW.

Artykuły „Systemy binarne w geotermii", „Przegląd instalacji binarnych" powstały na podstawie pracy magisterskiej autora „Produkcja prądu elektrycznego przy wykorzystaniu wód geotermalnych – systemy binarne", której promotorką była Pani dr hab. inż. Beata Kępińska.

Literatura

- Kaczmarczyk M., 2009: Produkcja prądu elektrycznego przy wykorzystaniu wód geotermalnych – systemy binarne, Katedra Surowców Energetycznych AGH, Kraków 2009

Michał Kaczmarczyk
Redakcja GLOBEnergia, AGH KSE

GLOBEnergia19Akademia Viessmann

Ciepło z tunelu

Geotermia tunelowa – Tunnelthermie®

Tunele jako konstrukcje będące w bezpośrednim kontakcie ze skałami stanowią dobre źródło energii cieplnej i przedstawiają duży potencjał geotermalny. W artykule przedstawione zostały sposoby wykorzystania tego potencjału na przykładzie działających już projektów geotermii tunelowej. Pojęcie to oznacza zastosowanie technologii pozyskiwania ciepła z wód tunelowych (przykłady tuneli w Szwajcarii) oraz młodej technologii odbioru energii cieplnej z górotworu, w którym znajduje się tunel, opracowanej i realizowanej we Wiedniu

Słownik wybranych pojęć

geotermia tunelowa (Tunnelthermie®)

metoda pozyskiwania energii cieplnej górotworu, w którym znajduje się tunel oraz ciepła odpadowego zgromadzonego w konstrukcjach tunelowych. Odbiór energii następuje za pomocą odpowiedniej instalacji wbudowanej do elementów konstrukcyjnych tunelu. Przez elementy systemu absorbującego ciepło przepływa woda pełniąca rolę nośnika energii, ogrzewa się ona od otaczających warstw skalnych, a w dalszym etapie następuje przekazanie tej energii w wymienniku ciepła. Uzyskana energia wykorzystywana jest m.in. do ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń. Pojęciem tym można określić również pozyskiwanie energii cieplnej bezpośrednio z tzw. wód tunelowych. Podstawą do gospodarczej opłacalności projektu geotermii tunelowej jest istnienie odbiorców ciepła w bliskiej odległości (do 300 m) od źródła energii (wlotu tunelu bądź trasy tunelu).

woda tunelowa (Tunnelwasser)

woda podziemna pochodzenia infiltracyjnego, zgromadzona w górotworze, w którym wykonana została konstrukcja tunelu. Wody te przez szczeliny i warstwy wodonośne przesiąkają do konstrukcji tunelu, położonej powyżej zwierciadła wód podziemnych. Tunel podczas jego budowy musi być odwadniany. W czasie fazy funkcjonowania tunelu konieczny jest także jego drenaż poprzez system kanalizacji wód tunelowych. Ze względu na swoją temperaturę (najczęściej do ok. 25°, a nawet do ok. 30°C) wody te mogą być wykorzystywane w celach gospodarczych. Znajdują one zastosowanie głównie w ciepłownictwie i chłodnictwie, ale również w uprawie roślin egzotycznych, hodowli ryb ciepłolubnych, akwakulturze i ogrodnictwie.

górotwór

ogół utworów skalnych skorupy ziemskiej, w których prowadzone są prace górnicze

ciepło odpadowe

ciepło niewykorzystywane podczas przetwarzania energii w urządzeniach energetycznych i oddawane do otoczenia

Wykorzystanie wód tunelowych w Szwajcarii

Najprostszym i najtańszym sposobem wykorzystania potencjału energii cieplnej konstrukcji tunelowych jest odbiór ciepła z wód podziemnych, znajdujących się w górotworze, w którym wydrążono tunel. W języku niemieckim funkcjonuje precyzyjne określenie tych wód jako wody tunelowe (Tunnelwasser). Wody te w sposób naturalny wypływają z warstw skalnych, w których zbudowany jest tunel. Szczególnie w przypadku głębokich tuneli konstrukcje te drenują duże ilości wód. Ich temperatura odpowiada najczęściej temperaturze skał górotworu, następnie na skutek transportu tych wód do wylotu tunelu ulega ona nieznacznemu obniżeniu.

W celu gospodarczo opłacalnego wykorzystania wód tunelowych konieczne jest dokładne poznanie parametrów wód (parametrów termicznych: m.in. temperatury wód na wypływie z portalu tunelu oraz parametrów hydraulicznych: wydajności wypływu). Na podstawie tych danych należy jeszcze w fazie projektowania budowy podjąć się prognozowania opłacalności. Czynnikiem decydującym o opłacalności jest również istnienie odbiorców ciepła w pobliżu wejść do tunelu (portali).

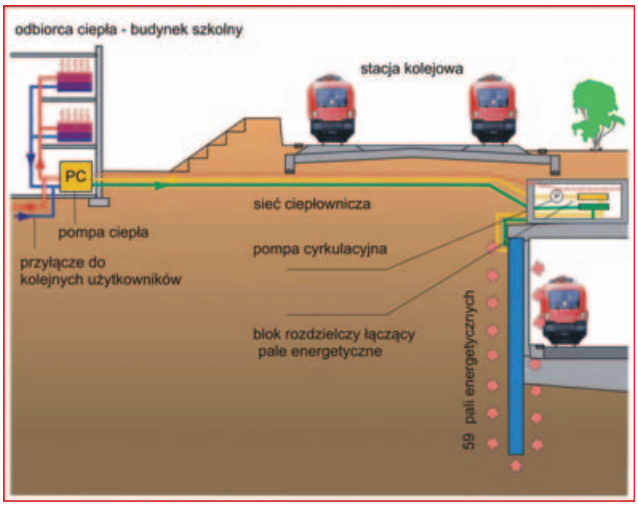
Pierwszy projekt wykorzystania energii cieplnej z konstrukcji tunelowych zrealizowano już w 1979 roku w Szwajcarii przy portalu południowym tunelu drogowego Świętego Gotarda (Gotthard-Strassentunnel). Do pozyskiwania energii cieplnej wykorzystano wody tunelowe, które ze względów ochrony środowiska musiałyby być magazynowane w basenach, gdzie ochładzałyby się przed wyprowadzeniem ich jako ścieki. Wody z tego tunelu służą do zaopatrywania w ciepło oraz do chłodzenia pomieszczeń zakładu naprawczego przy autostradzie, w miejscowości Airolo.

Geotermia tunelowa (Tunnelthermie®) – projekty we Wiedniu

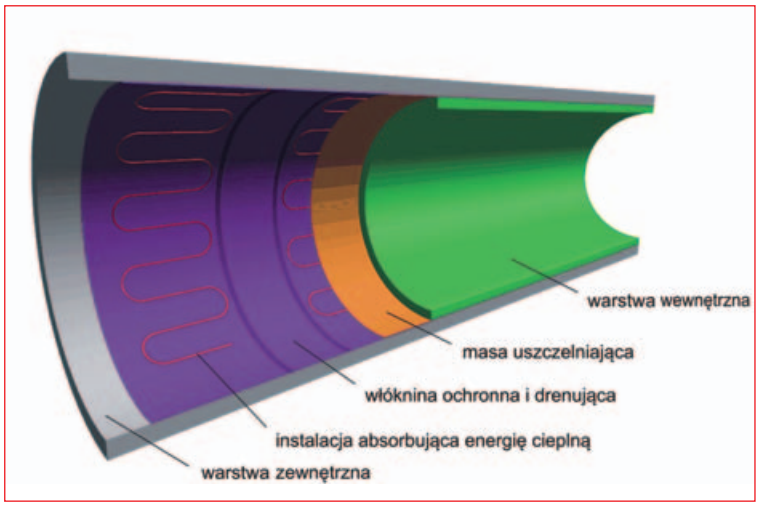
Austriaccy naukowcy z Uniwersytetu Technicznego we Wiedniu (z Instytutu Geotechniki Wydziału Budowy Gruntu, Mechaniki Gleby i Skał / Institut für Geotechnik; Forschungsbereich Grundbau, Boden- und Felsmechanik; Technische Universität Wien oraz z Instytutu Kolejnictwa, Gospodarki Transportu i Kolei Linowych / Institut für Eisenbahnwesen, Verkehrswirtschaft und Seilbahnen TU Wien) opracowali niedawno technologię pozyskiwania i wykorzystania energii cieplnej ze skał otaczających tunel za pomocą medium transportowego. Woda jako nośnik energii krąży wewnątrz specjalnych kolektorów wbudowanych w konstrukcję tunelu. Metoda ta została nazwana Tunnelthermie®, co w wolnym tłumaczeniu oznacza geotermię tunelową. Jest to nazwa chroniona znakiem towarowym, funkcjonująca od 2000 roku i rozpowszechniona głównie w krajach niemieckojęzycznych (Austrii, Szwajcarii, Niemczech).

Geotermia tunelowa opiera się na wykorzystaniu dużych powierzchni konstrukcji tunelowej, będących w kontakcie z górotworem, do odbioru niskotemperaturowej energii cieplnej. Technologia ta zapewnia znaczący potencjał użytkowy, szczególnie w konstrukcjach tunelowych w mieście. Ze względu na to, że elementy konstrukcyjne tuneli zbudowane są z betonu, mogą funkcjonować one jako wymienniki ciepła. Do wewnątrz tych elementów wbudowuje się system absorbujący ciepło, przez który przepływa woda jako nośnik energii. Do takiego systemu można wykorzystać pale wiertnicze ścian tunelu (pale energetyczne – Energiepfähle) jako elementy służące do odbioru ciepła z głębokości już od ok. 5 m, gdzie panuje stała temperatura 11°C. Innymi elementami konstrukcyjnymi tunelu, w które wbudowany jest system absorbujący ciepło, są: energetyczne ściany szczelinowe (Energieschlitzwände), energetyczne płyty podłogowe (Energiebodenplatten) czy włóknina energetyczna (Energievlies®). Ta ostatnia metoda opracowana została niedawno przez naukowców z Uniwersytetu Technicznego, we współpracy z austriackimi partnerami branży przemysłowej. W kolejnym etapie energia cieplna przekazywana jest do pompy ciepła, za pomocą której temperatura zostaje podwyższona do ok. 45°C. W ten sposób można pozyskiwać energię cieplną z warstw skalnych otaczających tunel i wykorzystywać ją do różnych celów, np. ciepłownictwa, chłodnictwa, przygotowania ciepłej wody użytkowej.

GLOBEnergia20Akademia Viessmann



Rys. 1.a.



Rys. 1.b.

Rys. 1. Przykłady elementów absorbujących energię cieplną w budownictwie tunelowym, zastosowanych w wiedeńskim tunelu Lainzer: rys. 1.a. pale energetyczne, rys. 1.b. włóknina energetyczna – Energievlies® (źródło: Instytut Geotechniki Uniwersytetu Technicznego we Wiedniu / Institut für Geotechnik, TU Wien; tłum. Karolina Smętkiewicz)

Opisana metoda dotyczy tuneli, które drążone są w sposób konwencjonalny (metodami górniczymi). W Niemczech natomiast rozwinięta została metoda pozyskiwania energii geotermalnej w tunelach drążonych w sposób zmechanizowany (metodą tarczową). Często tym sposobem drążone są tunele wewnątrzmiejskie, mające kształt kolisty (pierścieniowy). Technologia ta polega na zainstalowaniu kolektorów w betonowych elementach konstrukcyjnych tunelu o kształcie pierścieniowym (tzw. Tübbing), co stwarza możliwość wykorzystania potencjału geotermalnego na całej długości tunelu. Sąsiadujące ze sobą elementy konstrukcyjne z wbudowanymi kolektorami (tzw. Energietübbing) połączone są całym systemem z pompą ciepła. Jednym z pilotażowych projektów zastosowania tej technologii jest przykład tunelu miejskiego w austriackiej miejscowości Jenbach.

Zastosowaniem metody geotermii tunelowej zainteresowały się firmy: Wiener Linien GmbH & Co KG (Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne we Wiedniu) oraz Österreichische Bundesbahnen – ÖBB-Holding AG (Austriackie Koleje Państwowe).

Istnieje możliwość wykorzystania ciepłych wód tunelowych z zastosowaniem technologii pomp ciepła, zarówno w przypadku głębokich tuneli kolejowych, jak i dla wewnątrzmiejskich tuneli, np. szybkiej kolei miejskiej, metra czy drogowych. Pozyskana energia cieplna może znaleźć zastosowanie w różnych celach, m.in. do:

- przyjaznych środowisku systemów ogrzewania i klimatyzacji stacji kolejowych, pomieszczeń gospodarczych i biurowych należących np. do przedsiębiorstw kolejowych,
- odladzania powierzchni poprzez ogrzewanie podłoża na peronach kolejowych, schodach, mostach, podgrzewanie gruntu pod obszarami wjazdów i wyjazdów w przypadku tuneli drogowych oraz pod drogami dojazdowymi do tuneli kolejowych, tak aby w zimie zapewnić bezpieczeństwo,
- przekazywania energii cieplnej odbiorcom trzecim, np. w celach ciepłowniczych do budynków mieszkalnych czy przemysłowych, położonych w bezpośrednim sąsiedztwie trasy tunelu (w odległości max. 300 m).

We Wiedniu zrealizowane zostały już dwa projekty geotermii tunelowej, które są wspólnym przedsięwzięciem Wiedeńskiego Uniwersytetu Technicznego (Technische Universität Wien) oraz firm: HL-AG (Eisenbahn-Hochleistungsstrecken AG), Ingeneurbüro iC-Consulenten, Energiecomfort Energie- und Gebäudemanagement GmbH oraz SCHIG mbH (Schieneninfrastrukturfinanzierungs-Gesellschaft m.b.H.).

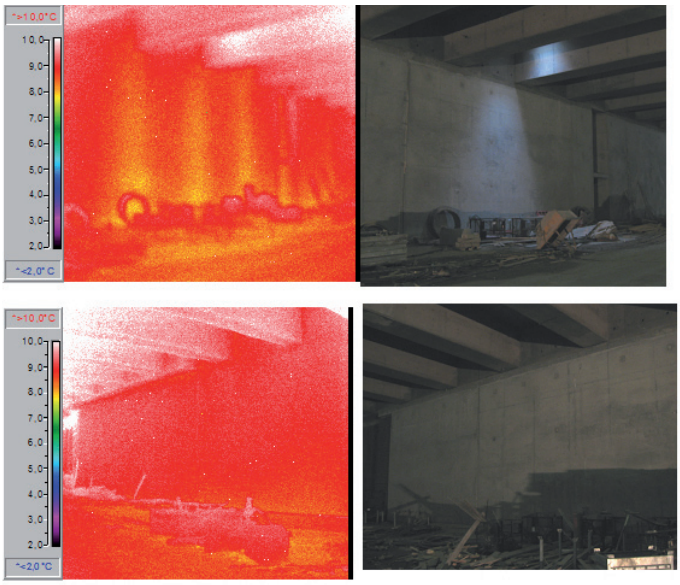
Tunel kolejowy Lainzer (Lainzer-Eisenbahntunnel)

Ciepło z tunelu kolejowego Lainzer we Wiedniu odbierane jest poprzez zastosowanie 59 energetycznych pali wiertniczych wyposażonych w system absorpcji ciepła. Moc cieplna wynosi ok. 200 MW_h/rok, co pozwala na przekazywanie tej energii dla odbiorcy trzeciego. Od lutego 2004 r. dzięki energii cieplnej pochodzącej z tunelu Lainzer ogrzewany jest budynek szkoły sportowej w Hadersdorf-Weidlingau w 14. okręgu miejskim. Ten pilotażowy projekt potwierdził opłacalność zastosowania metody geotermii tunelowej. Ważny jest również aspekt ochrony środowiska. W przypadku szkoły w Hadersdorf ogrzewanie z wykorzystaniem

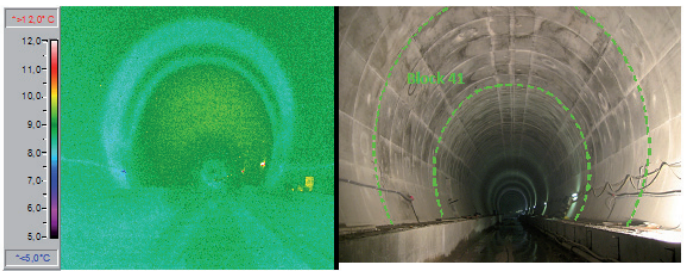
Tab. 1. Tunele w Szwajcarii, w których wykorzystywane są termalne wody tunelowe (źródło: http://de.wikipedia.org/wiki/Tunnelwasser; tłum. i zmiany Karolina Smętkiewicz)

Tunel	Wydajność wody [l/s]	Temperatura wody na wypływie z portalu [°C]	Energia cieplna [GW_h]	Energia geotermalna [GW_h]	Miejsce i sposób wykorzystania energii cieplnej pozyskiwanej z wód tunelowych
Gotthard-Strassentunnel (tunel drogowy Świętego Gotarda)	7200	15	6,99	4,99	Airolo; ciepłownictwo i chłodnictwo dla stacji naprawczej przy autostradzie
Furka-Basistunnel, tunel kolejowy	5400	16	5,0	3,57	Oberwald; cele ciepłownicze: 177 mieszkań i 1 hala
Hauenstein-Basistunnel, tunel kolejowy	2500	19	0,67	0,48	Trimbach; cele ciepłownicze: 150 mieszkań
Rickentunnel, tunel kolejowy	1200	12	0,25	0,18	Kaltbrunn; cele ciepłownicze: kilka budynków użyteczności publicznej
Mappo-Morettina Tunnel, tunel drogowy	250	11	0,58	0,42	Minusio/Tenero; cele ciepłownicze: centrum sportowo-rekreacyjne Mappo
Lötschberg-Basistunnel, tunel kolejowy	150–200	18-22	–	–	Portal Frutigen (wejście północne); wykorzystanie do celów ciepłowniczych w palmiarni, do uprawy roślin tropikalnych oraz do hodowli jesiotra. Potencjał energii szacowany jest na 6 MW.
Gotthard-Basistunnel (tunel kolejowy Świętego Gotarda) – w budowie do 2017 r.	60–555	30-34	–	–	Portal Erstfeld (wejście północne); planowane wykorzystanie w celach ciepłowniczych, przyłącze do sieci grzewczej. Potencjał energii szacowany jest na 23 MW.

GLOBEnergia21Akademia Viessmann



Rys. 2. Widoczne różnice temperatur konstrukcji tunelowej przedstawione na obrazie z kamery termowizyjnej: na górze – przykład fragmentu tunelu Lainzer na odcinku LT24-Hadersdorf, wyposażonego w pale energetyczne odbierające ciepło, jaśniejsze strefy to lokalne obszary chłodniejsze, pokrywające się z rozmieszczeniem elementów absorbujących, na dole – część ściany tunelu bez systemu odbioru ciepła (źródło: Instytut Geotechniki Uniwersytetu Technicznego we Wiedniu / Institut für Geotechnik, TU Wien)



Rys. 3. Zdjęcie z lewej strony – obraz z kamery termowizyjnej przedstawiający obszary obniżonej temperatury na skutek odbioru ciepła z wykorzystaniem włókniny energetycznej – Energievlies® wbudowanej w ściany tunelu Lainzer na odcinku LT22-Bierhäuselberg (źródło: Instytut Geotechniki Uniwersytetu Technicznego we Wiedniu / Institut für Geotechnik, TU Wien)

Rys. 4. Technologia geotermii tunelowej – Tunnelthermie® w praktyce. Przykład zastosowania elementów absorbujących energię cieplną w budownictwie tunelowym – włóknina energetyczna (Energievlies®) w tunelu kolejowym Lainzer na odcinku LT22 (źródło: Instytut Geotechniki Uniwersytetu Technicznego we Wiedniu / Institut für Geotechnik, TU Wien)

ciepła tunelowego odpowiada redukcji zastosowania gazu ziemnego w ilości ok. 25 000 m^3, tj. zmniejszenia rocznej emisji CO_2 o około 30 ton.

Innowacyjny i przyszłościowy projekt wykorzystania energii cieplnej z tunelu Lainzer i dostarczania jej do szkoły w Hadersdorf współrealizowany i współfinansowany był przez wiodące austriackie firmy: SCHIG mbh (firma doradczo-usługowa w zakresie komunikacji i infrastruktury kolejowej) oraz Energiecomfort (firma branży energetycznej). W październiku 2004 r. firmy te otrzymały nagrodę uznania Ministerstwa Gospodarki Rolnej, Środowiska i Gospodarki Wodnej (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft) oraz Austriackiego Towarzystwa Środowiska i Techniki (Die Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik – ÖGUT).

Technologia Tunnelthermie® uznawana jest powszechnie za przedstawiającą interesujące perspektywy, funkcjonujące projekty służą zaś jako dobre przykłady zastosowania tej metody w przypadku innych konstrukcji tunelowych.

Tunel metra linii nr 2 (U-Bahn 2)

Od 2008 roku funkcjonuje projekt wykorzystania energii cieplnej w przedłużonej linii metra U2 we Wiedniu. Cztery nowe podziemne stacje tej linii metra (stacje: Schottenring, Taborstraße, Praterstern, Messe) zostały wyposażone w system odbioru ciepła z górotworu, w celu ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń gospodarczych stacji.

Literatura

Artykuł powstał m.in. na podstawie materiałów otrzymanych od Pracowników Uniwersytetu Technicznego we Wiedniu; Wydział Budowy Gruntu, Mechaniki Gleby i Skał; Instytut Geotechniki (Forschungsbereich Grundbau, Boden- und Felsmechanik; Institut für Geotechnik; Technische Universität Wien), a także z wykorzystaniem wiadomości przekazanych przez Panią Viktorię Ostermann z tegoż Instytutu. Autorka artykułu dziękuje za udostępnienie tych materiałów.

Dieser Artikel wurde u.a. anhand der zahlreichen Materialien geschrieben, die von Mitarbeitern des Forschungsbereiches Grundbau, Boden- und Felsmechanik; Institutes für Geotechnik der Technischen Universität Wien herausgegeben wurden. Zum besseren Verständnis dieses Themas haben auch die von Univ. Ass. Dipl.-Ing. Viktoria Ostermann veröffentlichten Informationen beigetragen. Die Autorin dieses Artikels bedankt sich für diese Anregungen.

- Adam D., Markiewicz R., Oberhauser A., 2006, *Aktuelle Entwicklungen der Geothermienutzung im Eisenbahnwesen*, in: ETR Austria 5/06
- Adam D., Unterberger W., *Erdwärmenutzung im Verkehrstunnelbau*
- Adam D., Markiewicz R., *Erdwärme aus Eisenbahntunnels, U-Bahnen und Verkehrsinfrastrukturbauwerken*, TU Wien, Institut für Grundbau und Bodenmechanik, www.eiba.tuwien.ac.at/fileadmin/mediapool-eisenbahn/Diverse/Events/WEK4/03_Adam.pdf
- Adam D., 2007, *Intelligente Systeme der Erdwärmenutzung – Regenerative Energie aus dem Untergrund* www.zement.at/Service/literatur/detail.asp?wid=487
- Oberhauser A., *Wirtschaftlichkeitsaspekte der Tunnelthermie®*, TU Wien, Institut für Eisenbahnwesen, Verkehrswirtschaft und Seilbahnen www.eiba.tuwien.ac.at/fileadmin/mediapool-eisenbahn/Diverse/Events/WEK4/02_Oberhauser.pdf
- Rybach L., *Tunnelwärmenutzung: Grundlagen und Beispiele aus der Schweiz*, GEOWATT AG www.eiba.tuwien.ac.at/fileadmin/mediapool-eisenbahn/Diverse/Events/WEK4/01_Rybach.pdf

Źródła internetowe

www.de.wikipedia.org/wiki/Geothermie#Geothermie_aus_Tunneln
www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/geothermie-aus-tunneln.html
www.de.wikipedia.org/wiki/TunnelThermie
www.de.wikipedia.org/wiki/Tunnelwasser
www.nzz.ch/2006/09/16/il/articleEGYXW.html
www.de.wikipedia.org/wiki/L%C3%B6tschberg-Basistunnel
www.tropenhaus-frutigen.ch
www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/geothermie-aus-tunneln.html
www.jenbach.at/gemeindeamt/download/220621968_1.pdf
www.sciencev1.orf.at/science/news/154441
www.ic-group.org/index.php?lang=de&id=144
www.ic-group.org/index.php?lang=de&id=142
www.schig.com/index.php?id=24
www.wien.gv.at/wirtschaft/eu-strategie/energie/energiepolitik/tunnelthermie.html
www.wien.gv.at/umwelt/klimaschutz/klip/umsetzung/tunnelthermie.htm
www.wien.gv.at/wirtschaft/eu-strategie/energie/pdf/tunnelthermie.pdf
www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1002854
www.encyklopedia.pwn.pl

Karolina Smętkiewicz
GLOBEnergia

GLOBEnergia22Akademia Viessmann

Geotermalne perspektywy dla miast północno-zachodniej Polski

Na opłacalność wykorzystania zasobów wód geotermalnych ma wpływ szereg czynników wśród których najistotniejszymi są czynniki zależne od warunków hydrogeotermalnych występujących na danym obszarze. Do takich czynników należy przede wszystkim zaliczyć wydajność i temperaturę wód, a także stopień mineralizacji wód oraz głębokość zalegania warstwy wodonośnej.

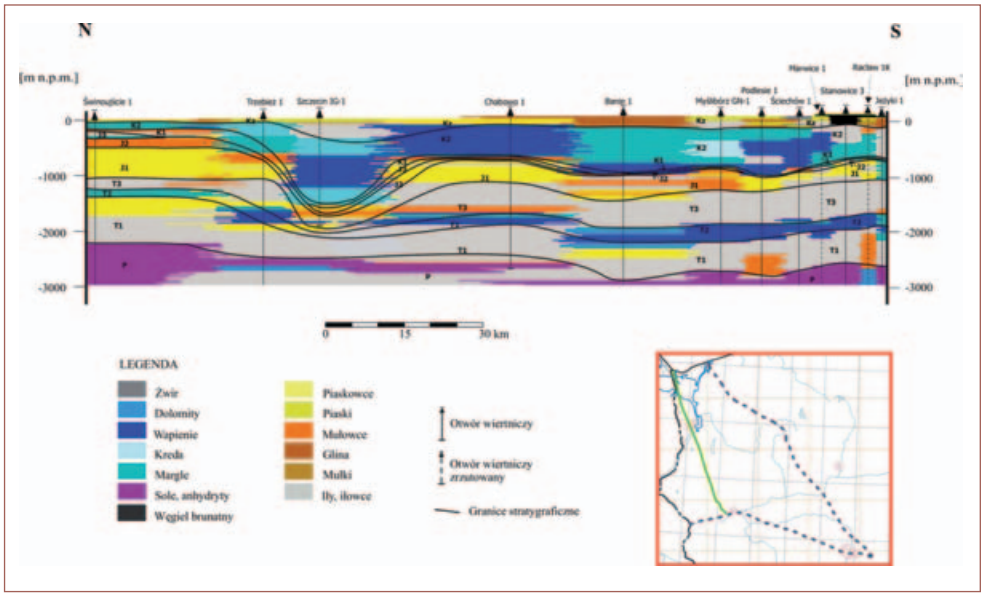
W głęboko pogrążonych strefach centralnych basenu czynnikiem korzystnym jest wysoka temperatura złożowa wód. Występują tutaj wody na ogół wysoko zmineralizowane, a skały wodonośne, reprezentowane przez głębsze facje basenu, poddane zmianom diagenetycznym posiadają gorsze własności zbiornikowe, co ogranicza wydajności i możliwości zatłaczania wody w warstwę chłonną.

Celem eksploatacji geotermalnej jest uzyskanie wód o największej temperaturze złożowej i eksploatacyjnej, maksymalnej wydajności w warunkach artezyjskich i o najniższej mineralizacji (Górecki, 2006).

Oprócz istnienia odpowiednich warunków hydrogeotermalnych na obszarze przyszłej inwestycji geotermalnej ważne jest także przeanalizowanie innych aspektów mających wpływ na efekt końcowy całego przedsięwzięcia. Należy tutaj wymienić czynniki zależne od sposobu obciążenia instalacji ciepła geotermalnego np. czas wykorzystania pełnej mocy cieplnej ujęcia, a także czynniki zależne od makrootoczenia – wpływające na pozycję konkurencyjną geotermalnego nośnika energii oraz na dostępność i koszt kapitału przeznaczonego na inwestycje.

Istotne znaczenie mają uwarunkowania dotyczące lokalnego rynku ciepłowniczego. Miasta, w których lokalizuje się ciepłownie geotermalne powinny mieć odpowiednich odbiorców ciepła, a ze względu na znaczną kapitałochłonność inwestycji geotermalnych, lokalny rynek ciepłowniczy powinien być bardzo atrakcyjny, zdolny do przyciągnięcia inwestorów (Górecki, 2006).

W artykule przedstawiono możliwości zagospodarowania zasobów geotermalnych Polski północno-zachodniej, biorąc pod uwagę przede wszystkim uwarunkowania hydrogeotermalne występujące na tym obszarze.



Rys. 1. Schematyczny przekrój litostratygraficzny przez Polskę północno-zachodnią

GLOBEnergia23Akademia Viessmann

SKAŁY ZBIORNIKOWE

Podstawowym warunkiem dla akumulacji wód podziemnych jest istnienie skał zbiornikowych o korzystnych parametrach. Wody wypełniające przestrzenie skalne powinny się charakteryzować odpowiednimi parametrami (temperatura, wydajność, mineralizacja) wskazującymi na możliwość ich wykorzystania do różnych celów (ciepłowniczych, balneologicznych, rekreacyjnych, konsumpcyjnych itp.).

Rozpatrując możliwości akumulacji energii geotermalnej w utworach formacji mezozoicznej Polski północno-zachodniej, przeanalizowano budowę geologiczną obszaru pod kątem występowania potencjalnych skał zbiornikowych. Przeanalizowano dane z ponad 400 otworów zlokalizowanych na obszarze badań. Prawie we wszystkich analizowanych otworach, największy udział osadów piaszczystych przypadał na utwory dolnojurajskie obejmujące swoim zasięgiem cały analizowany obszar.

Warstwami wodonośnymi w utworach jury dolnej rejonu badań są kompleksy piaskowców. Osady piaskowcowe jury dolnej rozdzielają serie osadów słaboprzepuszczalnych i nieprzepuszczalnych wykształconych w postaci mułowców i iłowców. Warstwy wodonośne stanowią od około 40 do 90% całego profilu dolnej jury. Największy ich odsetek obserwowany jest we wschodniej strefie obszaru, pokrywając się tym samym z obszarem występowania maksymalnych sumarycznych miąższości warstw wodonośnych, przekraczających 400 m. Na przeważającym obszarze Polski północno-zachodniej miąższości poziomów wodonośnych, nie przekraczają 300 m. W okolicach Szczecina warstwy wodonośne cechują się najmniejszą miąższością kształtującą się na poziomie 150-200 m. Jest to równocześnie strefa, gdzie udział utworów wodonośnych w całym profilu dolnojurajskim jest najmniejszy (35-40%).

TEMPERATURA

Jednym z najważniejszych czynników wpływających na opłacalność wykorzystania wód geotermalnych jest temperatura eksploatacyjna wody, wynikająca z temperatury złożowej pomniejszonej o wartość spadku temperatury w czasie wydobywania wody na powierzchnię (Górecki, 2006).

Temperatury wód podziemnych zakumulowanych w skałach formacji dolnojurajskiej są zmienne w zakresie od około 20 do prawie 90°C. Najwyższe temperatury w stropie utworów dolnej jury charakteryzują osiową część niecki. Temperatury powyżej 50°C stwierdzono wzdłuż wschodniego obrzeżenia niecki szczecińskiej, w strefie silnego oddziaływania tektoniki solnej. Najniższe temperatury (poniżej 30°C) zarejestrowano w otworach zlokalizowanych w północnej części obszaru badań (Wolin IG-1, Rokita IG-1). Na przeważającym obszarze występują wody o temperaturze od 30 do 60°C, przy czym największy odsetek wód (29%) przypada na przedział temperaturowy 40-50°C. Wody o temperaturze powyżej 70°C obserwowane są tylko na 6% obszaru badań. Podane wartości temperatur stanowią wynik modelowania termicznego mezozoicznych powierzchni stropowych.

WYDAJNOŚĆ

Istotnym parametrem wpływającym na opłacalność budowy zakładu geotermalnego jest wydajność. Na analizowanym obszarze zmienia się ona w granicach od 80 do ponad 300 m³/h. Maksymalne wydajności związane są z centralną strefą analizowanego terenu. Obszary o największej wydajności to obszary o najwyższej wartości współczynnika filtracji. Minimalne wydajności rejestrowane są w części północnej i południowo-zachodniej terenu.

Obok wydajności i temperatury liczy się także stopień mineralizacji wód. Zasolenie wód wgłębnych, rośnie wraz z głębokością występowania horyzontów wodonośnych. Wzrost mineralizacji wód zwiększa ich lepkość przyczyniając się do zmniejszenia wydajności i wpływając na niekorzystny wzrost wartości eksploatacyjnego spadku temperatury.

MINERALIZACJA

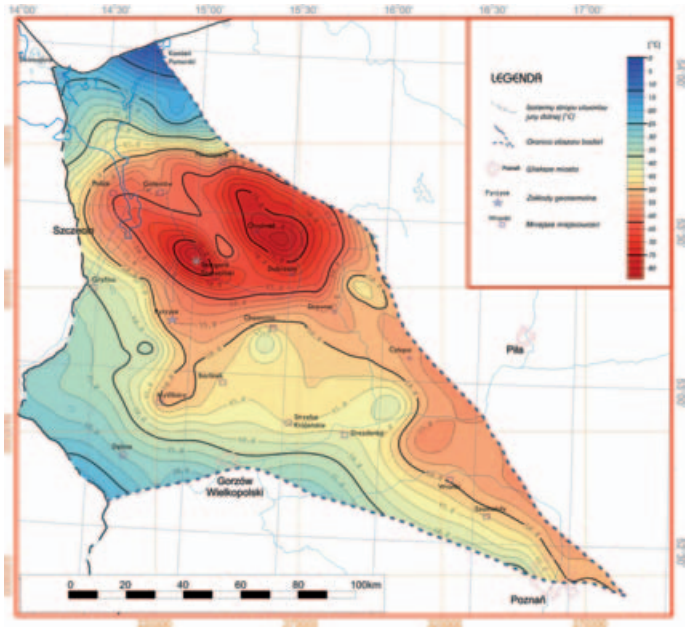
Zasolenie wód wgłębnych, rośnie wraz z głębokością występowania horyzontów wodonośnych. Wzrost mineralizacji wód zwiększa ich lepkość przyczyniając się do zmniejszenia wydajności i wpływając na niekorzystny wzrost wartości eksploatacyjnego spadku temperatury.

Wartość mineralizacji wód w górnej partii skał zbiornikowych jury dolnej jest zmienna, w przedziale od około 20 do ponad 150 g/dm³ (rys. 4). Strefa występowania wód o mineralizacji powyżej 100 g/dm³ biegnie od północy wzdłuż centralnej części obszaru aż do jego wschodniego obrzeżenia. Wartości minimalne obserwowane są w strefach brzeżnych.

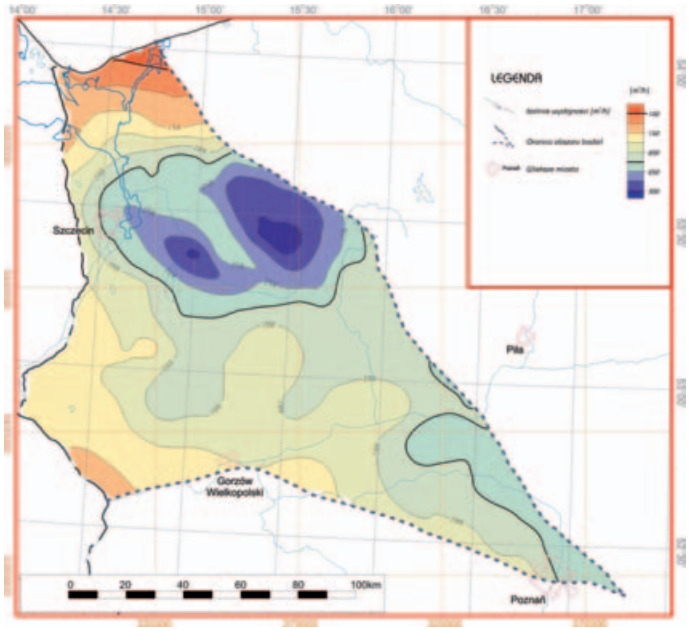
MOŻLIWOŚCI ZAGOSPODAROWANIA ZASOBÓW GEOTERMALNYCH POLSKI PÓŁNOCNO-ZACHODNIEJ

Rozpatrując możliwości zagospodarowania zasobów geotermalnych Polski północno-zachodniej przeanalizowano diagram Lindala (Lindal, 1973), który wskazuje kierunki zagospodarowania wód geotermalnych przyjmując za kryterium ich temperaturę (rys. 5). Największe wymagania temperaturowe stawiane są wodom (parom) geotermalnym stosowanym do produkcji prądu elektrycznego.

Maksymalne temperatury w stropie zbiornika dolnojurajskiego na obszarze badań kształtują się na poziomie 85°C (okolice Chociwla), co przy uwzględnieniu miąższości warstwy w tym miejscu nieprzekraczającej 500 m, i gradiencie geotermalnym na poziomie 3°C/100 m, daje maksymalną temperaturę w najkorzystniejszym układzie około 100°C. Jednak tylko 1% wód dolnojurajskich cechuje się tak wysoką temperaturą. Ponad połowa wód zakumulowanych w formacji dolnej jury charakteryzuje się temperaturą w stropie warstwy rzędu 40-60°C. Zgodnie z przyjętym kryterium temperaturowym (rys. 5) dolnojurajskie wody geotermalne Polski północno-zachodniej mogą znaleźć zastosowanie w ciepłownictwie, a także do chłodzenia, klimatyzacji, hodowli zwierząt, podgrzewania gleby, rekreacji, balneologii, topnienia lodu i śniegu. Wody o niższej temperaturze mogą być wykorzystywane do ogrzewania i chłodzenia przy zastosowaniu pomp ciepła. W celu zwiększenia efektywności wykorzystania zasobów geotermalnych proponuje się ich kaskadowe wykorzystanie. Po oddaniu ciepła wodzie sieciowej, woda geotermalna może być wykorzystana



Rys. 2. Mapa temperatur w stropie utworów jury dolnej na obszarze północno-zachodniej Polski



Rys. 3. Mapa potencjalnych wydajności studni (dubletów) w jurze dolnej w rejonie Polski północno-zachodniej

GLOBEnergia24Akademia Viessmann

do innych celów np. do hodowli zwierząt czy upraw roślin w podgrzewanej glebie, a następnie w balneologii lub rekreacji.

CIEPŁOWNICTWO

Wykorzystanie energii geotermalnej w celach ciepłowniczych jest zdeterminowane głównie przez takie parametry jak temperatura i wydajność. Ich weryfikacja została przeprowadzona przy obliczaniu wielkości dolnojurajskich zasobów dyspozycyjnych. Z tego względu zasięg i wielkość tych zasobów wyznaczają obszary perspektywiczne dla lokalizacji ujęć dolnojurajskich wód podziemnych. Jakkolwiek zasoby dyspozycyjne energii geotermalnej zostały stwierdzone prawie na całym analizowanym obszarze, to strefy najbardziej perspektywiczne skupione są w części centralnej, gdzie w okolicach Stargardu Szczecińskiego, Dobrzan i Chociwla jednostkowe zasoby dyspozycyjne przyjmują wartość ponad 35 MJ/m^2 (rys. 6). Ze względu na obecność w Stargardzie Szczecińskim zakładu geotermalnego, jako strefę najbardziej perspektywiczną z punktu widzenia budowy instalacji geotermalnych wydzielono obszar zlokalizowany we wschodniej części rejonu badań (rys. 8). Strefa ta obejmuje swoim zasięgiem miasta: **Dobra**, **Maszewo**, **Chociwel**, **Iińsko**, **Dobrzany**.

Przy rozpatrywaniu możliwości budowy instalacji geotermalnych, oprócz własności wód geotermalnych, należy wziąć pod uwagę także uwarunkowania dotyczące lokalnego rynku ciepłowniczego. W wydzielonym zasięgu występowania maksymalnych dyspozycyjnych zasobów geotermalnych zlokalizowane są miejscowości, w których liczba odbiorców jest niewielka (największy Chociwel ma około 3300 mieszkańców). Z tego względu należy zwrócić uwagę na większe miasta, w których wielkość zasobów dyspozycyjnych kształtuje się na poziomie 20-25 MJ/m^2 (rys.6). Do takich miast należą **Szczecin** (ponad 400 000 mieszkańców), **Police** (prawie 35 000) i **Nowogard** (prawie 17 000 mieszkańców). Na obszarze tych miast stwierdzono występowanie zasobów energii geotermalnej możliwej do przemysłowego wykorzystania, jednak oprócz uwarunkowań hydrogeotermalnych na opłacalność przedsięwzięcia geotermalnego wpływa wiele innych czynników (m.in. uwarunkowania ekonomiczne, zainteresowanie władz i społeczności lokalnej), których szczegółowa analiza jest niezbędna na etapie projektowania konkretnej instalacji geotermalnej.

BALNEOLOGIA I REKREACJA

Przydatność wód geotermalnych do celów rekreacyjnych bądź leczniczych jest zdeterminowana głównie przez takie parametry jak temperatura i mineralizacja wody. Do warunków, jakie muszą być spełnione, aby wody geotermalne mogły być użytkowane do kąpieli balneologicznych i rekreacyjnych należy również zaliczyć wydajność ujęcia wody, ciśnienie wody oraz głębokość występowania warstwy wodonośnej. Minimalna wydajność wody geotermalnej z ujęcia dostarczana dla jednego basenu rekreacyjnego powinna wynosić od 3 do 5 m^3/h (Paczyński, Płochniewski, 1996). Wydajności otworów w jurze dolnej prawie na całym analizowanym obszarze są większe od 100 m^3/h, co oznacza, że są wystarczające do kąpieli balneologicznych i rekreacyjnych. Przy założeniu, że ciśnienie wód jest wysokie i nie będzie trudności z wydobyciem wody z określonej głębokości, najistotniejszymi czynnikami są temperatura i mineralizacja.

Zgodnie z wymaganiami stawianymi wodom do kąpieli (Rajchel, 2006, Płochniewski, 1990) mineralizacja wody wykorzystywanej do celów rekreacyjnych nie może przekraczać 30 g/dm^3 (przy temperaturze 24-30^{0}C), a do celów leczniczych 50 g/dm^3 (przy temperaturze 28-42^{0}C) (rys. 7). Wyższa dopuszczalna temperatura i mineralizacja wody w basenach leczniczych niż rekreacyjnych wynika z tego, że kąpiele lecznicze są bardziej bodźcowe i muszą odbywać się pod nadzorem lekarza, a kąpiele rekreacyjne ze względu na brak takiego nadzoru, nie mogą być tak bodźcowe.

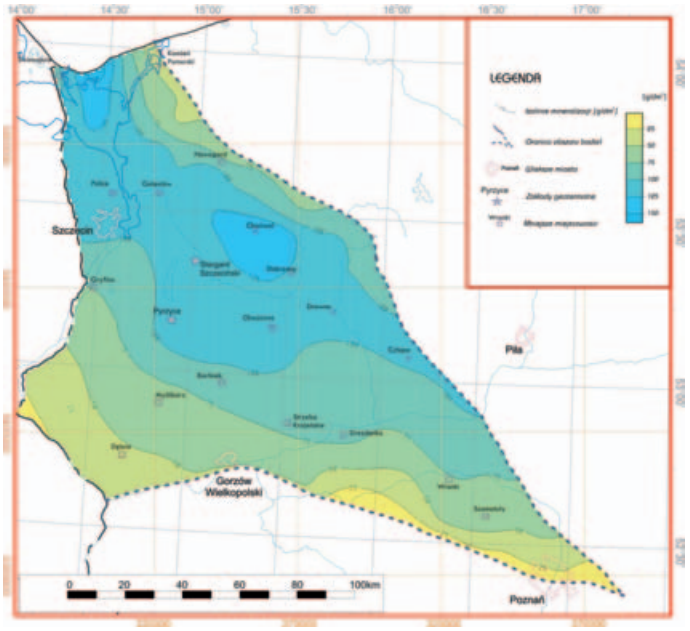
Spośród wód zakumulowanych w dolnojurajskiej formacji wodonośnej najbardziej przydatne do celów balneologicznych są wody typu chlorkowo-sodowego, występujące najpowszechniej wśród analizowanych wód geotermalnych. Ich podstawowe działanie sprowadza się do procesów zachodzących w powierzchownych warstwach skóry pod wpływem chlorku sodu i towarzyszących mu jonów, wpływających na osłabienie dolegliwości bólowych i obniżenie ogólnej pobudliwości. Wody tego typu mogą być wykorzystane do kąpieli solankowych, kuracji pitnych lub inhalacji, które są wskazane przy chorobach zarówno dorosłych, jak i dzieci (Kochański, 2002).

Ze względu na możliwość rozcieńczania wód o wyższej mineralizacji niż podanej w kryteriach, przyjęto iż do celów balneologicznych najodpowiedniejsze będą wody o mineralizacji nie przekraczającej 50 g/dm^3, natomiast wody o mineralizacji w przedziale 50-100 g/dm^3, będą stanowiły grupę o gorszych parametrach, jakkolwiek korzystnych do wykorzystania w tym celu. Do celów rekreacyjnych najbardziej przydatne będą wody cechujące się mineralizacją poniżej 35 g/dm^3, a wody o wyższej mineralizacji, nie przekraczającej jednak 100 g/dm^3, stanowią grupę wód o korzystnych parametrach do wykorzystania w rekreacji. Wody o mineralizacji powyżej 100 g/dm^3, znacznie utrudniającej ich wykorzystanie do opisywanych celów, zakwalifikowano jako nie przydatne do wykorzystania zarówno w celach rekreacyjnych, jak i leczniczych.

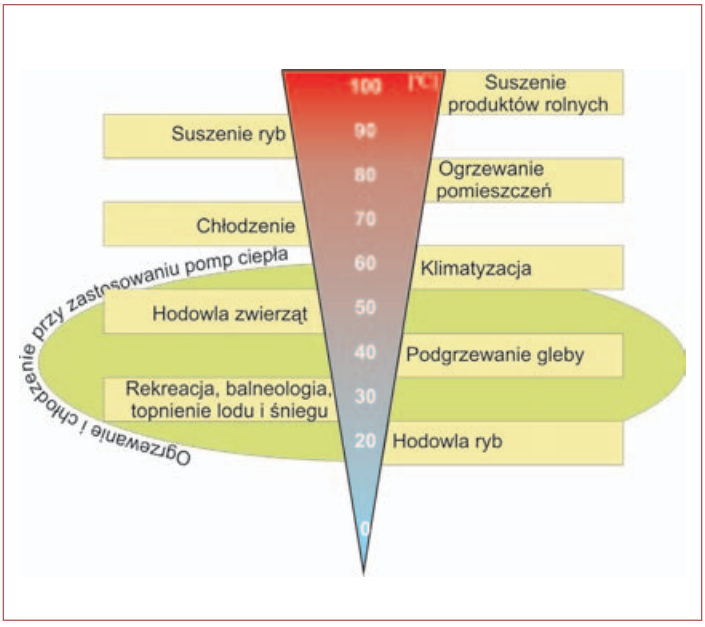
Przyjęte kryterium temperaturowe, charakteryzujące wody przydatne w obu przypadkach, określa jedynie dolną graniczną temperaturę (30^{0}C). Brak zdefiniowanej górnej granicy przydatności wód geotermalnych w tych celach wynika z propozycji kaskadowego zagospodarowania dolnojurajskich wód podziemnych. W zależności od temperatury wody na wypływie, korzystne jest jej zagospodarowanie w celach innych niż balneologiczno-rekreacyjnych i dopiero po oddaniu wymaganej ilości ciepła, woda o odpowiedniej temperaturze może być stosowana w celach leczniczych bądź rekreacyjnych.

INNE ZASTOSOWANIA

Występujące powszechnie na analizowanym obszarze wody typu chlorkowego o znacznej mineralizacji zawierają jod i brom, które są bardzo cenione w balneologii. Wody o znacznej zawartości tych składników (jak również potasu i magnezu) mogą być wykorzystane również do innych celów, mianowicie do produkcji związków i pierwiastków chemicznych.

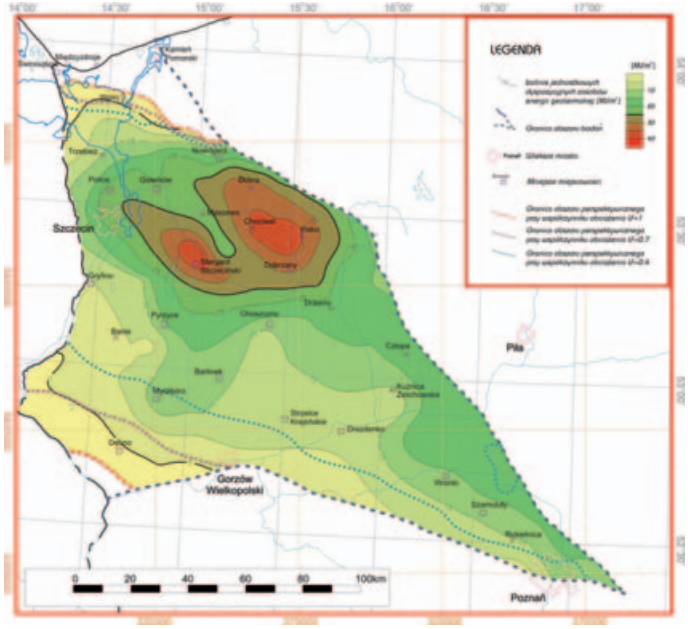


Rys. 4. Mapa mineralizacji wód w stropie utworów jury dolnej w rejonie Polski północno-zachodniej



Rys. 5. Możliwości zagospodarowania zasobów geotermalnych wg kryterium temperaturowego (wg Lindal, 1973)

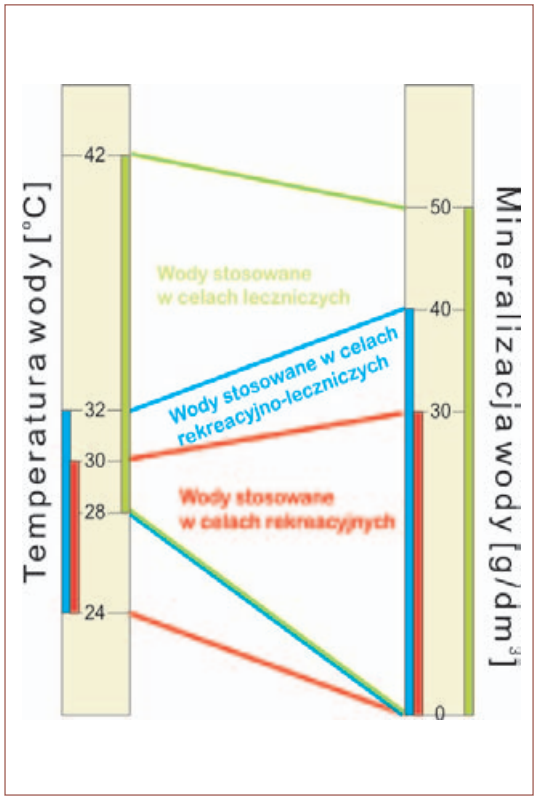
GLOBEnergia25Akademia Viessmann



Rys. 6. Mapa jednostkowych zasobów dyspozycyjnych energii geotermalnej zbiornika dolnojurajskiego w rejonie Polski północno-zachodniej

Rys. 8. Optymalne strefy dla wykorzystania wód i energii geotermalnej z formacji dolnojurajskiej w rejonie Polski północno-zachodniej

Temperatury wód dolnojurajskich są odpowiednie do ogrzewania ciepłem geotermalnym upraw w szklarniach. Kolejny element kaskadowego wykorzystania energii geotermalnej mogą stanowić hodowle rybne. Takie zastosowania oprócz korzyści ekonomicznych, związanych ze sprzedażą produktów ze szklarni czy egzotycznych ryb z hodowli wodnych, będą unikatowe w skali regionu i mogą zostać wykorzystane do jego promocji. Suszenie żywności, ze względu na stosunkowo wysokie temperatury wykorzystywane do tego celu, nie jest zalecane na analizowanym obszarze.



Rys. 7. Wymagania stawiane wodom stosowanym do kąpieli (wg Rajchel, 2006)

OPTYMALNE STREFY DLA WYKORZYSTANIA WÓD I ENERGII GEOTERMALNEJ W REJONIE POLSKI PÓŁNOCNO-ZACHODNIEJ

W efekcie przeprowadzonych analiz powstała mapa wskazująca optymalne strefy dla wykorzystania ciepła dolnojurajskich wód geotermalnych (rys. 8). Strefy występowania wód przydatnych do celów rekreacyjnych pokrywają się z obszarami, w których można zastosować wody podziemne w balneoterapii. Najodpowiedniejsze parametry, zarówno do celów rekreacyjnych, jak i leczniczych, charakteryzują wody geotermalne zakumulowane w utworach dolnojurajskich w południowej część obszaru badań, w okolicach Poznania. Mniej korzystne warunki, jednak wskazujące na przydatność wód analizowanego poziomu geotermalnego do tych celów, występują w strefie rozciągającej się na południe od Szczecina oraz wzdłuż wschodniego obrzeżenia niecki szczecińskiej, gdzie mineralizacja wód nie przekracza 100 g/dm^3, a temperatura jest wyższa od 30^{o}C. Przy rozważaniu możliwości zagospodarowania dolnojurajskich wód geotermalnych należy zwrócić uwagę na obecność struktur solnych w strefach perspektywicznych. Fakt ten może wpływać na lokalne podniesienie wartości mineralizacji wód podziemnych. Wody stosowane w celach balneologicznych wymagają szczegółowej analizy składu chemicznego, w celu określenia zawartości składników swoistych, których obecność determinuje profil leczniczy.

W strefie centralnej, gdzie utwory dolnojurajskie zalegają najgłębiej, ze względu na duże zasolenie wód podziemnych, nie stwierdzono lokalizacji perspektywicznych dla zagospodarowania dolnojurajskich zasobów geotermalnych do celów balneologicznych lub/i rekreacyjnych. Jest to tym samym obszar występowania wód o maksymalnych temperaturach, wskazujących na ich przydatność do celów ciepłowniczych. Rozwiązania optymalnego, umożliwiającego kaskadowe zagospodarowanie ciepła geotermalnego zbiornika dolnojurajskiego, należy więc szukać w strefie wschodniego obrzeżenia niecki szczecińskiej, gdzie stwierdzono obszary korzystne zarówno do celów ciepłowniczych, jak i rekreacyjno-leczniczych. Miejscowości **Nowogard** i **Dobra** są zlokalizowane w strefie występowania zasobów geotermalnych o parametrach odpowiednich do ich wykorzystania zarówno w ciepłownictwie, jak i rekreacji i lecznictwie.

Praca naukowa została sfinansowana ze środków na naukę w latach 2007-2009 jako projekt badawczy promotorski, umowa Nr 9004/B/T02/2007/33 z dnia 29.10.2007 r. o wykonanie projektu badawczego promotorskiego Nr N N525 2347 33.

Literatura:

- Górecki W. i in., 2006 - Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków
- Kochański J.W., 2002 – Balneologia i hydroterapia, Wydawnictwo AWF we Wrocławiu, Wrocław
- Lindal B., 1973 - Industrial and other applications of geothermal energy, except power production and district heating.[in]: Geothermal energy, Earth Sciences (ed. by H.C.H. Amstead). Vol. 12, UNESCO.
- Paczyński B., Płochniewski Z., 1996 - Wody mineralne i lecznicze Polski. PIG, Warszawa, 108.
- Płochniewski Z., 1990 - Perspektywy zwiększenia eksploatacji wód termalnych do celów balneologicznych i rekreacyjnych. Materiały Konferencji w Ślesinie. Kraków, Wyd. AGH
- Rajchel L., Kraków, 2006 - Zastosowanie wód geotermalnych w balneoterapii i rekreacji, w: Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim pod redakcją W.Góreckiego

Anna Sowiżdżał

AGH Katedra Surowców Energetycznych

GLOBEnergia26Akademia Viessmann

Geotermia w Poddębicach

– już coraz bliżej gorących wód

Rozwój miasta i gminy Poddębice zależy w dużej mierze od realizacji projektów dotyczących zagospodarowania zasobów wód termalnych. Od kilku lat w Poddębicach myśli się o działalności geotermalnej. W ostatnim czasie szanse na wykorzystanie geotermalnego bogactwa Ziemi stają się coraz bardziej realne i dają możliwość rozwoju miasta m.in. jako ośrodka balneoterapeutyczno-rekreacyjnego w skali regionalnej i ponadregionalnej.

Poddębice to miasto powiatowe położone w północno-zachodniej części województwa łódzkiego, w bliskim sąsiedztwie Uniejowa – miasta znanego m.in. z wykorzystania termalnych solanek. Pod względem geologiczno-tektonicznym obie miejscowości znajdują się w obrębie jednostki strukturalnej Niżu Polskiego o nazwie niecka mogileńsko-łódzka. Ta permsko-mezozoiczna jednostka geologiczna stanowi obszar o znaczących zasobach wód geotermalnych.

Dziesięć lat marzeń i wreszcie wielki start, czyli początki rozwoju poddębickiej geotermii

Perspektywa zagospodarowania wód termalnych, których znaczne zasoby znajdują się w rejonie Poddębic, pojawiła się na przełomie 1999 i 2000 roku wraz z opracowaniem dokumentacji hydrogeologicznej. Wstępne badania i projekt prac geologicznych wykonało Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS" z Krakowa, pod kierunkiem prof. dr hab. inż. Wojciecha Góreckiego z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Dziesięć lat temu powołano również spółkę Geotermia Poddębice. Przez ten czas trudno było jednak pozyskać środki finansowe na realizację projektu, a koncepcje eksploatacji wód termalnych zmieniały się dwukrotnie. Dopiero po ośmiu latach zaczęto podejmować konkretne działania, które pozwoliły na otrzymanie bezzwrotnej dotacji z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W 2009 roku przyznano Geotermii dofinansowanie w wysokości 4,9 mln zł, co stanowi pokrycie 50% kosztów kwalifikowanych projektu o nazwie „Projekt prac geologicznych na rozpoznanie złoża wód termalnych w rejonie miasta Poddębice". Resztę kosztów inwestycji poniosła Gmina Poddębice. Na przełomie września i października 2009 roku rozpoczęły się prace przygotowawcze do wykonania odwiertu wydobywczego Poddębice GT-2. Jesienią 2009 roku przeprowadzono etap wiercenia (fot. 1). Głębokość otworu produkcyjnego wyniosła 2101 m. W grudniu 2009 roku potwierdzone zostało istnienie wód geotermalnych o parametrach korzystnych dla dalszej eksploatacji i zagospodarowania. Do końca marca 2010 roku przeprowadzono badania, które zostały wskazane w projekcie technicznym. Następnie sporządzono dokumentację hydrogeologiczną, która pozwoliła na określenie zasobów i dokładną ocenę parametrów wody. W kwietniu 2010 roku Geotermia Poddębice wystąpiła do Ministra Środowiska o przyznanie koncesji na wydobycie wód. Dokumentacja aktualnie podlega ocenie.

Fot. 1. Wieża wiertnicza otworu wydobywczego Poddębice GT-2 (źródło: Archiwum Urzędu Miejskiego w Poddębicach)

GLOBEnergia27Akademia Viessmann

Fot. 2. Poddębicka woda geotermalna – próbne wydobycie (źródło: Archiwum Urzędu Miejskiego w Poddębicach)

Jest WODA! Czyli poddębicki skarb z głębi Ziemi

Pierwsze wyniki próbnego wydobycia poddębickich wód geotermalnych są bardzo dobre. Uzyskane parametry wód okazały się nawet lepsze niż się wcześniej spodziewano i przewidywano w projekcie. Temperatura wynosi 72°C, złoże charakteryzuje się samowypływem, a wydajność wypływu jest bardzo korzystna i wynosi 115 m^3/h. Woda ta, eksploatowana z piaskowcowych utworów dolnej kredy, posiada niską mineralizację, co również jest cechą korzystną w przypadku wykorzystania jej do celów ciepłowniczych i potencjalnie jako wody pitnej. Woda określona została według klasyfikacji Altowskiego-Szwieca jako woda mineralna typu Na-Cl ze składnikiem swoistym – jodem. Woda jest klarowna, nie wytrąca się osad, nie mętnieje. Wstępne badania mikrobiologiczne wykazały, że woda nie zawiera bakterii. Korzystne parametry bakteriologiczne oznaczają, że nie ma konieczności uzdatniania przed zastosowaniem jej w basenach kąpielowych. Na wyniki analiz, czy woda nadaje się do celów spożywczych, do butelkowania, trzeba jeszcze poczekać.

Energia geotermalna w domu, kąpiel w gorącej wodzie i… „Termalna Poddębiczanka", czyli jak można wykorzystać wodę geotermalną

Wody termalne rejonu Poddębic znajdą z pewnością szerokie zastosowanie do różnych celów. Niektóre z idei wkraczają już w sferę konkretnego planowania.

Podstawowym sposobem wykorzystania bardzo korzystnych parametrów termicznych i niskiej mineralizacji wody będzie ciepłownictwo. Budynki mieszkalne i publiczne zaopatrywane będą w energię cieplną pozyskaną z wód termalnych, która rozprowadzana będzie za pomocą miejskiej sieci ciepłowniczej.

Kolejnymi ważnymi kierunkami wykorzystania poddębickich gorących wód jest zastosowanie ich w celach balneoterapeutyczno-leczniczych i rekreacyjnych. W przyszłości poddębicki szpital powiatowy (Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej) może pełnić funkcję ośrodka balneoterapii na bazie wód termalnych. Określenie rodzaju zabiegów balneoterapeutycznych będzie możliwe jednak dopiero po zapoznaniu się z wynikami analizy składu chemicznego wody. Obecnie zostały zakończone prace budowlane, instalacyjne i wykończeniowe w budynku szpitala. Obiekt ten planuje się także podłączyć do geotermalnej sieci ciepłowniczej. Nastąpi to po wydaniu koncesji Ministra Środowiska na wydobycie wód. Rok 2010 jest rokiem przygotowawczym do wielu inwestycji związanych z wykorzystaniem wód geotermalnych. Prace zaplanowane są na dłuższy czas i będą przebiegać etapowo. Burmistrz Poddębic pozyskał środki z funduszy unijnych na dwa duże projekty rekreacyjne: na projekt rewitalizacji kompleksu pałacowo-parkowego w centrum miasta i stworzenie w nim tzw. ogrodu zmysłów oraz na projekt kompleksu sportowego. Druga inwestycja polega na zmodernizowaniu istniejących już obiektów wodnych – stworzeniu parku wodnego i wybudowaniu dwóch boisk wraz z obiektem sportowym. Cały kompleks będzie pełnić funkcję centrum treningowego przed Euro 2012. Realizacja rozpoczęła się w pierwszej połowie 2010 roku, a powinna zostać zakończona jesienią 2011 roku. Obiekty te będą również podłączone do geotermalnej sieci ciepłowniczej.

Poddębicka woda termalna będzie prawdopodobnie nadawać się także do celów spożywczych. Po określeniu jej składu chemicznego i po wydaniu korzystnej oceny, będzie mogła być wykorzystywana jako woda pitna.

Władze miasta i spółki Geotermia Poddębice rozważają wykorzystanie wysokiej temperatury wody w sposób kaskadowy, np. do podgrzewania gruntów i odladzania szlaków komunikacyjnych, a także do celów rolniczych – zastosowania wód w tunelach foliowych i szklarniach do uprawy roślin. Wykorzystana woda geotermalna, po oddaniu ciepła i obniżeniu temperatury do około 30–35°C będzie odprowadzona do rzeki Ner, z zachowaniem wszelkich wymagań zawartych w przepisach ochrony środowiska.

Na wszystkie inwestycje związane z geotermią gmina Poddębice będzie starać się o dofinansowanie projektów ze środków Narodowego Funduszu oraz ze środków unijnych.

„Jak się wierci otwór w ziemi?", „Czy woda geotermalna parzy?", „Jak smakuje woda z głębokości 2 km?", czyli poddębiczanie towarzyszą początkom geotermii

W czasie trwania etapu wykonywania odwiertu społeczeństwo poddębickie miało możliwość bliższego przyjrzenia się pracom geologicznym. Mieszkańcy miasta mieli też okazję własnymi zmysłami doświadczyć właściwości poddębickiej wody geotermalnej. Akcje te spotkały się z dużym zainteresowaniem mieszkańców. Są plany prowadzenia wycieczek dla uczniów, przeprowadzania spotkań edukacyjnych dla dzieci i młodzieży szkolnej. Planowane są też akcje promocyjno-informacyjne dla mieszkańców – potencjalnych odbiorców ciepła z sieci geotermalnej. Społeczność lokalna jest poinformowana o korzyściach wykonania przyłącza do sieci geotermalnej.

Geotermia w Poddębicach to dobrze wykorzystany prezent przyrody

Miejmy nadzieję, że już w niedalekiej przyszłości realizowane projekty wykorzystania wód termalnych w Poddębicach przyniosą miastu i gminie wiele korzyści gospodarczych, społecznych i środowiskowych. Dzięki nowemu, geotermalnemu obliczu Poddębic władze miasta mogą z pewnością liczyć się z dynamicznym rozwojem całej gminy i z zainteresowaniem inwestorów.

Artykuł opracowano na podstawie informacji przekazanych przez Panią Annę Karską – Prezes Spółki Geotermia Poddębice w wywiadzie przeprowadzonym dn. 18.03.2010 r.

źródła:

- Karska A., Hajto M., 2009, Możliwości zagospodarowania złóż wód termalnych w rejonie miasta Poddębice, Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój, rocznik 48, zeszyt 2/2009 (244), Kraków, s. 89–99
- Smętkiewicz K., 2007, Perspektywy wykorzystania wód geotermalnych w Łodzi i regionie – studium przykładowo-porównawcze z obszarów: Niż Polski (Polska Środkowa; województwo łódzkie) i północno-wschodnia część Niemiec (Landy Brandenburgia, Meklemburgia-Pomorze Przednie) – praca magisterska, Wydział Nauk Geograficznych, Uniwersytet Łódzki
- www.geotermia.poddebice.pl
- www.gmina.poddebice.pl

Karolina Smętkiewicz
Redakcja GLOBEnergia

GLOBEnergia28Akademia Viessmann

Fot. 1. Termalny kompleks basenowy „Termy Uniejów" w dniu otwarcia, 11 lipca 2008 r. (Fot. K. Smętkiewicz)

Efektywne pozyskiwanie funduszy unijnych kluczem do rozwoju inwestycji geotermalnych

Duże znaczenie dla rozwoju gospodarczego miasta czy gminy mają środki finansowe pochodzące ze źródeł zewnętrznych, np. z Unii Europejskiej, które ułatwiają, a często wręcz umożliwiają realizację różnego rodzaju projektów. Wraz z przystąpieniem Polski do UE pojawiły się nowe szanse na dynamiczną poprawę infrastruktury gospodarczej i warunków życia społeczeństwa. To ogólne stwierdzenie może zostać dobrze zobrazowane i potwierdzone działaniami podejmowanymi przez władze samorządowe wraz ze społecznością miasta i gminy Uniejów.

Niewielka i niezamożna gmina Uniejów, licząca ponad 7 tys. mieszkańców, położona w zachodniej części województwa łódzkiego, jest dobrym przykładem atrakcyjnego zagospodarowania oraz promowania walorów przyrodniczo-kulturowych i historycznych, a szczególnie swojego potencjału geotermalnego. W ciągu ostatniej dekady miasto znacznie zmieniło swoje oblicze, zawdzięczając rozwój społeczno-gospodarczy licznym projektom związanym głównie z wykorzystaniem zasobów wód geotermalnych. Inwestycje te możliwe były do zrealizowania dzięki umiejętnemu pozyskiwaniu środków finansowych z programów unijnych. To dzięki odważnym krokom sięgania po fundusze unijne oraz ciekawym, innowacyjnym pomysłom, jak i umiejętnościom strategicznego, perspektywicznego planowania rozwoju, miasto dotychczas zbyt mało jak na swoje walory doceniane, przekształca się w uznaną miejscowość turystyczno-rekreacyjną i uzdrowiskową, o randze regionalnej w skali centralnej Polski.

W artykule przedstawiono w ujęciu obecnym i perspektywicznym, najważniejsze kierunki wykorzystania wód geotermalnych w Uniejowie. Głównym zagadnieniem jest prezentacja i charakterystyka projektów z zakresu: ciepłownictwa, energetyki, balneoterapii, turystyki, rekreacji i sportu, które zostały dofinansowane z funduszy unijnych i mogą być wzorem dobrych praktyk, zachęcających inne samorządy lokalne do podejmowania podobnych inicjatyw i aktywnego wykorzystania szans, jakie oferują różnorodne programy unijne.

CHARAKTERYSTYKA UNIEJOWSKICH WÓD GEOTERMALNYCH ORAZ OBECNE I PERSPEKTYWICZNE KIERUNKI ICH WYKORZYSTANIA

Uniejowskie wody geotermalne stanowią cenny surowiec naturalny regionu łódzkiego. Bogate zasoby termalnych wód podziemnych odkryte i udokumentowane zostały w latach 70. XX w. W celach poszukiwawczych innych surowców – ropy naftowej i gazu ziemnego w okolicy Uniejowa wykonano otwory geologiczne, pierwszy w 1979 r. i dwa kolejne na początku lat 90. Natrafiono wówczas „jedynie" na wody podziemne o specyficznych właściwościach termicznych i fizyko-chemicznych, występujące na głębokości ponad 2000 m, w utworach piaskowców dolnej kredy i jury w obrębie niecki mogileńsko-łódzkiej. Parametry uniejowskich wód termalnych przemawiają za możliwością wszechstronnego wykorzystania tego bogactwa naturalnego do różnych celów. Stosunkowo wysoka temperatura (69–70°C), mineralizacja ok. 8 g/dm^3 oraz wydajność 68–90 m^3/h przy ciśnieniu samowypływu 2,6 atmosfer to parametry korzystne do procesu eksploatacji surowca i zastosowania go m.in. do celów ciepłowniczych, leczniczo-profilaktycznych (balneoterapeutycznych) i turystyczno-rekreacyjnych.

Ciepłownictwo

Projekt ogrzewania Uniejowa za pomocą energii geotermalnej funkcjonuje od 2001 r. systematycznie rozwijając się w kie-

GLOBEnergia29Akademia Viessmann

runku przyłączania nowych obszarów miasta i obiektów do geotermalnej sieci ciepłowniczej. Rozbudowa tej sieci następuje również w ramach projektów dofinansowywanych ze środków unijnych. Obecnie długość sieci cieplnej wynosi 11 km, a objętych tego typu ogrzewaniem jest około 80% budynków mieszkalnych i publicznych w mieście. Całkowita moc ciepłowni wynosi 5,6 MW, z czego 3,2 MW to moc pochodząca z pozyskania energii z wód geotermalnych. Pozostała cześć to moc kotłów szczytowych. Do 2006 r. były to kotły olejowe, które zostały zastąpione kotłami na biomasę.

Produkcja energii elektrycznej

Perspektywy gospodarczego wykorzystania wód geotermalnych w Uniejowie nie ograniczają się jedynie do wytwarzania i dystrybucji energii cieplnej, związane są zaś z produkcją energii elektrycznej. Do 2013 roku zaplanowane jest zakończenie budowy pierwszej w Polsce elektrociepłowni hybrydowej o mocy 7200 MWh/rok. Celem tego przedsięwzięcia jest produkcja energii elektrycznej i cieplnej z wykorzystaniem energii geotermalnej niskiej entalpii, która stanowić będzie 42% całkowitej mocy oraz biomasy pochodzącej z lokalnych zasobów gminy o przewadze produkcji rolniczej. Podstawą funkcjonowania tej siłowni będzie turbina pracująca według obiegu Organicznego Obiegu Rankine'a na parze czynnika niskowrzącego.

Balneoterapia i lecznictwo uzdrowiskowe

Wody geotermalne w Uniejowie wykorzystywane są już od kilku lat do celów balneoterapeutycznych poprzez prowadzenie różnorodnych zabiegów leczniczych w zakładzie „Geotermia Uniejów". W przyszłości planowane jest otwarcie ośrodka rehabilitacyjno-zdrowotnego.

Na podstawie analiz fizyko-chemicznych uniejowskich wód termalnych, przeprowadzonych przez Instytut Balneoklimatyczny w Poznaniu, zostały one określone jako wody mineralne 0,8%, chlorkowo-sodowe, bromkowo-borowe. Ich właściwości lecznicze zostały potwierdzone odpowiednim świadectwem wydanym we wrześniu 2008 r. przez Narodowy Instytut Zdrowia Publicznego (Państwowy Zakład Higieny w Warszawie, Zakład Tworzyw Uzdrowiskowych z siedzibą w Poznaniu), w którym napisano: „Woda ta może być wykorzystywana do kąpieli indywidualnych w wannach oraz zbiorowych w basenach leczniczych, a także wspomagająco do kuracji pitnych" oraz: „Aktualne dane pozwalają na uznanie, że woda ta ze względu na zawartość chlorku sodowego oraz towarzyszących składników mineralnych może być użyta do krenoterapii (kuracji pitnych) jako środek wspomagający sekrecję w przewodzie pokarmowym oraz stymulujący przemianę materii. Ze względu na temperaturę oraz współdziałanie rozpuszczonych soli – woda z odwiertu PIG/AGH-2 może korzystnie wpływać w czasie kąpieli na zmienione chorobowo narządy ruchu". W październiku 2008 r. Zakład Mikrobiologii Lekarskiej Uniwersytetu Medycznego w Łodzi wydał świadectwo potwierdzające pozytywne wyniki badania mikrobiologicznego wody geotermalnej.

Nie tylko właściwości lecznicze wody geotermalnej z Uniejowa zostały potwierdzone w odpowiedniej dokumentacji. Miasto otrzymało także świadectwo potwierdzające jego walory uzdrowiskowe w aspekcie klimatoterapeutycznym. Dokument ten wraz z operatem klimatycznym opracowany został w grudniu 2008 r. przez Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego PAN w Warszawie. Stwierdzono, że „Miejscowość Uniejów charakteryzuje się warunkami bioklimatycznymi spełniającymi normy klimatyczne, a parametry sanitarne powietrza, zgodnie z informacjami pośrednimi, odpowiadają obowiązującym normom, sugerują dobrą jakość powietrza.", „Klimat Uniejowa ma właściwości lecznicze i profilaktyczne w odniesieniu do: chorób narządów ruchu, reumatologicznych, układu oddechowego i zaburzeń neurologicznych, a poprzez zróżnicowane bodźce klimatyczne i terenowe może także wspomagać leczenie zaburzeń układu termoregulacyjnego."

Dzięki spełnieniu wymogów koniecznych do przyznania miejscowości statusu uzdrowiska, Uniejów już w najbliższym czasie zostanie włączony do grona polskich uzdrowisk. Fakt ten wpłynie pozytywnie na poszerzenie istniejącej już oferty balneoterapeutycznej – zakresu i liczby wykonywanych zabiegów, jak również możliwe będzie butelkowanie i sprzedaż wody mineralnej, która, jak potwierdzono, nadaje się do spożycia. Uznanie Uniejowa za uzdrowisko termalne przyczyni się do zintensyfikowania ruchu turystycznego oraz do dalszych korzystnych przemian w wizerunku miasta i jego postrzeganiu przez społeczeństwo.

Kosmetologia

W ramach wielokierunkowego wykorzystania uniejowskich wód geotermalnych perspektywicznym sposobem jest zastosowanie ich do produkcji preparatów kosmetycznych. Musiałoby zostać to poprzedzone badaniami dermatologicznymi, mikrobiologicznymi, fizykochemicznymi oraz aplikacyjnymi, niemniej jednak przeanalizowane parametry uniejowskiej wody, szczególnie ważne dla celów zdrowotnych, wykazują potencjalnie duże znaczenie w zastosowaniu tego surowca do zabiegów i preparatów kosmetycznych. W planach tych należy opierać się także na już funkcjonujących i dostępnych na rynku kosmetycznym produktach wytwarzanych na bazie wód termalnych i/lub mineralnych z innych miejscowości uzdrowiskowych Polski czy innych krajów. Potwierdzone właściwości lecznicze tego surowca mają pozytywny wpływ na zdrowie człowieka, nie tylko dzięki przeprowadzaniu zabiegów balneoterapeutycznych, lecz również poprzez stosowanie kosmetyków wytwarzanych na bazie i z wykorzystaniem wody termalnej.

Zagospodarowanie wody geotermalnej z Uniejowa do celów kosmetycznych wzbogaciłoby niewątpliwie wachlarz usług zdrowotno-profilaktycznych, wpłynęłoby pozytywnie na prestiż miasta, a odpowiednio wypromowane produkty kosmetyczne miałyby szansę stać się marką typową dla Uniejowa.

Turystyka, rekreacja, sport

Wody geotermalne znajdują szerokie zastosowanie w różnego rodzaju projektach mających na celu uatrakcyjnienie turystyczne miasta. Od roku 2006 realizowanych jest kilka poważnych inwestycji w zakresie infrastruktury turystyczno-rekreacyjnej, których podstawą funkcjonowania jest wykorzystanie wód i energii geotermalnej. Do takich projektów zaliczyć można „Termy Uniejów", które oferują m.in. kąpiele w basenie i w baliach z leczniczą solanką oraz w basenach z wodą podgrzewaną energią geotermalną. Inwestycja ta stanowi kompleksową, wszechstronną ofertę dla turystów, gdyż w połączeniu z możliwością doświadczenia dobroczynnych właściwości wód geotermalnych „Termy Uniejów" rozwinęły dalsze propozycje usług turystyczno-rekreacyjnych i edukacyjnych w oparciu o historyczno-kulturowe walory miasta. Duże zainteresowanie i zapotrzebowanie ze strony społeczeństwa na tego typu projekty jest dodatkowym impulsem do tego, aby planować i realizować coraz to nowe idee i inwestycje związane z wykorzystaniem wód geotermalnych do rozwoju infrastruktury turystycznej, rekreacyjnej i sportowej.

W Uniejowie ważne są nie tylko przedsięwzięcia wielkoskalowe. Dzięki drobniejszym projektom, ale nie mniej ciekawym pomysłom, każda osoba goszcząca bądź mieszkająca w Uniejowie może bezpośrednio doświadczyć, że znajduje się w prawdziwym „termalnym mieście". Odwiedzając trzy miejsca tj.: skwer przy rynku, dolinę rzeki Warty i plac przed Restauracją Termalną, przed bramą do zamku, w których znajdują się szczególne fontanny z gorącą wodą z głębi ziemi, można przekonać się osobiście o właściwościach termicznych i chemicznych uniejowskiej wody termal-

GLOBEnergia30Akademia Viessmann

nej. Ponadto fontanny termalne spełniają także funkcję zdrowotną i estetyczną, wzbogacając i uatrakcyjniając wygląd miasta.

Wody geotermalne znajdują swoje gospodarcze zastosowanie także do podgrzewania gruntów. W Uniejowie murawy boisk sportowych podgrzewane są wodą geotermalną.

Uprawa roślin i hodowla ryb ciepłolubnych

Wody termalne eksploatowane w Uniejowie można w przyszłości zastosować w projektach związanych z warzywnictwem (ogrzewanie upraw szklarniowych), rolnictwem, hodowlą ryb ciepłolubnych czy suszarnictwem.

PRZEGLĄD PROJEKTÓW ZWIĄZANYCH Z WYKORZYSTANIEM WÓD GEOTERMALNYCH DOTOWANYCH ZE ŚRODKÓW UNII EUROPEJSKIEJ

Ciepłownictwo i energetyka na bazie Odnawialnych Źródeł Energii – wód geotermalnych i biomasy

Wykorzystanie wód geotermalnych w Uniejowie do celów grzewczych jest podstawowym i pierwszym przedsięwzięciem geotermalnym w mieście. Dzięki zastosowaniu biomasy jako uzupełniającego źródła energii, zakład „Geotermia Uniejów" stał się pierwszą w Polsce ciepłownią całkowicie wykorzystującą tylko Odnawialne Źródła Energii. Projekt kotłowni na biomasę stanowi również pierwszy etap uruchomienia innowacyjnej inwestycji w Uniejowie – elektrociepłowni hybrydowej, będącej także pierwszym tego typu projektem w Polsce.

Realizatorem tego pionierskiego projektu są naukowcy Instytutu Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej. Na rozwój tej inwestycji, przewidziany na lata 2011–2013, otrzymano dofinansowanie ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013 (działanie II.9. Odnawialne źródła energii). Projekt ten przyczyni się do poprawy efektywności zagospodarowania lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii, dzięki ich całorocznemu wykorzystaniu.

Projekty z zakresu turystyki, rekreacji, sportu i działalności edukacyjno-kulturowej związane z zagospodarowaniem wód geotermalnych

1. Termalny kompleks rekreacyjny „Termy Uniejów"

Projekt „Termy Uniejów" jest uznany za jedną z kluczowych inwestycji zrealizowanych w ostatnim czasie w województwie łódzkim. „Termy Uniejów" budowane były w latach 2006–2008, zaś otwarcie kompleksu nastąpiło 11 lipca 2008 r. (fot. 1). Zarządzaniem projektem zajmuje się Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej „Termy Uniejów sp. z o.o.". Jest to przedsięwzięcie składające się z kilku etapów. Etap I to budowa kompleksu trzech całorocznych basenów otwartych wraz z saunami i atrakcjami wodnymi (część sportowo-rekreacyjna) oraz kompleksu historycznego „Wrota Czasu". Etap II obejmował budowę obiektu gastronomii (Restauracja „Termalna"). Realizacja tych inwestycji możliwa była dzięki otrzymaniu dofinansowania z funduszy unijnych w ramach ZPORR (Zintegrowany Program Operacyjny Rozwoju Regionalnego), współfinansowanego przez Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (EFRR) oraz ze środków Ministerstwa Sportu (Fundusz Rozwoju Kultury Fizycznej). Instytucją wdrażającą program ZPORR było Ministerstwo Rozwoju Regionalnego realizujące Narodowy Plan Rozwoju 2004–2006. Wartość unijnego dofinansowania na cały projekt „Termy Uniejów" w latach 2006–2008 r. wyniosła blisko 14 mln zł.

W ramach dalszej rozbudowy infrastruktury turystyczno-rekreacyjnej w Uniejowie przewidziano sześć kolejnych inwestycji składających się na projekt „Termy Uniejów – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej", realizowanych w latach 2009–2011. Na ten cel pozyskano dotację z EFRR w ramach kilku działań RPO WŁ 2007–2013 w wysokości 90 mln zł., co daje 85% udziału dotacji w ogólnej wartości inwestycji. Na cel m.in. rozbudowy istniejącego kompleksu basenowego (w ramach działania III.5. – Infrastruktura turystyczno-rekreacyjna) przeznaczono ponad 31 mln zł.

2. Historyczne kompleksy edukacyjno-turystyczno-rekreacyjne: „Wrota Czasu – Castrum Antiqum" i „Zagroda Młynarska"

Kolejną turystyczną inwestycją w mieście jest historyczny kompleks edukacyjno-turystyczno-rekreacyjny „Wrota Czasu – Castrum Antiqum", otwarty również w lipcu 2008 r., którego budowa dofinansowana została w 85% ze środków EFRR w ramach ZPORR oraz z budżetu państwa. Łączna wartość projektu wyniosła 4,5 mln zł. W ramach kompleksu „Wrota Czasu" funkcjonuje tzw. Kasztel Rycerski „Na gorących źródłach", który jest oryginalnym miejscem noclegowym w średniowiecznej stylizacji, ponadto pełni rolę rekreacyjno-educkacyjną. Turyści mogą skorzystać z wypoczynku w łaźniach termalnych (kąpiele w dębowych baliach z termalną solanką) czy też z kąpieli w czekoladzie. Działalność edukacyjna polega na możliwości zwiedzenia czterokondygnacyjnej wieży ze stałą ekspozycją stylizowaną na komnaty rycerskie i zbrojownię, jak również na wzięciu udziału w interaktywnych lekcjach historii. Dużą popularnością cieszą się imprezy plenerowe (turnieje rycerskie i jarmarki średniowieczne).

Dalszy rozwój infrastruktury turystycznej w oparciu o wody geotermalne oraz w połączeniu z walorami kulturalno-historycznymi Uniejowa nastąpi dzięki realizacji projektu zaplanowanego na lata 2009–2011. Inwestycja ta polega na budowie nowego kompleksu „Zagroda Młynarska", w ramach którego zostaną przeniesione z okolicznych wsi i poddane renowacji różne obiekty m.in.: dworek, chata wiejska, wiatrak. Stworzona zostanie baza edukacyjna, rekreacyjna i noclegowa dla turystów. Do zabudowań doprowadzona zostanie geotermalna sieć ciepłownicza. Władze samorządowe otrzymały na ten cel środki finansowe w ramach programu RPO WŁ 2007–2013 (działanie III.5. Infrastruktura turystyczno-rekreacyjna).

3. Kompleks rekreacyjno-sportowy – etap I

W Uniejowie realizowany jest obecnie (w latach 2010–2012) pierwszy etap projektu kompleksu rekreacyjno-sportowego, który polega na budowie dwóch pełnowymiarowych boisk piłkarskich (jedno o nawierzchni trawiastej z podgrzewaną płytą, drugie o nawierzchni sztucznej), budowie budynków obsługujących boiska, budowie instalacji wewnętrznych oraz zagospodarowaniu terenu. Koszty całkowite tej inwestycji oszacowane zostały na ponad 13 mln zł, z czego ponad 5 mln zł uzyskano dzięki dofinansowaniu w ramach RPO WŁ 2007–2013 (działanie III.5. Infrastruktura turystyczno-rekreacyjna).

4. Restauracja średniowiecznego zamku i budowa Domu Pracy Twórczej

Wszystkie działania podejmowane w Uniejowie, mające na celu rozwój infrastruktury turystycznej, realizowane są w oparciu o integrację różnorodnych walorów miasta i podkreślają szerokie możliwości zastosowania wód geotermalnych. Oprócz wyżej wymienionych inwestycji, kolejnym dowodem na to są projekty, które wpłyną na wzrost poziomu kulturalnego społeczności lokalnej i odwiedzających, a jednocześnie będą funkcjonować w oparciu o wykorzystanie wód geotermalnych do celów grzewczych i balneoterapeutycznych. Na lata 2010–2012 przewidziane zostało odrestaurowanie średniowiecznego zamku i przystosowanie części jego pomieszczeń na potrzeby działalności rekreacyjnej, obok już istniejącej bazy gastronomiczno-hotelowej. W bezpośrednim sąsiedztwie zespołu zamkowo-parkowego w Uniejowie znajduje się budowany Dom Pracy Twórczej. Obiekt będzie pełnić funkcję kulturotwórczą (poprzez organizację wystaw artystycznych i wydarzeń kulturalnych), edukacyjną (jako ośrodek zamiej-

GLOBEnergia31Akademia Viessmann

Tab. 1. Wykaz wszystkich projektów realizowanych przez Urząd Miasta i Gminy Uniejów, objętych dofinansowaniem w ramach programów unijnych w latach 2004–2013 (źródło: opracowanie własne na podst. danych z Urzędu Miasta i Gminy Uniejów)

Program unijny			
Nazwa projektu	Czas realizacji	Nominalna wartość dofinansowania [PLN]	Wartość dofinansowania w ogólnej wartości inwestycji [%]
ZPORR (Zintegrowany Program Operacyjny Rozwoju Regionalnego)			
Rozbudowa sieci wodociągowej z przyłączami oraz ujęć wody na terenie Gminy Uniejów	2004–2007	prawie 350 tys.	56%
Rewaloryzacja zespołu zamkowo-parkowego w Uniejowie /I etap/	2006	ponad 1,7 mln	85%
Rozbudowa infrastruktury technicznej na terenie zespołu zamkowo-parkowego w Uniejowie	2006	ok. 2,2 mln	85%
Kompleks termalno-basenowy w Uniejowie /I etap/ pływalnia otwarta	2006–2008	prawie 8,3 mln	80%
Kompleks termalno-basenowy w Uniejowie /II etap/ gastronomia	2007–2008	ponad 1,5 mln	50%
Wrota Czasu – Castrum Antiqum" w Uniejowie /I etap/	2007–2008	prawie 3,8 mln	85%
Rewitalizacja historycznego układu komunikacyjnego miasta Uniejów /I etap/	2007–2008	560 tys.	50%
SPO 2004–2006 (Sektorowy Program Operacyjny „Restrukturyzacja i modernizacja sektora żywnościowego oraz rozwój obszarów wiejskich")			
Kompleks sportowo-rekreacyjny w Uniejowie	2006	450 tys.	60%
Przebudowa „Trasy Bożego Ciała" w Spycimierzu	2006	ok. 400 tys.	70%
RPO WŁ 2007–2013 (Regionalny Program Operacyjny Województwa Łódzkiego)			
„Termy Uniejów" – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej działanie I.1 – Drogi	2009–2010	ponad 23,3 mln	85%
„Termy Uniejów" – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej działanie II.1 – Gospodarka wodno-ściekowa	2009–2010	ponad 16,1 mln	85%
„Termy Uniejów" – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej działanie II.7 – Elektroenergetyka	2009–2010	ponad 1,6 mln	85%
„Termy Uniejów" – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej działanie II.9 – Odnawialne źródła energii	2011–2013	7,9 mln	85%
„Termy Uniejów" – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej działanie III.5 – Infrastruktura turystyczno-rekreacyjna	2009–2011	ok. 31,5 mln	85%
„Termy Uniejów" – Regionalny Markowy Produkt Turystyki Uzdrowiskowej działanie V.4 – Infrastruktura kultury	2010–2012	ok. 9 mln	85%
Budowa obwałowania przeciwpowodziowego wraz z przepompownią i wielozadaniowym zbiornikiem retencyjno-wyrównawczym w rejonie rzeki Struga Spycimierska w celu ochrony przeciwpowodziowej terenów inwestycyjnych Termy Uniejów – działanie II.4 – Gospodarka wodna	2008–2010	ponad 5,1 mln	76%
Budowa kompleksu rekreacyjno-sportowego w Uniejowie /etap I/ – działanie III.5 – Infrastruktura turystyczno-rekreacyjna	2010–2012	prawie 5,3 mln	40%

scowy Akademii Sztuk Pięknych w Łodzi) oraz noclegową. Do budynku doprowadzona zostanie geotermalna sieć ciepłownicza. Projekt ten również jest współfinansowany ze środków unijnych w ramach RPO WŁ 2007–2013 (działanie V.4. Infrastruktura kultury).

5. Podsumowanie dofinansowania inwestycji gospodarczych w Uniejowie ze środków UE

W łącznej sumie dofinansowania (19 mln zł) wszystkich dziewięciu projektów z programów ZPORR i SPO w latach 2004–2008 trzy z nich, związane z inwestycją „Termy Uniejów", otrzymały największą część dotacji, w wysokości 14 mln zł. Całkowita suma dofinansowania ze środków unijnych na projekty realizowane w Uniejowie w okresie 2004–2013 wynosi ok. 120 mln zł, co stanowi 80% wartości ogólnej wszystkich projektów. Wykaz projektów w Uniejowie, na które otrzymano dotacje z UE, przedstawia tabela.

Sukcesy gospodarcze w Uniejowie, u których podstaw leży skuteczne, efektywne pozyskiwanie i rozsądne wykorzystanie środków unijnych, znajdują swój wyraz w postaci nagród przyznawanych władzom Miasta i Gminy Uniejów. Wyróżnienia te są potwierdzeniem, że warto jest działać dynamicznie, ubiegać się o dofinansowanie ze strony Unii, wdrażać w życie ciekawe, często też nowatorskie pomysły, tak aby maksymalnie wykorzystywać potencjał miejscowości – w przypadku Uniejowa przede wszystkim potencjał geotermalny, na którym opiera się znaczna część gospodarki miasta.

Wyrazami uznania, prezentowanymi na forum ogólnopolskim i wojewódzkim za zrealizowane projekty, skuteczność w pozyskiwaniu środków unijnych, otwartość na fundusze strukturalne i innowacyjność jest ponad 25 nagród przyznanych w latach 2003–2010, z których można wymienić następujące:

- dyplom dla Gminy Uniejów – Laureata Rankingu Samorządów „Rzeczpospolitej" w kat. Najlepsza Gmina Miejska, przyznane w latach: 2006, 2007, 2010;
- nagroda dla Gminy Uniejów w Rankingu Samorządów „Rzeczpospolitej" jako najlepszej gminy miejskiej w dziedzinie wykorzystania funduszy unijnych, III. (2009 r.) i I. (2010 roku) miejsce;
- nagroda dla gminy poniżej 100 tys. mieszk. najlepiej w Polsce wykorzystującej fundusze unijne w latach 2004–2006, przyznana w 2008 roku przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego;
- dyplom uznania (2007 rok) i nagrodę honorową (2008 rok) dla kompleksu turystyki uzdrowiskowej „Termy Uniejów" przyznane przez Towarzystwo Urbanistów Polskich Oddz. Łódź w konkursie na najlepiej zagospodarowaną przestrzeń publiczną w woj. łódzkim (nowo wykreowane przestrzenie publiczne);
- nagroda główna dla Urzędu Gminy w Uniejowie za projekt „Budowa produktu turystycznego Termy Uniejów", przyznana w 2009 roku przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego wraz z firmą Smartlink specjalizującą się w promocji Funduszy Europejskich i dobrych praktyk, przy współpracy z Wydawnictwem Pascal w II. edycji ogólnopolskiego konkursu „Polska Pięknieje – 7 cudów Funduszy Europejskich" w kat. Turystyka na obszarach wiejskich;
- nagroda dla Józefa Kaczmarka jako Profesjonalnego Menedżera Województwa Łódzkiego, przyznana w 2009 roku przez Klub Profesjonalnych Menedżerów w konkursie w kategorii sektor publiczny;
- nagroda dla Miasta Uniejów jako Uzdrowiska Roku, przyznana w 2010 roku w plebiscycie „EURO-GMINA".

źródła:

Artykuł opracowano na postawie materiałów przygotowanych do druku w ramach VI. Konferencji Naukowo-Technicznej REGOS 2010 („Racjonalizacja Gospodarki Energetycznej"), organizowanej w listopadzie 2010 r. przez Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, udostępnionych dzięki uprzejmości Pana Burmistrza Miasta i Gminy Uniejów Józefa Kaczmarka, za co serdecznie dziękuję.

- Błażejczyk K., Baranowski J., Adamczyk A., Szmyd J., 2008, Właściwości lecznicze klimatu Uniejowa oraz Świadectwo potwierdzające właściwości lecznicze klimatu Uniejowa, Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego PAN, Warszawa.
- Sapińska-Śliwa A., Grzelińska E., Gonet A., 2009, Możliwości wykorzystania wody termalnej z Uniejowa w formułach kosmetycznych [w:] Technika Poszukiwań Geologicznych, geotermia, zrównoważony rozwój, nr 2, rocznik 48, zeszyt 2 (244), Kraków, IGSMiE PAN, s. 111–121
- Smętkiewicz K., 2010, Wpływ wydobycia surowców na stan środowiska geograficznego na przykładzie Uniejowa [w:] Obszary metropolitalne we współczesnym środowisku geograficznym – materiały konferencyjne 58. Zjazdu Polskiego Towarzystwa Geograficznego, tom 2, wyd. Nowa Era, Łódź, s. 423–447
- Świadectwo potwierdzające właściwości lecznicze wody z odwiertu PIG/AGH-2 w miejscowości Uniejów, 2008, Narodowy Instytut Zdrowia Publicznego – Państwowy Zakład Higieny w Warszawie, Zakład Tworzyw Uzdrowiskowych w Poznaniu, wydane 29.09.2008, Nr HU-96/WL/2008, Warszawa–Poznań.
- materiały i dane z Urzędu Miasta i Gminy Uniejów

Karolina Smętkiewicz
Redakcja GLOB Energia

GLOBEnergia32Akademia Viessmann

Larderello – geotermalna tradycja Włoch

Larderrello to jedno z najbardziej aktywnych geotermalnie miejsc na świecie. Położone w południowej części Toskanii (Włochy), jest obok The Geysers (Kalifornia, USA) obszarem, na którym eksploatowane są, a następnie wykorzystywane do produkcji prądu elektrycznego, suche nasycone pary geotermalne.

Historia Larderello

Początki wykorzystania energii geotermalnej do produkcji prądu elektrycznego w Larderello datowane są na 4 lipca 1904 roku, kiedy to Piero Ginori Conti (ówczesny dyrektor generalny zakładów przemysłowych produkujących związki boru założonych w 1827 roku przez Francois de Larderel) przeprowadził pierwszy tego typu eksperyment, czyniąc milowy krok dla rozwoju geotermii.

Był to początek prac badawczych obejmujący analizy teoretyczne oraz prowadzenie testów laboratoryjnych i terenowych, przy jednoczesnej kalkulacji ekonomicznej opłacalności wykorzystania energii geotermalnej do produkcji prądu elektrycznego. Całe przedsięwzięcie służyć miało rozwojowi zakładów produkujących kwas borowy oraz związki boru, nie było zatem mowy o ukierunkowaniu działalności jedynie na produkcję elektryczności.

„Wiara w postęp nie powinna być jednoznaczna z przekonaniem, że żaden postęp nie został dokonany wcześniej." Franz Kafka

Pozytywne rezultaty uzyskane podczas eksperymentu przeprowadzonego przez Piero Ginori Contiego zaowocowały powstaniem w 1905 roku pierwszej prototypowej instalacji. Podobnie jak podczas samego eksperymentu, wykorzystaną do napędu silnika tłokowego parę otrzymano dzięki skierowaniu do wymiennika ciepła pary wydobytej otworem geotermalnym, gdzie oddawała ciepło wodzie sieciowej jednocześnie odparowując ją. O ile podczas eksperymentu wykorzystano silnik tłokowy Caila sprzężony z prądnica prądu stałego o moc 10 kWe, w elektrowni prototypowej moc wyniosła 20 kWe. Pozwoliło to na oświetlenie rezydencji rodziny Contich oraz niektórych budynków użyteczności publicznej w Larderello. W 1908 roku powstała druga instalacja prototypowa, wykorzystująca tym razem silnik tłokowy Neville'a sprzężony z prądnica prądu stałego o moc 20 kWe, co pozwoliło na zaopatrzenie w energię elektryczną kilku zakładów chemicznych w Larderello i okolicy.

Prace nad pierwszą komercyjną elektrownią „Larderello 1" rozpoczęły się w 1912 roku, a instalację oddano do użytku w roku 1913. Jej moc zainstalowana wyniosła 250 kWe, przy czym po raz pierwszy wykorzystano turbinę połączoną z generatorem (układ zaprojektowała firma elektrochemiczna Franco Tosi). Ruch obrotowy łopatek wirnika turbiny, podobnie jak we wcześniejszych przypadkach, powodowany był przez tzw. czystą parę, a więc wodę sieciową odparowaną w wymienniku ciepła, dzięki skierowaniu do niego par geotermalnych. Zastosowanie tego typu rozwiązania we wszystkich trzech przypadkach spowodowane było potrzebą wykorzystania par geotermalnych do uzyskania kwasu borowego oraz związków boru, po oddaniu przez nie ciepła dla potrzeb produkcji prądu elektrycznego. Moc zainstalowana elektrowni pozwoliła na zaopatrzenie w prąd elektryczny wszystkie zakłady chemiczne w regionie oraz przyłączenie do sieci w latach 1914–1918 miast Pomarance, Saline di Voltera oraz Voltery, położonych na północ od Larderello.

Od momentu skutecznego zrealizowania projektu pierwszej elektrowni geotermalnej na skalę przemysłową, prace nad dalszym wykorzystaniem zasobów geotermalnych w Larderello nabrały większego tempa. Już w 1917 roku, dzięki uruchomieniu trzech dodatkowych jednostek, moc zainstalowana elektrowni „Larderello 1" wzrosła do 9 MWe, a po dołączeniu kolejnej jednostki do12 MWe. W roku 1939 powstała kolejna elektrownia geotermalna „Larderello 2", wyposażona w sześć jednostek o łącznej mocy zainstalowanej 11 MWe.

W latach 1939–1945 całkowita moc zainstalowana w Larderello wyniosła 126,8 MWe, jednak wyniszczający charakter II wojny światowej zebrał swoje żniwo także w tym miejscu. Wszystkie instalacje zostały zniszczone, a ich odbudowa zajęła blisko cztery lata. Wraz z odbudową elektrowni „Larderello 1" oraz „Larderello 2", 2 stycznia 1950 roku oddano do użytku elektrownię „Larderello 3", w skład której weszły cztery jednostki o mocy 26 MWe każda oraz dwie o mocy 11 MWe każda. Zwiększyło to całkowitą zainstalowaną moc do 258,5 MWe.

GLOBEnergia33Akademia Viessmann

Fot. 1. Makieta elektrowni geotermalnej „Larderello 2" działającej w latach 1939–1992 (fot. M. Wojdyła)

Fot. 2. Odwiert próbny N120 o głębokości 600 m (temperatura 150–160°C, ciśnienie 3 Bar, natężenie hałasu 13 dB), wykonany w 1956 roku (fot. M. Wojdyła)

Fot. 3. Autor artykułu na tle Fumaroli w Larderello (fot. M. Wojdyła)

Stan obecny Larderello

Eksploatowane obecnie pole geotermalne Larderello zajmuje powierzchnię około 250 km^2. Znajduje się na nim 200 otworów produkcyjnych (najgłębszy z nich ma 3500 m), którymi wydobywana jest para nasycona sucha, charakteryzująca się temperaturą 150–270°C przy ciśnieniu 2–18 Bar. Do końca lat 80. pary geotermalne wydobywane były wyłącznie z głębokości 500–1500 m, obecnie eksploatowane są także z głębokości powyżej 3000 m (Arias et al., 2010).

„Technologia nie panuje nad naturą, ale jest pochodną relacji między naturą a człowiekiem." Walter Benjamin

Zasada działania elektrowni geotermalnych z bezpośrednim wykorzystaniem suchej pary polega na jej bezpośrednim skierowaniu po wydobyciu otworem produkcyjnym na turbinę parową połączoną z generatorem, w której energia cieplna zawarta w parze zostaje zamieniona na energię mechaniczną ruchu obrotowego łopatek wirnika, a następnie w generatorze na prąd elektryczny. Zanim para geotermalna trafi do turbiny, kierowana jest do filtrów cząstek stałych i wilgoci, nie oddaje jednak ciepła w parowniku czynnikowi roboczemu, ale kierowana jest do turbogeneratora. Wykorzystana para geotermalna kierowana jest do skraplacza, gdzie następuje jej kondensacja. W przypadku Larderello jest to możliwe dzięki zastosowaniu chłodni kominowych (35 m średnicy każda, ilość chłodni zależy od mocy zainstalowanej elektrowni). W 95% wydobywa się z nich para wodna, brakującą część stanowią dwutlenek węgla (3%) oraz dwutlenek siarki (2%). Skropliny, nazywane także kondensatem, zatłaczane są otworem chłonnym do złoża, co stanowi domknięcie obiegu termodynamicznego i umożliwia zachowanie zjawiska odnawialności złoża.

Na polu geotermalnym Larderello działa obecnie 21 elektrowni (składających się z jednostek 10, 20, 30 i 60 MWe) o łącznej mocy zainstalowanej 594,5 MWe (tab. 1), co stanowi 2% całkowitej produkcji prądu elektrycznego we Włoszech i około 10% produkcji elektryczności przy wykorzystaniu energii geotermalnej na świecie.

źródła:

- Cappetti G., Romagnoli P., Sabatelli F., 2010: Geothermal Power Generation in Italy 2005–2009 Update Report, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010
- Arias A., Dini I., Casini M., Fiordelisi A., Perticone I., Dell'Aiuto P., 2010: Geoscientific Feature Update of the Larderello-Travale Geothermal System (Italy) for a Regional Numerical Modeling, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010

Michał Kaczmarczyk
Redakcja GLOB Energia
AGH KSE

Tab. 1. Elektrownie działające na polu geotermalnym Larderello (na podstawie Cappetti et al., 2010)

Nazwa elektrowni	Data otwarcia	Liczba jednostek	Moc zainstalowana MWe
Valle Secolo	1991	2	120
Farinello	1995	1	60
Nuova Larderello	2005	1	20
Nuova Gabbro	2002	1	20
Nuova Castelnuovo	2000	1	14,5
Nuova Serrazzano	2002	1	60
Nuova Sasso	1996	1	20
Sasso 2	2009	1	20
Le Prata	1996	1	20
Nuova Monterotondo	2002	1	10
Nuova San Martino	2005	1	40
Nuova Lago	2002	1	10
Nuova Lagoni Rossi	2009	1	20
Cornia 2	1994	1	20
Nuova Molinetto	2002	1	20
Carboli 1	1998	1	20
Carboli 2	1997	1	20
Selva	1997	1	20
Monteverdi 1	1997	1	20
Monteverdi 2	1997	1	20
Sesta	2002	1	20
Suma		**22**	**594,5**

GLOBEnergia34Akademia Viessmann

Fot. 1. Piramida jako zamknięte pomieszczenie inhalacyjne wodą solankową (źródło: arch. „Geotermii Grudziądz")

Geotermalne podróże po Polsce
Geotermia Grudziądz

Początki wydobywania termalnych solanek w rejonie Grudziądza sięgają roku 1972, kiedy to wykonano otwór poszukiwawczy ropy naftowej i gazu ziemnego. Natrafiono na inne cenne bogactwo naturalne. Jednak dopiero po trzydziestu latach od odkrycia wód geotermalnych miasto Grudziądz zyskało kolejną atrakcję turystyczną, zawdzięczającą swoje istnienie termalnym solankom. Eksploatacja tego surowca od kilku lat przynosi miastu nieoczekiwane pozytywne zmiany w kierunku działalności leczniczej (balneoterapeutycznej) i rekreacyjnej (odnowa biologiczna), a co za tym idzie daje nowe szanse rozwoju turystyki.

W 2001 r. rosnące zainteresowanie wodami geotermalnymi spowodowało, że zawiązana została spółka „Geotermia Marusza", która w późniejszych latach zmieniła nazwę na „Geotermia Grudziądz". Zdecydowano o opracowaniu dokumentacji hydrogeologicznej zasobów wód geotermalnych rejonu Grudziądza oraz o rekonstrukcji starego odwiertu Grudziądz IG-1 i wykonaniu próbnego wydobycia. Wstępne pompowanie potwierdziło wcześniejsze wyniki analiz fizykochemicznych surowca wykonane w Głównym Laboratorium Instytutu Geologicznego. Zostały zatem udokumentowane korzystne parametry hydrogeologiczne i eksploatacyjne oraz wyjątkowo cenne właściwości lecznicze solankowych wód termalnych. Pozytywne wyniki próbnych badań w pełni przekonały spółkę „Geotermia Marusza" o opłacalności dalszych inwestycji.

Wykorzystanie wód geotermalnych przez „Geotermię Grudziądz" do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych

Spółka „Geotermia Grudziądz" zachęcona tak korzystnymi parametrami wód geotermalnych i ciekawą perspektywą ich wykorzystania przystąpiła do realizacji projektów budowy obiektów balneoterapeutycznych. Pierwszy obiekt balneoterapeutyczny, Ośrodek Balneologiczny przy Szpitalu w Grudziądzu, powstał już w marcu 2006 r. Znajdują się w nim cztery pracownie: balneoterapii, krioterapii, kinezyterapii oraz masażu leczniczego. W skład ich wyposażenia wchodzą: wanny, inhalatory, urządzenia do krioterapii, sprzęty gimnastyczne, sauna na podczerwień, gabinety masażu. Od 2010 r. część balneoterapeutyczna działa jako jednostka należąca do Regionalnego Szpitala Specjalistycznego im. Wł. Biegańskiego.

W maju 2006 r., powstała piramida (fot. 1) z tężnią solankową (fot. 2), w której kuracjusze mogą skorzystać z inhalacji powietrzem nasyconym solanką o wysokim stężeniu jodu i innych pierwiastków (bromu, magnezu, żelaza, potasu). Jest to również doskonałe miejsce do odpoczynku po zabiegach.

Miesiąc później zaczęła działać grota solankowa, tym samym oferta usług „Geotermii Grudziądz" poszerzyła się o możliwość kąpieli i gimnastyki w termalnej solance. Grota solankowa o nazwie „Satoria" to oryginalny basen solankowy z wodą o stężeniu soli 3%, wyposażony w system podwodnego masażu perełkowego, co zapewnia gościom możliwość korzystania z dobroczynnych właściwości solanek w połączeniu ze skutecznym rehabilitacyjnym i relaksującym masażem. Ponadto mikroklimat panujący w grocie jest zbliżony do klimatu nadmorskiego, co również bardzo korzystnie wpływa na samopoczucie i zdrowie. Niestety grota solankowa obecnie nie funkcjonuje.

W maju 2007 r. otwarto cztery kolejne baseny solankowe (fot. 3) oraz udostępniono dalsze usługi w zakresie odnowy biologicznej: różne rodzaje masażu, gimnastykę korekcyjną, aerobic, fitness, usługi kosmetyczne, sauny parowe, solarium, bary witaminowe. Z basenów solankowych, w tym z basenu zewnętrz-

GLOBEnergia35Akademia Viessmann

Tab. 1. Dane dotyczące eksploatacji wody geotermalnej okolic Grudziądza

Otwór geologiczny wydobywczy	Grudziądz IG-1 w miejscowości Marusza, na SW od Grudziądza, wykonany w 1972 r., poddany renowacji w latach 2001–2002, eksploatowany do celów balneoterapeutycznych od 2005 r.
Głębokość eksploatacji	1607–1630 m
Eksploatowana warstwa wodonośna	Dolnojurajskie piaskowce, poziom wodonośny jest zbiornikiem typu porowego i porowo-szczelinowego o dobrych parametrach hydrogeologicznych
Wydajność eksploatacji	35 m^3/h; samowypływ na 13 m ponad powierzchnię terenu
Temperatura wody geotermalnej	44° C (woda hipertermalna)
Mineralizacja i skład chemiczny wody geotermalnej	Ok. 80 g/dm^3 – 7,9% solanka (woda chlorkowo-sodowa), bromkowa, jodkowa (3,5 mg/dm^3), żelazista, borowa; związki wapnia, magnezu, żelaza, wolnego siarkowodoru, jodu, bromu i innych mikroelementów nadają wodzie wyjątkowo cenne właściwości lecznicze w skali Polski, a nawet Europy
Sposoby wykorzystania grudziądzkich wód geotermalnych	• balneoterapia (lecznictwo uzdrowiskowe polegające na przeprowadzaniu zabiegów z wykorzystaniem leczniczych właściwości wody, związanych np. z jej składem mineralnym i/lub temperaturą) • rekreacja – baseny solankowe • zabiegi SPA & Wellness (odnowa biologiczna)

nego, z pewnością chętnie skorzystają osoby lubiące aktywny sposób spędzania czasu, a także dzieci, dla których przeznaczono specjalny brodzik kąpielowy. Charakterystyka czterech basenów solankowych w „Geotermii Grudziądz" przedstawiona została w tabeli 2.

Obecnie w ramach działalności spółki „Geotermia Grudziądz" funkcjonują: piramida z tężnią solankową, baseny solankowe oraz Studio Sylwetki Fit-Line.

Różnorodność, atrakcyjność i dobra jakość usług związanych z: lecznictwem opartym na wykorzystaniu wód geotermalnych, rekreacją i odnową biologiczną sprawia, że nowoczesny kompleks w podgrudziądzkiej miejscowości Marusza cieszy się coraz większą popularnością i uznaniem szerokiego grona obecnych i przyszłych gości „Geotermii Grudziądz".

Niewątpliwym walorem uzupełniającym ofertę balneoterapeutyczną „Geotermii Grudziądz" byłoby stworzenie bazy noclegowo-gastronomicznej, dzięki czemu można byłoby zwiększyć liczbę odwiedzających. Grudziądzka Geotermia patrzy perspektywicznie w przyszłość i planuje dalszy rozwój infrastruktury uzdrowiskowej i inwestycji turystycznych.

Tab. 2. Charakterystyka basenów solankowych w „Geotermii Grudziądz"

Parametry	Baseny solankowe			
	Basen główny	Basen z przeciwnym nurtem (przeciwprądem)	Basen zewnętrzny	Basen dla dzieci
Stężenie solanki	3%	3%	7,9%	2%
Temperatura	32°C	32°C	30°C	32°C
Maksymalna głębokość	1,1 m	1,2 m	1,2 m	0,4 m
Powierzchnia	85 m^2	10 m^2	30 m^2	20 m^2
Atrakcje wodne	Podwodne dysze masujące, napowietrzny wodotrysk	Hydromasaże	Dysze masujące w dnie basenu, rozsuwalny dach podczas słonecznej pogody	Mała zjeżdżalnia, nietonące zabawki

Tab. 3. Działanie zdrowotne termalnych solanek w zależności od rodzaju zabiegów balneoterapeutycznych

Rodzaj zabiegu	Działanie zdrowotne
• inhalacje termalną wodą solankową z wysoką zawartością jodków • przebywanie w piramidzie z tężnią solankową • przebywanie w grocie solnej z naturalną solanką o stężeniu 3%, wyposażonej w system podwodnego masażu	• profilaktyka i leczenie chorób górnych dróg oddechowych • oczyszczenie płuc (szczególnie palaczy) • leczenie niedoczynności tarczycy • leczenie przyśpieszonej przemiany materii • wspomaganie regeneracji systemu nerwowego • działanie uspokajające • korzystny wpływ na skórę – wygładzenie i nawilżenie
• kąpiele solankowe w basenach z termalną solanką oraz masaże wodne • kąpiele wannowe w naturalnej solance o stężeniu 4% • ćwiczenia gimnastyczne w termalnej solance	• działanie pobudzające wszystkich partii mięśni i receptorów skóry • działalnie lecznicze w schorzeniach reumatoidalnych • likwidacja bólów stawów i mięśni • poprawa krążenia krwi, normalizacja ciśnienie • pozytywny wpływ na układ nerwowy • przyśpieszenie przemiany materii • wspomaganie pozbywania się toksyn z organizmu • regeneracja skóry • poprawa kondycji psychofizycznej

Uprzejmie dziękuję Pani Justynie Pietrzak z Działu Promocji „Geotermii Grudziądz" za udostępnienie zdjęć wykorzystanych w artykule oraz za uwagi merytoryczne.

Źródła:

- Krawiec A., 2009, *Wody termalne w rejonie Grudziądza* [w:] Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 2/2009, rok 48, zeszyt 2 (244), wyd. PAN Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, s. 81–88
- www.geotermiagrudziadz.pl
- www.it.gdz.pl
- www.goracezrodlo.pl
- www.pnec.org.pl

Karolina Smętkiewicz
Redakcja GLOB Energia

Fot. 2. Tężnia solankowa we wnętrzu piramidy (źródło: arch. „Geotermii Grudziądz")

Fot. 3. Jeden z basenów solankowych w „Geotermii Grudziądz" (źródło: arch. „Geotermii Grudziądz")

GLOBEnergia36Akademia Viessmann

Fot. Calpine Corporation

Gorąca Kalifornia

116 km na północ od San Franciso zlokalizowane są góry Mayacama, pośród których zauważyć można liczne elektrownie geotermalne. Piętnaście z pośród osiemnastu jest własnością spółki Calpine, dwie należą do Northern California Power Agency, a jedną zarządza U.S. Renewables Group. Produkowana w elektrowniach geotermalnych energia elektryczna zaopatruje gospodarstwa domowe oraz budynki użyteczności publicznej w Północnej Kalifornii.

Jak powstaje para geotermalna?

Aby zrozumieć, w jaki sposób produkowany jest prąd elektryczny w The Geysers należy poświęcić kilka słów procesowi powstawania par geotermalnych nasyconych suchych, które stanowią źródło energii cieplnej wykorzystywanej w procesie produkcji elektryczności. Występująca zwykle na dużych głębokościach magma charakteryzuje się niezwykle wysoką temperaturą. Jest jednak kilka obszarów na świecie, gdzie magma zalega relatywnie płytko (np. strefy wulkaniczne wokół Pacific Ring Of Fire – strefa aktywności wulkanicznej wokół Pacyfiku). W przypadku The Geysers jest to głębokość ok. 6,4 km poniżej powierzchni terenu. Ciepło magmy przenika do warstw skalnych znajdujących się poniżej porowatych i szczelinowatych utworów wypełnionych wodą, co pozwala na jej ogrzanie (ewentualnie odparowanie). Niewielka porcja powstałej w ten sposób gorącej wody dostaje się na powierzchnię terenu za pomocą gejzerów lub występuje na przykład w postaci fumaroli.

W przypadku The Geysers woda zgromadzona w warstwie zbiornikowej odparowuje do postaci pary nasyconej suchej będąc jednocześnie zamkniętą od góry warstwą nieprzepuszczalnych skał, co stanowi swoisty zbiornik par geotermalnych. Do tegoż zbiornika geotermalnego wykonywane są otwory (w przypadku The Geysers mowa o ponad 400 otworach eksploatacyjnych o głębokości do ok. 3,2 km), którymi wydobywana jest na powierzchnię terenu para nasycona sucha.

Wydobyta w ten sposób i skierowana do elektrowni para geotermalna kierowana jest przez filtr cząstek stałych i filtr wilgoci do turbiny parowej połączonej z generatorem, w której energia cieplna zawarta w parze zostaje zamieniona na energię mechaniczną ruchu obrotowego łopatek wirnika, a następnie w generatorze na prąd elektryczny. Turbiny są zaprojektowane do pracy przy temperaturze nieprzekraczającej 180^{0}C. Wykorzystana w ten sposób do produkcji prądu elektrycznego para geotermalna kierowana jest do skraplacza, gdzie następuje jej kondensacja dzięki wykorzystaniu chłodni kominowych. Skropliny, nazywane także kondensatem, zatłaczane są następnie otworem chłonnym (w przypadku The Geysers ponad 70 otworów chłonnych) do złoża w ilości 25% wydobytej objętości (trwają prace nad zwiększeniem efektywności zatłaczania), co stanowi domknięcie obiegu termodynamicznego i umożliwia zachowanie zjawiska odnawialności złoża.

Historia The Geysers

Początki wykorzystania energii geotermalnej do produkcji prądu elektrycznego w The Geysers datowane są na rok 1921, kiedy uruchomiono pierwszą elektrownię geotermalną w USA o mocy 250 kWe. Pozwalała ona na produkcję wystarczającej ilość prądu do oświetlenia budynków i ulic stanowiących infrastrukturę wokół elektrowni. W porównaniu z elektrowniami opartymi na wykorzystaniu paliw konwencjonalnych instalacja była jednak nieopłacalna z ekonomicznego punktu widzenia, stąd nastąpiło jej szybkie zamknięcie.

Prace nad wykorzystaniem par geotermalnych do produkcji prądu elektrycznego nabrały w Kalifornii tempa w 1950 roku, kiedy badania nad możliwością ich wykorzystania do produkcji elektryczności rozpoczęła w The Geysers firma Pacific Gas and Electric (PG&E). W roku 1955 firma Magma Power wykonała pierwszy komercyjny odwiert, a w 1960 roku rozpoczęto prace nad powstaniem 12 MWe elektrowni geotermalnej pracującej na skalę komercyjną w USA (rozpoczęła działanie w 1962 roku).

W 1967 roku operatorem elektrowni została firma Union Oil Company of California (Unocal) dostarczając narzędzia oraz fundusze niezbędne do rozwoju możliwości wykorzystania potencjału geotermalnego pola

GLOBEnergia37Akademia Viessmann

Tab. 1. Elektrownie geotermalne działające w The Geysers (na podstawie John W. Lund et al., 2010 oraz danych Geothermal Energy Association)

Właściciel	Nazwa elektrowni	Lokalizacja	Data otwarcia	Liczba jednostek	Moc zainstalowana [MWe]	Moc wykorzystywana [MWe]	Produkcja prądu [GWh/rok]
Calpine	AIDLIN	Sonoma, CA	1989	2	20	17	132,98
Calpine	RIDGELINE	Sonoma, CA	1972	2	106	69	600,71
Calpine	SOCRATES	Sonoma, CA	1983	1	113	50	406,35
Calpine	COBB CREEK	Sonoma, CA	1979	1	110	52	389,22
Calpine	GRANT	Sonoma, CA	1985	1	113	43	358,23
Calpine	SONOMA	Sonoma, CA	1983	1	72	42	341,54
Calpine	BEAR CANYON	Sonoma, CA	1988	2	20	14	115,66
Calpine	SULPHUR SPRINGS	Sonoma, CA	1980	1	109	51	425,09
Calpine	BIG GEYSERS	Lake, CA	1980	1	97	48	435,64
Calpine	EAGLE ROCK	Sonoma, CA	1975	1	110	66	512,84
Calpine	McCABE	Sonoma, CA	1971	2	106	78	681,68
Calpine	CALISTOGA	Lake, CA	1984	1	80	66	555,13
Calpine	LAKE VIEW	Sonoma, CA	1985	1	113	52	427,36
Calpine	WEST FORD FLAT	The Geysers, CA	1988	2	27	24	209,61
Calpine	QUICKSILVER	Lake, CA	1985	1	113	53	424,56
Northern California Power Agency	NCPA II	The Geysers, CA	1985	2	110	52	456,20
Northern California Power Agency	NCPA I	The Geysers, CA	1983	2	110	56	490,54
U.S. Renewables Group	BOTTLE ROCK	The Geysers, CA	2007	1	55	11	brak danych
Suma				**25**	**1584**	**844**	**6963,34**

The Geysers. Efekt to moc zainstalowana elektrowni geotermalnych na poziomie 2 000 MWe w roku 1987. Dwa lata później uruchomiono ostatnią z działających do dzisiaj elektrowni geotermalnych – Aidlin (20 MWe), a całkowita moc zainstalowana w działających wówczas elektrowniach wyniosła 2 043 MWe.

The Geysers obecnie

Pole geotermalne The Geysers zajmuje obszar około 72 km^2, rozciąga się ono pomiędzy Sonoma County a Lake County, stanowiąc największy tego typu obszar na świecie. Zarządzają nim: spółka Calpine (największy w USA producent energii elektrycznej posiadający w tym miejscu piętnaście z pośród osiemnastu elektrowni geotermalnych o łącznej mocy zainstalowanej 725 MWe, podłączonych do pięciu oddzielnych linii przesyłowych), Northern California Power Agency (posiadająca dwie elektrownie geotermalne o mocy zainstalowanej 110 MWe każda) oraz U.S. Renewables Group (jedna elektrownia geotermalna o mocy zainstalowanej 55 MWe). Wykorzystywana do produkcji prądu elektrycznego energia geotermalna pozwala na zaspokojenie potrzeb 725 tys. gospodarstw domowych, co przekłada się na potrzeby miasta wielkości San Fransico (ok. 820 tys. mieszkańców).

Zaopatrywane w energię elektryczną produkowaną w The Geysers miejscowości to Sonoma County, Lake County, Mendocino County (wszystkie zaopatrywane w 100%) oraz częściowo Marin County i Napa County. The Geysers zaspokaja 60% zapotrzebowania na energię elektryczną północnego wybrzeża Kalifornii, od Gloden Gate Bride do granicy Oregon. Energia ta stanowi 25% całkowitej produkcji energii elektrycznej wytwarzanej przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii w Kalifornii.

Należy dodać, że mimo osiągnięcia maksymalnego uzysku energii geotermalnej (konieczność zachowania odnawialnego charakteru złoża), a co za tym idzie produkcji elektryczności w elektrowniach działających na terenie The Geysers, w ostatnich latach nastąpił wzrost mocy zainstalowanej. Nie jest to jednak efekt uruchomienia nowych elektrowni, ale skutek ukończenia trwających od 1995 roku prac nad projektem pompowania do złoża uzdatnionych ścieków przemysłowych i komunalnych. Pierwszy z rurociągów ma długość 48 km i doprowadza z Clear Lake blisko 340 l/s, co pozwoliło na zwiększenie zainstalowanej mocy o 77 MWe. Drugi 66-kilometrowy, dostarcza 480 l/s z Santa Rosa, dzięki czemu moc wzrosła o kolejne 100 MWe (John W. Lund, 2010). Działania te nie oznaczają jednak zaniechania prac nad ponownym uruchomieniem elektrowni obecnie niedziałających oraz prac nad realizacją nowych projektów.

Moc zainstalowana w elektrowniach geotermalnych zlokalizowanych na obszarze stanu Kalifornia to 2 497 MWe (John W. Lund et al., 2010). Oprócz pola geotermalnego The Geysers, swój wkład w produkcję prądu elektrycznego ma także obszar Imperial Valley, znajdujący się na południu Kalifornii. W przypadku pola geotermalnego The Geysers mowa o wykorzystaniu mocy zainstalowanej na poziomie 844 MWe, podczas gdy całkowita moc elektrowni wynosi 1 584 MWe. Mimo iż wykorzystanie oscyluje na poziomie 53%, należy zwrócić uwagę na imponującą wartość produkcji energii elektrycznej 6 963,34 GWh/rok (tab. 1).

Obok pola geotermalnego Larderrello (artykuł w GLOBEnergia 6/2010) The Geysers to jedno z dwóch miejsc na świecie, gdzie występują pary geotermalne nasycone suche. Jest to zarazem przykład idealnego wręcz wykorzystania energii geotermalnej na skalę przemysłową oraz swoisty przykład wykorzystania potencjału, jaki niosą ze sobą odnawialne źródła energii.

Źródła:
- Calpine Corporation
- Northern California Power Agency
- Geothermal Energy Association
- John W. Lund, 2010: Worldwide Geothermal Utilization 2010, Official Newspapers of The World Geothermal Congress, 25-30 April 2010
- John W. Lund, Karl Gawell, Tonya L. Boyd, Dan Jennejohn, 2010: The United States of America Country Update 2010, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010

Michał Kaczmarczyk
Redakcja GLOB Energia
AGH KSE

GLOBEnergia38Akademia Viessmann

Wyspa pełna energii
Geotermia na Islandii

Fot. 1. Panorama stolicy Islandii – Reykjaviku (Źródło: www.visitreykjavik.is)

W poprzednich numerach GLOB Energii przedstawione zostały jedyne miejsca na świecie (Larderello, The Geysers), gdzie występują pary geotermalne nasycone suche wykorzystywane do produkcji prądu elektrycznego. Obszary te położone odpowiednio we Włoszech i Stanach Zjednoczonych są unikalne ze względu na charakter energii geotermalnej zakumulowanej we wnętrzu Ziemi, nie mniej unikalny jest jednak obszar Islandii, gdzie wykorzystanie geotermii dla celów przemysłowych (produkcja prądu elektrycznego i ciepła) może pochwalić się udziałem około 62% w całkowitej produkcji energii na tej niezwykłej wyspie.

Charakterystyka geologiczna obszaru

Islandia jest państwem położonym w północnej części Oceanu Atlantyckiego, zamieszkanym przez ok. 320 000 osób. Jest to najmłodszy geologicznie obszar Europy, charakteryzujący się z jednej strony dużą aktywnością wulkaniczną, co pozawala nazwać ją „gorącą wyspą", z drugiej zaś należy wspomnieć, że 11% obszaru zajmują lodowce, od których pochodzi nazwa państwa.

Przyglądając się uważniej budowie geologicznej, Islandia jest wyspą położoną na granicy płyty euroazjatyckiej (wschodnia część) oraz płyty północnoamerykańskiej (zachodnia część), których granicą jest kilkudziesięciokilometrowa strefa ryftowa uformowana w osiowej części Grzbietu Środkowoatlantyckiego (płyty euroazjatycka i północnoamerykańska odsuwają się od siebie o około 2 cm w ciągu roku). Wielkość gradientu geotermicznego, a więc przyrostu temperatury na jednostkę przyrostu głębokości, w tym miejscu wynosi ok. 135-165 ^{0}C/1000 m, natomiast w odległości ok. 65 km od osiowej części ryftu jest to ok. 50 ^{0}C/1000 m. Dla porównania, średnia wartość gradientu geotermicznego dla Europy wynosi 30 ^{0}C/1000 m. Już te wartości pokazują, jak ogromnym potencjałem geotermalnych dysponuje Islandia. Ma to oczywiście związek z procesami zachodzącymi na tym obszarze, spowodowanymi m.in. intensywnym wznoszeniem się pióropusza płaszcza czy sukcesywnym dobudowaniem nowej skorupy ziemskiej w procesach spreadingu. Grubość skorupy ziemskiej na wyspie wacha się od 20 do 25 km w częściach południowo-zachodniej i północno-wschodniej oraz od 30 do 35 km w części centralnej strefy ryftowej.

Na wyspie znajduje się blisko 200 wulkanów w obrębie strefy aktywnej. Wyróżniono w jej obrębie 20 obszarów, na których do głębokości 1000 m występują pary geotermalne o temperaturze osiągającej 250^{0}C, 250 obszarów o temperaturach wód geotermalnych nieprzekraczających 150^{0}C oraz ponad 600 gorących źródeł (o temperaturze powyżej 20^{0}C).

Wykorzystanie bezpośrednie

Wykorzystanie bezpośrednie na Islandii miało swoje początki w 1930 roku, w Reykjaviku. Obecnie za dys-

GLOBEnergia39Akademia Viessmann

trybucję ciepła w stolicy kraju odpowiedzialna jest firma Orkuveita Reykjavíkur (zatrudniająca 650 pracowników). Reykjavik stanowi obecnie największy na Islandii, mieszka w nim 2/3 ludności kraju, okręg grzewczy, obejmujący kubaturę budynków blisko 60 000 000 m^3, zamieszkaną przez 200 tys. osób. Aby spełnić ich zapotrzebowanie na ciepło, eksploatowanych jest 91 otworów geotermalnych obsługujących ciepłownie o łącznej mocy zainstalowanej 1150 MWt (obciążenie szczytowe wynosi 950 MWt). Całkowita długość rur wykorzystywanych do dystrybucji ciepła wynosi bagatela 83 400 000 m^3 rocznie. Reykjavik nie jest, rzecz jasna, jedynym miastem korzystającym z energii geotermalnej na Islandii. Całkowita moc zainstalowana na wyspie wynosi 1500 MWt, co pozwala produkować 5290 GWh ciepła rocznie, co przekłada się na zaspokojenie potrzeb blisko 89% mieszkańców.

Wykorzystanie bezpośrednie to nie tylko ciepła woda użytkowa oraz ogrzewanie budynków, ale także hodowla ryb (4,5% całkowitego wykorzystania energii geotermalnej), ciepło wykorzystywane w procesach przemysłowych (4,3%), rozpuszczanie śniegu (3,4%), rekreacja (3,2%) oraz ciepło wykorzystywane w szklarniach (1,8%).

Rekreacja i balneoterapia

Islandczycy mogą korzystać obecnie ze 175 basenów geotermalnych o łącznej powierzchni 34 000 m^2. W samym Reykjaviku znajduje się kilkanaście obiektów, z których największy to Laugardalslaug (1500 m^2 powierzchni basenów zewnętrznych oraz 1250 m^2 powierzchni basenów wewnętrznych). Na uwagę zasługują także ośrodki rekreacyjno-balneoterapeutyczne jak Blue Lagoon w Bjarnarflag oraz Health Facility w Hveragerdi, cieszące się ogromną popularnością wśród turystów. Warto zwrócić uwagę, że całkowita moc zainstalowana w obiektach rekreacyjno-balneoterapeutycznych na Islandii wynosi 80 MWt, co przekłada się na produkcję 3,2 GWh ciepła rocznie.

Roztapianie śniegu? Tak!

Bez wątpienia interesującym sposobem wykorzystania ciepła geotermalnego jest praktykowane na Islandii roztapianie śniegu w okresie zimowym. Większość nowo powstających budynków posiada takie systemy, a ich łączna powierzchnia na Islandii wynosi 925 000 m^2. Ich całkowita moc zainstalowana to 125 MWt! Do

Tab. 1. Wykorzystanie geotermii na Islandii

	Moc zainstalowana [MW]	Produkcja energii [GWh/rok]
Ogrzewanie	1 500	5 290
Produkcja prądu	573	4 400
Hodowla ryb	75	528
Ciepło technologiczne	75	505
Roztapianie śniegu	125	400
Rekreacja	80	371
Szklarnie	45	207
Suma	2 473	11 700

GLOBEnergia40Akademia Viessmann

Tab. 2. Elektrownie geotermalne na Islandii (źródła zdjęć: Mannvit, Enex)

	Lokalizacja	Rok otwarcia	Liczba jednostek	Całkowita moc zainstalowana [MWe]	Produkcja energii [GWh/rok]
	Bjarnarflag	1969	1	3,2	15
	Krafla	1978/97	2	60	470
	Svartsengi	1977/99	2	36	250
	Svartsengi	1989/93	7	8,4	60
	Svartsengi	2007	1	30	215
	Nesjavellir	1998/05	4	120	940
	Husavik	2000	1	2	0
	Hellisheidi	2006/08	5	213	1600
	Reykjanes	2006	2	100	850
	Suma		25	572,6	4400

roztopienia śniegu na schodach, czy miejscach parkingowych wykorzystywana jest przede wszystkim woda zużyta uprzednio w budynkach mieszkalnych czy użyteczności publicznej. Jej temperatura wynosi 35°C, jednak możliwe jest wymieszanie jej z gorącą wodą sieciową o temperaturze około 80°C (woda sieciowa odbiera ciepło od wód geotermalnych dzięki wymiennikom ciepła), co przekłada się na szybsze topnienie zalegającego śniegu i lodu, a co za tym idzie na komfort i bezpieczeństwo użytkowania dróg. Systemy tego typu zużywają łącznie na swe potrzeby 3,4 GWh ciepła rocznie.

Szklarnie i hodowla ryb

Wykorzystanie ciepła geotermalnego w szklarniach oraz do hodowli ryb jest powszechne w Europie i na świecie. Nie inaczej sytuacja wygląda na Islandii, gdzie wspomniane sektory mogą pochwalić się mocami zainstalowanymi: odpowiednio 45 MWt i 75 MWt, dając łącznie 6,3% w strukturze całkowitego wykorzystania energii geotermalnej. Według danych podsumowujących rok 2008, łączna powierzchnia szklarni korzystających z ciepła geotermalnego wyniosła 196 000 m^2, z czego 50% przeznaczonych było pod produkcję warzyw i truskawek, 26% stanowiła uprawa kwiatów ciętych, a 24% uprawa rozsadników roślin. Co do hodowli ryb, na Islandii działa obecnie około 50 farm, gdzie hodowane są przede wszystkim łososie (5000 ton rocznie) oraz palia wędrowna (1500 ton rocznie).

Wykorzystanie ciepła geotermalnego w procesach przemysłowych

Uzupełnieniem wykorzystania bezpośredniego energii geotermalnej są procesy technologiczne. W przypadku Islandii mowa jest o mocy zainstalowanej na poziomie 75 MWt, przekładającej się na wykorzystanie 4,3 GWh rocznie.

Jako doskonały przykład posłużyć może zakład suszenia wodorostów Thorverk, położony w zachodniej Islandii. Wody geotermalne wykorzystywane są do ogrzewania w wymiennikach ciepła powietrza (jego temperatura po ogrzaniu wynosi ok. 85°C), które osusza wspomniane wodorosty. Zakład działa od 1975 roku wykorzystując wody geotermalne o temperaturze ok. 112°C w ilości 35 l/s. Jeżeli mowa o suszeniu należy wspomnieć o zakładach przetwórstwa ryb, które ciepło geotermalne wykorzystują od blisko 30 lat. Proces wygląda identycznie jak w przypadku Thorverk, a więc woda geotermalna oddaje ciepło powietrzu w wymiennikach ciepła. Obecnie na Islandii działa 10 firm wykorzystujących tą technologię.

GLOBEnergia41Akademia Viessmann

Fot. 2. Panorama Blue Lagoon (źródło: www.wikimedia.org)

Błękitna Laguna (ang. Blue Lagoon) to islandzkie uzdrowisko wykorzystujące wody geotermalne o temperaturze 37–390C, czerpane z głębokości 2000 m. Ośrodek położony jest w południowo-zachodniej Islandii, na półwyspie Reykjanes, na styku płyt tektonicznych: euroazjatyckiej i amerykańskiej. Powierzchnia kąpielisk to 5000 m^2 o pojemności 6 mln m^3 odnawianych w ciągu 40 godzin. Skład wody geotermalnej: dwutlenek krzemu (SiO2) 251 mg/ kg; sód (Na) 7,643 mg/kg; potas (K) 1,177 mg/kg; wapń (Ca) 1,274 mg/kg; magnez (Mg) 0,60 mg/kg; dwutlenek węgla (CO2) 11,4 mg/kg; siarczany (SO4) 31,8 mg/kg; chlor (Cl) 15,740 mg/kg; fluor (F) 0,18 mg/kg.

Interesującym przypadkiem jest działający od 1986 roku w Grimsnes, na południu Islandii, zakład produkujący ciekły dwutlenek węgla, wydzielany z wód geotermalnych. Mowa o polu geotermalnym Heidarendi charakteryzującym się temperaturą złożową ok. 160^{0}C oraz wysoką zawartością gazów na poziomie 1,4% wagowych. Roczna produkcja oscyluje na poziomie 3 000 ton ciekłego dwutlenku węgla rocznie, wykorzystywanego między innymi w szklarniach oraz zakładach spożywczych jako czynnik kriogeniczny w procesach chłodzenia i mrożenia.

Produkcja prądu elektrycznego

Produkcja prądu elektrycznego na Islandii przy wykorzystaniu energii geotermalnej miała swoje początki w 1969 roku, kiedy oddano do użytku pierwszą z elektrowni – Bjarnarfalg, o mocy zainstalowanej 3,2 MWe. Elektrownia działa do dzisiaj z dwuletnią przerwą (1985-1987), kiedy zamknięto ją ze względu na aktywność wulkaniczną obszaru, na którym się znajduje (pole geotermalne Namafjall).

Największą do niedawna działającą elektrociepłownią geotermalną (zastąpił ją na pozycji lidera zakład Hellisheidi) na Islandii była Nesjavellir, o zainstalowanej mocy elektrycznej 120 MWe oraz mocy cieplnej 300 MWt. Instalacja ciepłownicza działa od 1990 roku (produkcja prądu ma natomiast miejsce od roku 1998), a jej podstawowym celem jest dostarczanie ciepła dla Reykjaviku oddalonego o 27 km. W przypadku Nesjavellir mamy do czynienia ze złożem „mieszanym" par i wód geotermalnych, które oddzielane są od siebie w separatorze. Para geotermalna o temperaturze ok. 190^{0}C wykorzystywana jest do produkcji prądu, natomiast woda geotermalna o temperaturze ok. 83^{0}C do produkcji ciepła.

Wspomniana elektrociepłownia Hellisheidi to najdynamiczniej rozwijany projekt geotermalny na Islandii w ostatnich latach (realizowany od 2006 roku). Docelowa zainstalowana moc elektryczna ma wynieść 300 MWe, natomiast moc cieplna 400 MWt.

Podsumowanie

Islandia to bez wątpienia geotermalny fenomen, nie tylko ze względu na dostępne zasoby, ale także na podejście rządu i społeczeństwa do geotermii. Badania oraz wdrażanie projektów geotermalnych na Islandii finansowane jest w 100% ze środków publicznych. Co znamienne, w latach 2005-2009 nakłady na same badania oraz rozwój technologii wyniosły 58 mln USD. Należy przy tym pamiętać o kryzysie ekonomicznym, który dotknął państwo w 2008 roku. Co więcej, na wdrożenie projektów wydano 881 mln USD, natomiast na wykorzystanie energii geotermalnej - 962 mln USD (37 mln USD przypadło na wykorzystanie bezpośrednie, 925 mln USD na produkcję prądu elektrycznego). Działania te, ze względu na wyjątkowe uwarunkowania geologiczne, są jak najbardziej uzasadnione i sprawiają, że każda osoba zainteresowana tematem geotermii powinna odwiedzić Islandię.

Źródła:

- Ragnarsson A., 2010: Geothermal Developement In Iceland 2005-2009, Porceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010
- Oleksy B., 2006: Islandia – geotermiczny raj, GLOBEnergia 4/2006
- Strony internetowe firm: Orkuveita Reykjavikur, Mannvit, Enex

Michał Kaczmarczyk
Redakcja GLOB Energia
AGH, KSE

Fot. 3. Elektrociepłownia geotermalna w Husaviku (Źródło: Mannvit)

Elektrociepłownia w Husaviku została oddana do użytku w 2001 roku. Była pierwszą elektrociepłownią geotermalną na świecie działającą w oparciu o Cykl Kalina (wykorzystanie czynnika roboczego amoniak-woda, odbierającego ciepło w parowniku od wody geotermalnej). Woda geotermalna charakteryzuje się temperaturą około 121^{0}C przy wydajności otworu produkcyjnego na poziomie 90 m^3/h. Całkowita elektryczna moc zainstalowana osiąga wartość 2 MWe (zainstalowana moc cieplna to 44000 kWt).

GLOBEnergia42Akademia Viessmann

Fot. 1. Uprawa roślin tropikalnych w alpejskiej miejscowości Frutigen (źródło: arch. „Tropenhaus Frutigen AG")

Termalna egzotyka w Szwajcarii – *Tropenhaus Frutigen*

Niewielka alpejska miejscowość Frutigen w zachodniej części Szwajcarii dzięki niezwykłemu termalnemu projektowi może być uznana za „tropikalną wyspę w sercu Alp", przez co stała się nową, bardzo oryginalną, egzotyczną atrakcją turystyczną. Każdy odwiedzający może bezpośrednio doświadczyć prawdziwie tropikalnej atmosfery w połączeniu z alpejskim klimatem.

Nie trzeba było kosztownych odwiertów geotermalnych, wystarczył innowacyjny pomysł na wykorzystanie ciepłej wody pochodzącej z odwodnienia pobliskiego tunelu. Zastosowanie tej wody jako alternatywnego źródła ciepła oraz innych odnawialnych źródeł energii (energia słoneczna, biomasa) sprawia, że obiekt *Tropenhaus Frutigen* przoduje w całym regionie alpejskim w wykorzystywaniu przyjaznych środowisku źródeł energii.

Alpejskie banany,
alpejski kawior i ciepła woda z tunelu

Wszystko zaczęło się od budowy jednego z najdłuższych tuneli kolejowych na świecie. Tunel Lötschberg-Basistunnel budowano od 1999 do 2007 roku i ma 34 km długości. Północny wylot tunelu znajduje się w miejscowości Frutigen. System odwodnienia tunelu zapewnia jego prawidłowe funkcjonowanie poprzez odprowadzanie wód z górotworu (tzw. wód tunelowych; niem.: *Tunnelwasser*), w którym znajduje się tunel. Wody te mają podwyższoną temperaturę, a zatem można pozyskiwać z nich energię cieplną i opłacalnie wykorzystać ją do celów gospodarczych.

W listopadzie 2009 roku otwarty został obiekt o nazwie *Tropenhaus Frutigen,* będący swego rodzaju „termalną palmiarnią". W jego ramach funkcjonują szklarnie ogrzewane energią pochodzącą z wód tunelowych, w których uprawiane są rośliny egzotyczne, pomieszczenia dla zwiedzających, a także baseny, w których prowadzi się hodowle ciepłolubnego jesiotra syberyjskiego. Jest to pierwsza w Szwajcarii i w regionie alpejskim tego typu hodowla, pozyskiwany jest także kawior. Zarówno owoce egzotyczne pochodzące z miejscowej uprawy, jak i hodowane ryby stanowią źródło zaopatrzenia dla lokalnych restauracji. W ramach przedsięwzięcia *Tropenhaus Frutigen* prowadzone są usługi gastronomiczne, turystyczne i edukacyjne, zaś dzięki współpracy firmy z różnymi instytucjami badawczymi wzrasta natomiast potencjał naukowy regionu.

„Tropikalna wyspa w Alpach"

Pierwsze badania nad projektem (studia wykonalności) były przeprowadzane w 2002 roku. Rok później założono firmę Tropenhaus Frutigen AG z siedzibą we Frutigen (kanton Berno). Początki innowacyjnego pomysłu na to, aby wykorzystywać wodę pochodzącą z drenażu pobliskiego tunelu, wiązały się z koniecznością znalezienia możliwości schłodzenia wypompowywanej wody. Ze względu na ochronę środowiska tak duże ilości wody tunelowej o podwyższonej temperaturze nie mogłyby być wpuszczane bezpośrednio do potoku, ponieważ miałoby to negatywny wpływ na żyjące w nim pstrągi. Z inicjatywy ówczesnego inżyniera dr. Petera Hufschmieda od listopada 2009 roku, kiedy to oficjalnie rozpoczęto realizację projektu, woda z tunelu Lötschberg wykorzystywana jest do hodowli jesiotra i uprawy egzotycznych roślin.

Realizacja przedsięwzięcia była możliwa dzięki współpracy z dwoma głównymi partnerami, firmami: Coop oraz BKW FMB Energie AG, i ich wsparciu finansowym i ideowym. Ważną rolę odgrywa również współpraca z partnerami instytucjonalnymi i naukowymi: Uniwersytetem w Bernie, Techniczną Szkołą Wyższą w Burgdorf, gminą Frutigen i Projektem „Regio+Net" (program wspierania gospodarki regionalnej).

Przedsięwzięcie to okazało się doskonałym rozwiązaniem, które pozytywnie wpłynęło zarówno na stan środowiska przyrodniczego, jak i na sferę społeczno-gospodarczą miejscowości i całego regionu (tab. 2). Ze względu na wymiar turystyczny tego projektu, ma on duże znaczenie ponadregionalne, a także międzynarodowe. Szeroka, atrakcyjna i oryginalna oferta dla odwiedzających przyciąga wielu turystów, dzięki czemu gospodarka miejscowości i regionu

GLOBEnergia43Akademia Viessmann

Fot. 2. Restauracja „Terrasserie", w której serwowane są dania przyrządzone z owoców tropikalnych prosto z miejscowej uprawy (źródło: arch. „Tropenhaus Frutigen AG")

Fot. 3. „Termalna palmiarnia" i baseny hodowlane jesiotra syberyjskiego we Frutigen (źródło: arch. „Tropenhaus Frutigen AG")

rozwija się coraz bardziej dynamicznie i wszechstronnie.

Akwakultura – „alpejskie jesiotry"

Tropenhaus Frutigen jest pionierem w zakresie akwakultury związanej z hodowlą jesiotra syberyjskiego i sterleta. Jesiotry przeznaczone są do produkcji mięsa i pozyskiwania kawioru (jako jedyne miejsce w Szwajcarii). Od 2005 roku prowadzona jest pilotażowa hodowla tych ciepłolubnych ryb. Możliwości hodowli obejmują do 60 000 sztuk ryb, co pozwala na pozyskanie ok. 18 ton mięsa rocznie i 1–2 tony kawioru. Ważnym aspektem hodowli i jej priorytetem jest nastawienie na stworzenie optymalnych warunków życiowych dla ryb, nad czym pracują naukowcy szwajcarskich uczelni wyższych.

Uprawa roślin egzotycznych – „termalna palmiarnia"

Energia cieplna pozyskiwana z wody tunelowej służy również do ogrzewania pomieszczeń szklarniowych, dzięki czemu stworzono idealne warunki termiczne i wilgotnościowe, podobne do tych, jakie panują w klimacie tropikalnym. Umożliwiło to prowadzenie uprawy różnych egzotycznych roślin: roślin ozdobnych (np. orchidee), przypraw (np.: imbir, chili, wanilia, pieprz), a przede wszystkim tropikalnych drzew owocowych (owoce takie jak: mango, papaja, banany, guawa, pomarańcze, cytryny, grejpfruty, limonki, granaty, awokado, ananasy, karambola, kumkwat, liczi). Roczna wielkość produkcji owoców przewidziana jest na ok. 2 tony.

Owoce tropikalne pochodzące z własnej uprawy serwowane są gościom w dwóch restauracjach: „Terrasserie" i „Esturgeon".

***Tropenhaus Frutigen* jako „rajska dżungla wiedzy" i kulinarnych specjalności**

Projekt *Tropenhaus Frutigen* jest przykładem dobrych praktyk wykorzystania różnorodnych alternatywnych źródeł energii (tab. 2). Odwiedzający dzięki przekazywanym w przystępny sposób informacjom mają okazję dowiedzieć się, jak wygląda zastosowanie alternatywnych źródeł energii, takich jak: energia Słońca, biomasy, Ziemi i wody – wszystko na przykładzie obiektu we Frutigen. Goście mogą bezpośrednio zobaczyć, na czym polega wykorzystanie ciepłej wody z pobliskiego tunelu i jakie różnorodne korzyści to przynosi, a także zwiedzić tzw. park energetyczny z eksponatami prezentującymi pozyskiwanie energii słonecznej i wiatrowej.

W tej innowacyjnej „termalnej palmiarni" podejmowane są również różnego rodzaju działania turystyczno-edukacyjne – interesujące nie tylko dla dzieci i młodzieży, ale także bardzo atrakcyjne dla dorosłych. W pomieszczeniach wystawienniczych znajdują się m.in. interaktywne ekspozycje i plansze edukacyjne, tematycznie związane z pojęciami: geotermia, odnawialne źródła energii, akwakultura, zrównoważona produkcja żywności i in.

Obecnie (od 29.01 do 31.10.2011 roku) trwa wystawa czasowa pt. „Dlaczego Ziemia jest gorąca?", prezentująca treści dotyczące historii naszej planety. Uczestnicy mają tu okazję przeżyć wirtualną podróż w czasie – 4,6 mld lat w 46 minut.

Jedna ze stałych wystaw – będąca akwarium z dwudziestoma siedmioma gatunkami jesiotrów – dotyczy różnych gatunków tych ryb żyjących na świecie, także tych, które są zagrożone wyginięciem na skutek nieodpowiedzialnych połowów.

Ważnym aspektem działalności projektu *Tropenhaus Frutigen* jest współpraca naukowa z partnerami, m.in. Centrum Medycyny Ryb i Dzikich Zwierząt Uniwersytu w Bernie (Zentrum für Fisch- und Wildtiermedizin Universität Bern) i Techniczną Szkołą Wyższą w Brugdorf (Fachhochschule Brugdorf). Prowadzone są liczne projekty badawczo-rozwojowe, które mają za zadanie realizację następujących celów:

- badanie i optymalizacja najlepszych warunków życiowych dla hodowli jesiotra syberyjskiego,

Projekty związane z tzw. geotermią tunelową, realizowane w Austrii i w Szwajcarii, zostały opisane w nr 3/2010 czasopisma „GLOB Energia". Dla przypomnienia zostały powtórzone podstawowe pojęcia związane z tym tematem:

geotermia tunelowa (*niem.: Tunnelthermie*®) – metoda pozyskiwania energii cieplnej górotworu, w którym znajduje się tunel oraz ciepła odpadowego zgromadzonego w konstrukcjach tunelowych. Odbiór energii następuje za pomocą odpowiedniej instalacji wbudowanej do elementów konstrukcyjnych tunelu. Przez elementy systemu absorbującego ciepło przepływa woda pełniąca rolę nośnika energii. Ogrzewa się ona od otaczających warstw skalnych, a na dalszym etapie następuje przekazanie tej energii w wymienniku ciepła. Uzyskana energia wykorzystywana jest m.in. do ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń. Tego typu projekty funkcjonują na przykład w tunelach metra we Wiedniu. Pojęciem geotermii tunelowej można określić również pozyskiwanie energii cieplnej bezpośrednio z wód tunelowych. Opłacalność gospodarcza projektu geotermii tunelowej jest uzależniona głównie od istnienia odbiorców ciepła w bliskiej odległości (do 300 m) od źródła energii (wlotu bądź trasy tunelu).

woda tunelowa (*niem.: Tunnelwasser*) – woda podziemna pochodzenia infiltracyjnego, zgromadzona w górotworze, w którym wykonana została konstrukcja tunelu. Wody te przez szczeliny i warstwy wodonośne przesiąkają do konstrukcji tunelu, położonej powyżej zwierciadła wód podziemnych. Tunel podczas jego budowy musi być odwadniany. Również w czasie fazy funkcjonowania tunelu konieczny jest jego drenaż poprzez system kanalizacji wód tunelowych. Ze względu na swoją temperaturę (najczęściej do ok. 25°C) wody te mogą być wykorzystywane w celach gospodarczych. Znajdują one zastosowanie głównie w ciepłownictwie i chłodnictwie, ale również w uprawie roślin egzotycznych, hodowli ryb ciepłolubnych, akwakulturze i ogrodnictwie.

GLOBEnergia44Akademia Viessmann

Tab. 1. Podstawowe dane dotyczące wykorzystania wody tunelowej w miejscowości Frutigen

Lokalizacja projektu Tropenhaus Frutigen	miejscowość Frutigen (zachodnia Szwajcaria, kanton Berno; północny wylot tunelu Lötschberg)
Temperatura wody odprowadzanej z tunelu	19-22°C
Wydajność wody odprowadzanej z tunelu	100 l/s
Objętość wody odprowadzanej z tunelu (z odcinka ok. 15 km)	9000 m^3/dzień
Potencjał energetyczny	5-8 MW
Sposób wykorzystania wody tunelowej w Tropenhaus Frutigen	ciepłownictwo: ogrzewanie pomieszczeń szklarni oraz pomieszczeń dla zwiedzających, hodowla ryb ciepłolubnych (jesiotr syberyjski)

Tab. 2. Pozytywne aspekty realizacji projektu Tropenhaus Frutigen

Środowiskowe	• Wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów naturalnych (alternatywnych źródeł energii) zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju • Wykorzystanie wody tunelowej z uwzględnieniem konieczności ochrony środowiska (gospodarcze wykorzystanie wody tunelowej w Tropenhaus Frutigen wpływa na obniżenie jej temperatury i dopiero w ten sposób schłodzona woda odprowadzana jest do potoku, nie zakłóca to więc jego ekosystemu; działania te pozwoliły w sposób przyjazny środowisku ochronić walory przyrodnicze, jakim m.in. są pstrągi żyjące w tym potoku) • Energia cieplna pozyskana z wody tunelowej pokrywa większość zapotrzebowania na energię do ogrzewania pomieszczeń szklarni i sal dla zwiedzających. Pozostałe potrzeby cieplne zaspokaja zastosowanie innych alternatywnych źródeł energii (wykorzystanie m.in. energii słonecznej poprzez umieszczone na dachu kolektory słoneczne, energii wytwarzanej w „mini-elektrowni wodnej" i energii ze spalania biomasy oraz pompy ciepła), co pozytywnie wpływa na ograniczenie emisji szkodliwych gazów, np. CO_2 do atmosfery • Odpady organiczne wytwarzane w uprawie roślin i hodowli ryb będą od wiosny 2011 roku utylizowane w instalacji biogazowej • W obiekcie funkcjonuje zamknięty obieg energii cieplnej i materii
Gospodarcze i społeczne	• Uprawa roślin egzotycznych w celach: pozyskiwania owoców tropikalnych, ozdobnych oraz turystyczno-edukacyjnych • Hodowla ryb ciepłolubnych (jesiotra syberyjskiego i sterleta) oraz pozyskiwanie kawioru – przedsięwzięcie pionierskie i unikalne w regionie alpejskim • Stworzenie nowych miejsc pracy w sektorze usługowym i zapewnienie alternatywy dla pracy w rolnictwie • Zatrudnienie ok. 90 pracowników – mieszkańców regionu • Rozbudowa infrastruktury turystycznej; stworzenie nowej, oryginalnej atrakcji przyciągającej wielu odwiedzających • Wzrost ruchu turystycznego w miejscowości i regionie • Dynamizacja gospodarki miejscowości i regionu • Wzrost potencjału naukowego regionu (współpraca z jednostkami naukowymi, prowadzenie projektów badawczych) • Ważny wymiar edukacyjny projektu (przekazywanie wiedzy w przystępny i atrakcyjny sposób)

- opracowanie i zastosowanie przyjaznych dla zwierząt metod indywidualnego badania ryb (wyniki tego projektu wykorzystywane są w automatycznym sortowaniu ryb według ich wagi, co jest bezpiecznym i bezstresowym badaniem ryb oraz automatyzuje pracę w hodowli),
- zastąpienie mączki rybnej jako pokarmu dla jesiotrów przez produkowane w regionie surowce białkowe (rezygnacja z podawania konwencjonalnego pokarmu dla ryb, którego wytwarzanie budzi kontrowersje prośrodowiskowe i etyczne, i zastąpienie go wysokojakościowym alternatywnym pokarmem białkowym, produkowanym przez regionalne rolnictwo),
- eko-certyfikacja hodowli jesiotra i produkcji owoców tropikalnych (do priorytetów w działalności gospodarczej *Tropenhaus Frutigen* należy zastosowanie wysokiej jakości pokarmu dla ryb, zapewnienie optymalnych warunków ich hodowli, rezygnacja z zastosowania antybiotyków, leków i chemicznych środków ochrony roślin),
- sprzedaż (marketing i promocja) regionalnych specjalności (*Tropenhaus Frutigen* poprzez produkcję i sprzedaż własnych, oryginalnych produktów spożywczych o wysokiej jakości przyczynia się do stworzenia unikalnej marki regionalnej, dzięki czemu wzmacnia się pozycja gospodarcza i uznanie społeczne miejscowości i regionu).

W pomieszczeniach „termalnej palmiarni" mogą się odbywać oficjalne spotkania i wydarzenia kulturalno-towarzyskie, jak np. konferencje, seminaria, zajęcia edukacyjne, okazjonalne przyjęcia rodzinne itp.

Szeroka oferta edukacyjna dla odwiedzających wzbogacona jest ponadto o możliwość skorzystania z restauracji, aby skosztować wielu specjalności, jakimi są dania z jesiotra, kawior i egzotyczne owoce, zaś w sklepie można zaopatrzyć się w lokalne, markowe produkty spożywcze, pochodzące z miejscowej uprawy roślin tropikalnych i hodowli ryb. Powyższe propozycje dla gości są odzwierciedleniem filozofii *Tropenhaus Frutigen*, która opiera się na zrównoważonym rozwoju, powiązaniu z regionem oraz przetwarzaniu miejscowych surowców w markowe produkty o wysokiej jakości.

Firma *Tropenhaus Frutigen* w ciągu swojej dotychczasowej zaledwie kilkuletniej działalności uzyskała kilka znaczących nagród związanych zarówno z alternatywną energetyką i zrównoważonym rozwojem, jak i innowacyjnością: „Milestone" 2010 (najważniejsza nagroda szwajcarskiej branży turystycznej) w kat. zrównoważony rozwój; ICD Award 2010; Idee-Suisse Award 2009 oraz Prix-Evenir 2007.

Fot. 4. Egzotyczne owoce z alpejskich szklarni są atrakcyjną regionalną specjalnością (źródło: arch. „Tropenhaus Frutigen AG")

GLOBEnergia45Akademia Viessmann

Źródła:

- www.tropenhaus-frutigen.ch
- www.de.wikipedia.org
- www.nzz.ch
- www.swissinfo.ch
- www.videoportal.sf.tv
- www.htr-milestone.ch
- Materiały promocyjne udostępnione przez *Tropenhaus Frutigen AG*
- Smętkiewicz K., 2010, *Ciepło z tunelu – geotermia tunelowa – Tunnelthermie®* , GLOB Energia 3/2010, s. 39-41
- Śródtytuły: „Tropikalna wyspa w Alpach" oraz *Tropenhaus Frutigen* jako „rajska dżungla wiedzy" zostały przetłumaczone z materiałów promocyjnych udostępnionych przez *Tropenhaus Frutigen AG.*

Podziękowanie / Danksagung

Artykuł powstał m.in. na podstawie materiałów (artykułów i zdjęć) otrzymanych od Pani Kierownik Działu Marketingu i Sprzedaży *Tropenhaus Frutigen*, Beate Makowsky. Autorka artykułu dziękuje za udostępnienie tych materiałów.

Dieser Artikel wurde u.a. anhand der Materialien (Texte sowie Bilder) verfasst, die von Frau Beate Makowsky (Leiterin der Marketing- und Verkaufsabteilung im Tropenhaus Frutigen AG) zur Verfügung gestellt wurden. Autorin des Artikels bedankt sich für diese Hilfe.

Karolina Smętkiewicz
Redakcja GLOB Energia

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych – geotermia

Krajowy plan działania – cele i założenia

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) przedłożony przez ministra gospodarki został przyjęty przez Radę Ministrów dnia 7 grudnia 2010 roku, natomiast dnia 9 grudnia 2010 roku został przesłany do Komisji Europejskiej. Jest on realizacją zobowiązań wynikających z art. 4 ust. 1 dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 roku, w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych został opracowany na podstawie schematu stworzonego przez Komisję Europejską (decyzja Komisji 2009/548/WE z dnia 30 czerwca 2009 roku ustanawiająca schemat krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych na mocy dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady). Zgodnie z założeniami KPD rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii ma w znaczący sposób przyczynić się do zaspokojenia stale wzrastającego zapotrzebowania na energię w Polsce, przełożyć na pozytywny efekt ekologiczny, dzięki ograniczeniu emisji zanieczyszczeń, jak również zmniejszyć stopień uzależnienia od dostaw energii importowanej spoza granic kraju.

Poprawa poziomu dywersyfikacji dostaw oznacza w praktyce zwiększenie udziału energetyki rozproszonej, bazującej na wykorzystaniu surowców lokalnych. Niewątpliwie przełoży się to na rozwój dotychczas słabo rozwiniętych regionów, obfitujących w zasoby energii odnawialnej, a także znajdzie swe odzwierciedlenie we wzroście zatrudnienia w sektorze gospodarki dzięki realizacji nowych inwestycji.

Krajowy plan działania określa cele państwa w zakresie udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w sektorach transportowym, sektorze energii elektrycznej, a także sektorze ogrzewania i chłodzenia w roku 2020, przy czym uwzględniony został wpływ innych środków polityki efektywności energetycznej na finalne zużycie energii, jak również odpowiednie kroki , jakie należy podjąć w celu osiągnięcia krajowych celów ogólnych w zakresie udziału OŹE w wykorzystaniu energii finalnej i wypełnienia zobowiązań wynikających z dyrektywy 2009/28/WE. Dokument określa również współpracę pomiędzy organami na szczeblu lokalnym, regionalnym i krajowym, a także przybliża szczegółowe prognozy na temat udziału odnawialnych źródeł energii, jakie zawarte były w Polityce energetycznej Polski do roku 2030, przyjętej przez Radę Ministrów w 2009 roku. Zgodnie z założeniami Polska do 2020 roku powinna osiągnąć poziom 15,5% udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, w zużyciu energii końcowej brutto, w sposób zrównoważony, przy czym kluczem do osiągnięcia celu mają być głównie rozwój energetyki wiatrowej oraz zwiększenie wykorzystania biomasy.

Założenia krajowego planu działania dotyczące geotermii

Energia geotermalna stanowi na świecie bardzo istotną gałąź wśród odnawialnych źródeł energii. Stale odnotowuje się wzrost instalowanej mocy, a udział produkcji energii jest również coraz większy. Rozwijane są nowe technologie, stale udoskonalane są też te już istniejące. Rozwój geotermii wpływa pozytywnie zarówno na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak i na efekt ekologiczny dzięki wykorzystaniu czystej energii.

Warunki geotermalne w Polsce

Polska znajduje się w strefie dobrych warunków geotermalnych i ma znaczne zasoby geotermalne nadające się do bezpośredniego wykorzystania, głównie w zakresie ciepłownictwa. Rozwój geotermii i zagospodarowanie energii zakumulowanej pod powierzchnią Ziemi może znacząco przyczynić się do wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym kraju i pozwolić wypełnić zobowiązania międzynarodowe oraz pomóc w realizacji strategii energetycznej kraju.

Polska leży poza strefami aktywności wulkanicznej, w związku z czym strumień cieplny na obszarze kraju waha się w przedziale wartości średnich i niskich, od ok. 25-40 mW/m^2 w obrębie platformy prekambryjskiej, 50- 90 mW/m^2 w obszarach platformy paleozoicznej do 50-80 mW/m^2 w rejonach Karpat. W Polsce występują zatem zasoby geotermalne niskotemperaturowe, a zlokalizowane tu baseny sedymentacyjno-strukturalne odznaczają się udokumentowanymi temperaturami eksploatacyjnymi wód na poziomie od 20 do 86 ^{0}C. Całkiem realne jest jednak dalsze rozpoznanie zasobów eksploatacyjnych wód geotermalnych o temperaturze 80-90^{0}C, a lokalnie nawet przekraczających 100^{0}C. W związku z położeniem poza strefami współczesnej aktywności wulkanicznej lub aktywności tektonicznej, praktycznie nie ma w Polsce warunków do występowania złóż wysokotemperaturowych (złóż gorących par), nadających się do bezpośredniego wykorzystania przy produkcji energii elektrycznej.

Realną perspektywą jest natomiast udostępnienie i wykorzystanie zasobów wód geotermalnych o stosunkowo wysokich temperaturach, a także wydajnościach, występujących na dość niewielkich głębokościach rzędu 1500-2200 m. Obszary odznaczające się w Polsce optymalnymi warunkami występowania złóż wód geotermalnych pokrywają się równocześnie w znacznym stopniu z rozbudowanymi rejonami i obszarami miejskimi, co stwarza szansę na ich kaskadowe wykorzystanie w szerokim zakresie temperatur, pod warunkiem korzystnych warunkach lokalnych. W praktyce oznacza to odzysk ciepła w miarę spadku temperatury na kolejnych wymiennikach ciepła, począwszy od ogrzewania budynków, szklarni, hodowli ryb oraz innych zwierząt, suszenia produktów rolnych i przemysłowych, podgrzewania gleby, aż do basenów kąpielowych i balneoterapii. Najczęściej jednak energia geotermalna wykorzystywana jest w Polsce selektywnie – tylko do celów grzewczych na potrzeby sektora komunalno-bytowego. Koszt pozyskania jednostki ciepła przy wykorzystaniu energii geotermalnej w obu przypadkach może być jednak konkurencyjny w stosunku do produkcji opartej na tradycyjnych nośnikach energii.

GLOBEnergia46Akademia Viessmann

Tab. 1. Wykorzystanie geotermii w Polsce (Kępińska, 2010)

Lokalizacja	Maksymalne wykorzystanie			Moc zainstalowana MW	Roczne wykorzystanie		
	wydajność otworu kg/s	temperatura			średnia wydajność kg/s	energia TJ/rok	współczynnik wykorzystania mocy
		pobrana	oddana				
Podhale – Geotermia Podhalańska	125	87	55	41	91	267	0,21
Pyrzyce	100,1	61	28	14,8	44,2	30	0,07
Uniejów	33,4	68	42	3,2	13,9	14	0,14
Stargard Szczeciński	69,8	87	64	10	27,8	86	0,27
Podhale – Aqua Park, Zakopane	13,9	37	28	0,5	6,9	8,8	0,61
Podhale – Szymoszkowa, Zakopane	22,2	27	23	0,4	11	5	0,43
Podhale – Terma Bukowina Tatrzańska	11,2	64,5	28	0,4	11,2	3,2	0,27
Podhale – Termy Podhalańskie	4,2	38	32	0,1	4,2	2,5	0,56
Geotermia Grudziądz-Marusza	5	20-22	bd	0	0,1	bd	bd
Termy Uniejów	8,3	42	28	0,5	8,4	7,7	0,49
Uniejów	8,3	28	20	0,3	8,3	4,4	0,5
Termy Mszczonów	4,2	32	28	0,1	4,2	1,1	0,5
Cieplice	7,5	36-39	26	0,4	6	10	0,79
Lądek Zdrój	13,8	20-44	30-34	0,7	9,8	12	0,54
Duszniki	5,5	19-21	19	0,1	5,5	0,7	0,44
Ciechocinek	56,8	27-29	20	1,9	4,2	2,8	0,05
Konstancin	2,5	29	12	1,8	0,1	0,2	0,01
Ustroń	0,9	28	11	0,6	0,4	0,6	0,9
Iwonicz	3	21	10	1,4	0,4	0,6	0,02
SUMA	495,6			77,95	257,3	456,6	

Polska może pochwalić się długimi tradycjami, jeśli chodzi o stosowanie wód geotermalnych dla celów balneologicznych. W Polsce wody geotermalne od stuleci wykorzystuje się w lecznictwie w wielu uzdrowiskach .

Z dotychczasowych badań i analiz wynika, iż na obszarze Polski znajduje się ok. 6600 km^3 wód geotermalnych, o temperaturach rzędu 27-125^{0}C, których zasoby odznaczają się dość regularnym rozmieszczeniem w wydzielonych basenach geotermalnych, zaliczanych do określonych prowincji i okręgów geotermalnych. Zdecydowana większość, bo aż 90% zasobów wód geotermalnych zlokalizowanych jest w obrębie Niżu Polskiego i odznacza się korzystnymi warunkami hydrogeologicznymi, stwarzającymi dobre warunki do wykorzystania do celów energetycznych. Prowadzone są prace nad wykorzystaniem energii geotermalnej do produkcji energii elektrycznej, a teoretyczne jej zasoby szacowane są na 387 EJ. Ocenia się, iż na głębokości 3–4 km mogą występować temperatury sięgające nawet do 130^{0}C.

Zasoby wód geotermalnych w Polsce związane są z różnymi piętrami stratygraficznymi i zalegają na różnej głębokości. Największe znaczenie mają zbiorniki górno- i środkowojurajski, a także górno- i dolnotriasowy. Do najbardziej perspektywicznych rejonów dla występowania oraz wykorzystania wód geotermalnych należą przede wszystkim obszar Niżu Polskiego, ale również Sudety oraz Karpaty – głównie Podhale.

Obecnie w Polsce działa sześć dużych zakładów geotermalnych :

- Bańska Niżna Na Podhalu (od 1993 roku) – obecnie jest to największy geotermalny zakład ciepłowniczy na kontynencie europejskim pod względem docelowej mocy oraz produkcji ciepła (wg danych z KPD)
- Pyrzyce (od 1996 roku)
- Mszczonów (od 1999 roku)
- Uniejów (od 2001 roku)
- Słomniki (od 2002 roku)
- Stargard Szczeciński (od 2004 roku) – przy czy geotermia Stargard jest obecnie nieczynna z powodu problemów z chłonnością odwiertu.

Według KPD całkowita moc zainstalowana do wykorzystania bezpośredniego (dane z 2004 roku), wyniosła 170,8 MWt (z czego 162,6 MWt do celów centralnego ogrzewania), natomiast zużycie ciepła wyniosło 838,8 GJ (w tym 806,4 GJ na potrzeby centralnego ogrzewania).

Zgodnie z najnowszymi danymi całkowita moc zainstalowana wyniosła 281,05 MW (w tym pompy ciepła 203,1), zaś roczna produkcja energii cieplnej ukształtowała się na poziomie 1501,1 TJ/r (w tym pompy ciepła – 1044,5). Jest to stan na dzień 1 stycznia 2009 roku (Kępińska, 2010)

Wsparcie finansowe

Główne źródła finansowania inwestycji związanych z pozyskaniem energii geotermalnej do roku 2020 to przede wszystkim fundusze strukturalne oraz fundusze spójności UE. Łącznie na geotermię oraz energetykę wodną zarezerwowano prawie 192 mln euro w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Ochrona Środowiska oraz w 16 Regionalnych Programach Operacyjnych na lata 2007–2013, co przy proporcjonalnym podziale środków daje sumę blisko 96 mln euro na samą geotermię głęboką.

Scenariusze rozwoju geotermii

Dla celów KPD w zakresie geotermii przyjęto trzy scenariusze:

Scenariusz maksymalny – opracowany na podstawie Polityki energetycznej Polski do roku 2030, gdzie oba opracowania opierają się na ekonomicznym potencjale Polski w sektorze geotermii. Scenariusze te nie uwzględniają możliwości pozyskiwania energii elektrycznej z energii geotermalnej, choć prognozuje się, iż będzie to możliwe już około 2012 roku.

Scenariusz minimalny – zakłada powolny wzrost energetyki geotermalnej, opierając się na danych EurObservera oraz mapy drogowej EEP_REPAP dla Polski do 2020 roku. Przyjmuje się powolny rozwój wykorzystania energii geotermalnej, co wynika głównie z istniejących barier dla rozwoju geotermii głębokiej. Tak zwany scenariusz *status quo* – niezakładający zmian systemowych dla dodatkowego wsparcia geotermii.

Scenariusz rekomendowany – w praktyce jest on zbieżny do założeń Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię

GLOBEnergia47Akademia Viessmann

do 2030 roku, opartej na przewidywaniach naukowców PAN. Scenariusz ten uwzględnia niewielki rozwój dla instalacji pilotażowych o mocy w zakresie od kilkuset kW do 1 MW, z uwagi na możliwość zastosowania tzw. instalacji binarnych (typu Kalina czy ORC), które do generacji prądu mogą wykorzystywać już wody o niższych temperaturach, rzędu 90-120^{0}C. Tego typu instalacje od kilku lat z powodzeniem pracują w Austrii i Niemczech. Przewiduje się również wsparcie dla układów kogeneracyjnych (a więc współwytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej). Według ekspertów Polska posiada złoża wód podziemnych o odpowiednich temperaturach i możliwe jest wykorzystanie energii geotermalnej do produkcji energii elektrycznej, która już w latach 2011-2012 może wynieść ok. 1 MW, w latach 2014-2015 ok. 2 MW a do roku 2020 ok. 5 MWW latach 2011-2012 przewidywane są w Polsce inwestycje rzędu 100-120 mln zł, na lata 2014-2015 ok. 100-150 mln zł, a w roku 2020 ok. 100-150 mln zł.

Niewątpliwie geotermia nieustannie się rozwija, wprowadzane są nowe technologie, a już istniejące są ciągle udoskonalane. Nie brakuje również pomysłów na jej coraz szersze wykorzystanie w różnych dziedzinach naszego życia.

Źródła:

- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych
- Atlas zasobów geotermalnych dla Niżu Polskiego
- Kępińska B., 2010: *Geothermal Energy Country Update Report from Poland, 2005 - 2009*, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010

Marcelina Cherjan

Tab. 2. Oszacowanie wkładu energii geotermalnej w dostarczanie energii w Polsce w latach 2009-2020 (źródło: KPD)

Scenariusz minimalny	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia geotermalna [TJ] – łącznie	909,3	981,3	995,8	1 233,60	990,5	998,7	1 149,70	1 715,00	1 886,50	2 075,20	2 282,70	2 510,90	2 762,00	3 038,20	3 835,70	5 124,20
Energia geotermalna [TJ] – głęboka	476	535	439	480	576	580	638	701,8	772	849,2	934,1	1 027,50	1 130,30	1 243,30	1 367,60	1 504,40
Energia geotermalna [TJ] – płytka	433,3	446,3	556,8	753,6	414,5	418,7	511,7	1 013,20	1 114,50	1 226,00	1 348,60	1 483,40	1 631,80	1 795,00	2 468,10	3 619,80
Energia geotermalna – cieplna [MW] bez pomp	92,7	92,9	110	111,1	112,2	113,3	114,5	115,6	116,8	117,9	119,1	120,3	121,5	122,7	124	125,2
Energia geotermalna [KTOE] łącznie	21,7	23,4	23,8	29,5	23,7	23,9	27,5	41	45,1	49,6	54,5	60	66	72,6	91,6	122,4
Energia elektryczna [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pompy ciepła																
Moc zainstalowanych pomp [MWt]	103,5	106,6	133	180	198	200	220	242	266,2	292,8	322,1	354,3	389,7	428,7	471,6	518,7
Wykorzystanie energii [KTOE]	10,4	10,7	13,3	18	9,9	10	12,2	24,2	26,6	29,3	32,2	35,4	39	42,9	58,9	86,5
Scenariusz maksymalny	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia geotermalna [TJ] – łącznie	909,3	981,3	995,8	1 233,60	936,5	946	1 157,60	1 677,30	2 166,50	2 510,60	3 603,90	4 618,70	5 625,40	6 499,00	7 928,40	8 936,60
Energia geotermalna [TJ] – głęboka	476	535	439	480	522	527,3	543,6	679,5	849,3	1 061,70	1 327,10	1 658,90	2 073,60	2 592,00	3 240,00	4 050,00
Energia geotermalna [TJ] – płytka	433,3	446,3	556,8	753,6	414,5	418,7	614,1	997,9	1 317,20	1 448,90	2 276,80	2 959,90	3 551,80	3 907,00	4 688,40	4 886,60
Energia geotermalna – cieplna [MW] bez pomp	92,7	92,9	110	116,6	122,4	123,7	124,9	131,1	133,8	136,4	139,2	141,9	144,8	147,7	150,6	158
Energia geotermalna [KTOE] – łącznie	21,7	23,4	23,8	29,5	22,4	22,6	27,6	40,1	51,7	60	86,1	110,3	134,4	155,2	189,4	213,4
Energia elektryczna [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pompy ciepła																
Moc zainstalowanych pomp [MWt]	103,5	106,6	133	180	198	200	220	286	314,6	346,1	380,7	494,9	593,8	653,2	783,9	817
Wykorzystanie energii [KTOE]	10,4	10,7	13,3	18	9,9	10	14,7	23,8	31,5	34,6	54,4	70,7	84,8	93,3	112	116,7
Scenariusz realistyczny	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia geotermalna [TJ] – łącznie	909,3	981,3	995,8	1 233,60	1 521,10	1 893,40	2 016,70	2 351,80	2 749,30	3 221,70	3 953,80	4 663,30	5 512,80	6 531,40	6 867,40	7 455,80
Energia geotermalna [TJ] głęboka	476	535	439	480	600	963	984	1 205,50	1 476,80	1 809,30	2 386,00	2 923,10	3 581,10	4 387,20	4 487,40	4 814,00
Energia geotermalna [TJ] – płytka	433,3	446,3	556,8	753,6	921,1	930,4	1 032,70	1 146,30	1 272,40	1 412,40	1 567,80	1 740,20	1 931,70	2 144,10	2 380,00	2 641,80
Energia geotermalna – cieplna [MW] bez pomp	92,7	92,9	110	111,7	113,3	115	116,7	118,5	120,3	122,1	123,9	125,8	127,7	129,6	131,5	133,5
Energia geotermalna [KTOE]	11,4	12,8	10,5	11,5	14,3	23	23,5	28,8	35,3	43,2	57	69,8	85,5	104,8	107,2	178,1
Energia elektryczna [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pompy ciepła																
Moc zainstalowanych pomp [MWt]	103,5	106,6	133	180	198	200	222	246,4	273,5	303,6	337	374,1	415,2	460,9	511,6	567,9
Wykorzystanie energii [KTOE]	5,8	5,9	7,4	10	22	22,2	24,7	27,4	30,4	33,7	37,4	41,6	46,1	51,2	56,8	63,1

GLOBEnergia48Akademia Viessmann