

Potencjał źródeł energii w Polsce

Farmy wiatrowe na lądzie i morzu, fotowoltaika, elektrownie jądrowe oraz elektrownie gazowe (mogą to być elektrownie zasilane metanem z biometanu lub gazu ziemnego albo wodorem) to źródła energii o największym potencjale w polskich warunkach geograficznych i klimatycznych. Inne źródła energii, takie jak elektrownie wodne, kolektory słoneczne, spalarnie, geotermia, elektrownie węglowe, energia fal i pływów i in. mają dużo mniejszy potencjał.

Elektrownie wodne

Elektrownie wodne wykorzystują energię potencjalną spiętrzonej wody, która podczas spadku zamienia się w energię kinetyczną i następnie w ruch obrotowy turbiny połączonej z generatorem. Polska nie ma niestety dobrych warunków do wdrażania hydroenergetyki – jesteśmy krajem o niewielkich przewyższeniach i niewielkich opadach. Cała energia potencjalna wody spadającej na polskim terytorium, przeliczona na wykorzystywane przez nas jednostki to ok. 100 TWh. Większość tej wody wyparowuje, wsiąka w ziemię lub powoli spływa małymi ciekami o niewielkim spadku, nie jest więc dostępna dla wykorzystania przez elektrownie wodne.

Wzór na energię potencjalną to $m \cdot g \cdot h$, czyli iloczyn masy wody, przyspieszenia ziemskiego (10 m/s^2) i różnicy wysokości. Gdy mamy na wysokości 10 m kamień o masie 1 kg, jego energia potencjalna wynosi $1 \cdot 10 \cdot 10 = 100 \text{ J}$.

Przyjmując orientacyjnie, że średnie opady na terytorium Polski wynoszą 600 mm (0,6 m) rocznie, to na terytorium naszego kraju ($312\,679 \text{ km}^2 = 312\,679\,000\,000 \text{ m}^2$) w ciągu roku spada $0,6 \cdot 312\,679\,000\,000 = 187\,600\,000\,000 \text{ m}^3$ wody, o masie (1 m^3 wody waży 1000 kg) $187\,600\,000\,000\,000 \text{ kg}$.

Średnia wysokość naszego kraju nad poziomem morza wynosi 173 m, więc cała energia potencjalna wody spadającej w ciągu roku na terytorium Polski wynosi $187\,600\,000\,000\,000 \cdot 10 \cdot 173 = 324\,560\,800\,000\,000 \text{ J} = 325 \text{ PJ} = 90 \text{ TWh}$. Ponieważ na wyżynach pada trochę więcej niż na terenach nizinnych (większa wysokość n.p.m.), zaokrąglimy to w górę do 100 TWh.

Gdybyśmy – bardzo optymistycznie rzecz biorąc – byli w stanie wykorzystać 10% całości energii potencjalnej wody spadającej na terytorium Polski, pozwoliłoby to nam wyprodukować 10 TWh prądu. Obecnie polskie przepływowe elektrownie wodne generują ok. 1 TWh prądu rocznie (Włocławek 740 GWh, Solina 90 GWh, Porąbka 3 GWh + niewielka w skali kraju produkcja z małych hydroelektrowni), ze średnią mocą ok. 0,1 GW. Podwojenie produkcji do ~2 TWh rocznie wymagałoby wielkiego programu budowy tam na rzekach, co byłoby zarówno nieefektywne kosztowo, jak i destrukcyjne dla środowiska. W naszych obliczeniach w ogóle nie będziemy brać pod uwagę elektrowni wodnych, bo ich udział w bilansie energetycznym kraju tak czy inaczej będzie symboliczny.

Tym niemniej elektrownie wodne mogą odegrać całkiem pozytywną rolę w naszym systemie energetycznym... ale nie jako źródła energii, lecz jako jej magazyny: elektrownie szczytowo-pompowe (ESP). To elektrownie wodne posiadające dwa zbiorniki: jeden na górze, a drugi na dole. W okresach nadprodukcji prądu ESP przepompowują wodę ze zbiornika u podnóża wzniesienia do zbiornika na górze, używając do tego taniego prądu, zakupionego poza szczytem. W okresach wzmożonego zapotrzebowania na elektryczność, odzyskują prąd przy użyciu turbin, jak w zwykłej elektrowni wodnej, sprzedając go drożej i zarabiając na tym. Obecnie polskie ESP mogą zmagazynować ok. 10 GWh, planowana jest też budowa kolejnych instalacji.

Kolektory słoneczne

A jak z kolektorami słonecznymi, czyli tzw. solarami, wykorzystującymi energię promieniowania słonecznego do wytwarzania ciepła? Ich zaletą jest relatywnie prosta konstrukcja, nie wymagająca trudno dostępnych surowców. W polskich warunkach dają one dużo ciepła w słonecznej połowie roku, a niewiele w miesiącach zimowych, co niestety nie pasuje do profilu zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania domów, który jest dokładnie odwrotny. Kolektory nadają się za to do zapewnienia ciepła do ogrzewania wody użytkowej od marca do października, w okresie zimowym dostarczają tylko części potrzebnej do tego celu energii (można je przewymiarować, ale praca wielkiej baterii kolektorów przez tak krótki czas byłaby nieopłacalna ekonomicznie).

Czy kolektory będą przydatne, skoro w ciepłej i słonecznej porze roku w ciągu dnia fotowoltaika będzie wytwarzać olbrzymie nadwyżki prądu? W pewnych zastosowaniach mogą mieć sens, na przykład do dogrzewania wody w basenach odkrytych, jednak będą to zastosowania raczej niszowe, a udział generowanej przez nie energii cieplnej (przypomnę, w warunkach polskich mówimy o ciepłe niskotemperaturowym, nie nadającym się do potrzeb przemysłowych) będzie w naszym miksie energetycznym stosunkowo niewielki.

Spalanie odpadów

Powstawanie spalarni bazuje na tym, że mamy potężny, liczony w milionach ton, strumień odpadów, które wyrzucone na wysypisko będą emitować metan (ich frakcja biologiczna) oraz zalegać przez setki lat (to tworzywa sztuczne, metale itd.). Spalenie tych odpadów nie dość, że ma zapobiegać tym negatywnym konsekwencjom, to jeszcze wygeneruje energię. Zamiast kosztów składowania mielibyśmy więc zyski z produkcji i sprzedaży energii.

Miejmy jednak świadomość, że nie będzie to istotne źródło energii – obecnie polskie zakłady termicznej przeróbki odpadów, spalając ok. 1 mln ton odpadów komunalnych rocznie, dostarczają ok. 2 TWh ciepła (to niecały 1% ciepła wykorzystywanego do ogrzewania budynków i ciepłej wody) oraz śladowe ilości prądu.

Zgodnie z obowiązującymi wymogami dyrektyw unijnych Polska może poddać spalaniu do 30% zebranych odpadów. Obecne moce spalarni pozwalają zagospodarować ok. 10% odpadów komunalnych wytwarzanych w Polsce, na poziomie do 1,5 mln ton rocznie. Podobną ilość odpadów spalana jest w cementowniach jako paliwo alternatywne. Łącznie, wg danych GUS, „przekształcenie termiczne z odzyskiem energii” odpowiada za zagospodarowanie ponad 20% odpadów komunalnych. W grę wchodzi więc dwukrotne zwiększenie mocy spalarni – odpowiada to mniej więcej 4-5 TWh ciepła rocznie, a przy budowie ich jako elektrociepłowni do 2 TWh prądu rocznie. Nawet w scenariuszu tak agresywnej rozbudowy spalarni, przy docelowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną na poziomie 400 TWh, miałyby one udział w miksie elektroenergetycznym na poziomie 0,5%. Co więcej, ze względu na konieczność ciągłego spalania odbieranych odpadów są słabo sterowalne i nie nadają się na źródło dyspozycyjne.

Kluczowym problemem ze spalarniami jest jednak to, że spalanie odpadów słabo wpisuje się w koncepcję bezemisyjnej i cyrkularnej gospodarki przyszłości. W spalarniach zasadniczo pozyskujemy energię ze spalania tworzyw sztucznych i biomasy. Tworzywa sztuczne robione są z ropy naftowej i gazu ziemnego. Z punktu widzenia zmiany klimatu i wprowadzania nowych atomów węgla do szybkiego cyklu węglowego ich spalanie to jak spalanie ropy czy gazu, tylko z trwającą ileś miesięcy lub lat „poczekalnią” w postaci opakowania czy jakiegoś plastikowego gadżetu. Tak więc spalanie tworzyw sztucznych to jak spalanie ropy lub gazu ziemnego, tyle że jeszcze bardziej wysokoemisyjne ze względu na gorszą efektywność procesu spalania i zużytą po drodze energię. W bezemisyjnym świecie nie ma miejsca na takie praktyki. A co z frakcją biomasową? Ze względu na konieczność zwracania pierwiastków do gleby, dużo lepiej skierować ją do biogazowni lub kompostowania.

Spalarnie niszczą surowce, które powinniśmy poddawać recyklingowi. Inaczej nie miałyby zagwarantowanej wystarczającej wartości energetycznej i masy odpadów, dlatego najbardziej pożądane są plastiki, papier, czy sucha frakcja organiczna – spalarnie nie będą przecież spalać metali, elektroniki czy ceramiki. Jak już spalarnie zostaną wybudowane, będzie presja na zasilanie ich stałą ilością odpadów, aby przynajmniej częściowo skompensować wydatki na budowę instalacji. W ten sposób spalarnie stają się pułapką systemową, utrwalającą odpadotwórczy model gospodarczy na kolejne dekady.

Zamiast inwestować w spalarnie odpadów w duchu epoki linearnego modelu gospodarczego: wyprodukuj, zużyj, spal lub składowaj, powinniśmy podejść do problemu systemowo: projektować produkty i opakowania tak, aby były przyjazne środowisku w produkcji, użytkowaniu, aby były trwałe, mogły być używane wielokrotnie, a na końcu życia nadawały się do recyklingu.

Jeśli już będzie coś mogącego z jakimś sensem podlegać spalaniu, to podejźmy do tego systemowo: chcemy spalanie odpadów zminimalizować, ograniczając je do materiałów niebezpiecznych i tworzyw sztucznych (biomasa ma trafić do biogazowni). Warto robić to w wysokiej temperaturze, pozwalającej skutecznie zlikwidować

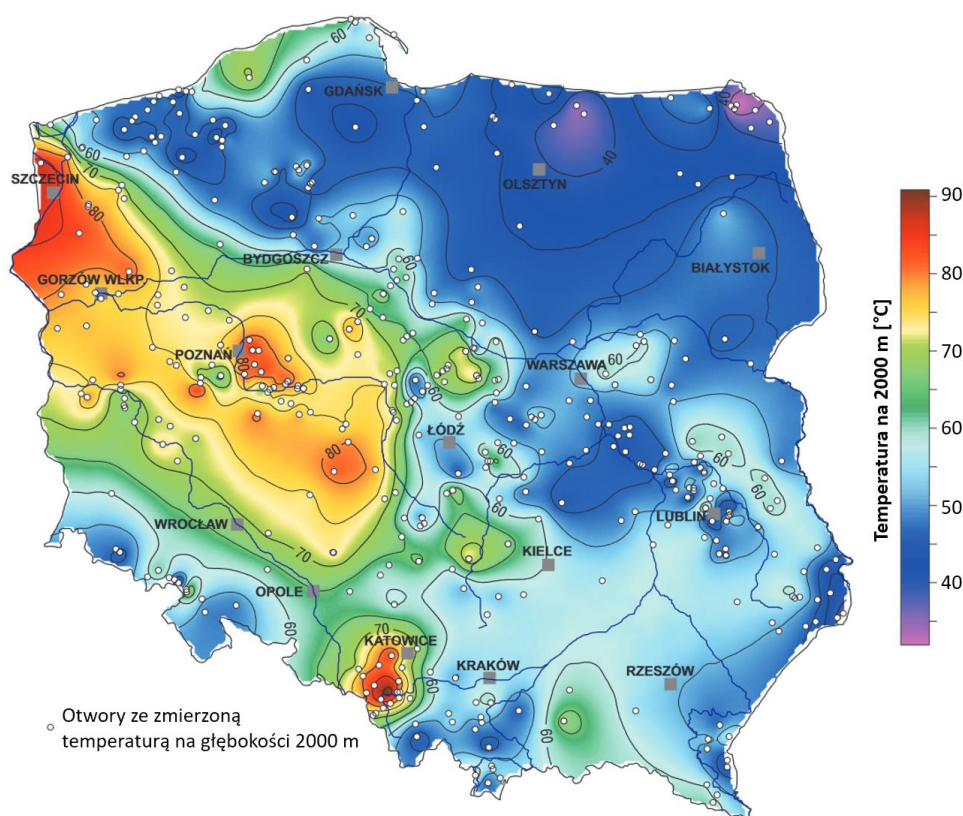
szkodliwe chemikalia, zagospodarować odpady i wychwycić CO₂, do tego bez potrzeby budowy nowych instalacji. Rolę tę mogą spełniać cementownie, w których już dziś 2/3 paliwa stanowią odpady takie jak tworzywa sztuczne czy opony i które już dziś wytwarzają 3-krotnie więcej ciepła ze spalania odpadów niż zakłady termicznej przeróbki odpadów (dla geeków: 30 PJ ciepła z paliw alternatywnych w cementowniach vs 10 PJ w zakładach termicznej przeróbki odpadów). W odróżnieniu od klasycznych spalarni, popioły i żużle powstające w wyniku spalania odpadów są wbudowywane w klinkier cementowy, co można uznać za akceptowalny dla środowiska sposób zagospodarowania takich pozostałości. W cementowniach mamy do czynienia z pochodzącymi z reakcji chemicznych emisjami CO₂, który tak czy inaczej trzeba będzie wychwycić, będą więc wyposażone w odpowiednie instalacje. Gdy tworzywa sztuczne będziemy produkować nie z paliw kopalnych lecz biomasy, umożliwi to wręcz usuwanie CO₂ z obiegu, czyli ujemne emisje: roślina w procesie fotosyntezy pobierze cząsteczkę CO₂ z atmosfery i wbuduje w swoje tkanki. My następnie przerobimy je w tworzywo sztuczne, a na koniec spalimy w piecu cementowni, wychwycimy i usuniemy z obiegu. W ten sposób atom węgla, będący na początku w atmosferze, zostanie z niej usunięty.

Nie powinniśmy więc budować spalarni, lecz odpady do spalania skierować do cementowni wyposażonej w systemy wychwyty CO₂.

Geotermia

Źródłem energii geotermalnej są głębokie partie naszej Ziemi (poniżej 20 km), w których panuje temperatura znacznie przekraczająca 1000°C. Nieco płycej, w skorupie ziemskiej, w sprzyjających warunkach powstają nagromadzenia ciepła Ziemi w wodach, skałach lub w postaci pary wodnej w ilościach, jakie nadają się do ich praktycznego wykorzystania za pomocą otworów wiertniczych.

Ze względu na temperaturę źródła energii umownie wyróżnia się geotermię wysokotemperaturową – powyżej 150°C i niskotemperaturową – poniżej 150°C. W Polsce do głębokości 5 km nie ma warunków geologicznych do przekroczenia tej granicy. Takie warunki mogą występować na obszarach czynnej aktywności wulkanicznej – w Europie są to Islandia, Sycylia i Wyspy Liparyjskie. W naszym kraju zasoby energii geotermalnej nagromadzone są w wodach termalnych zalegających na głębokościach od 1000 do 3000 m, mających temperaturę od 20 do 100°C.



Temperatura na poziomie kilkudziesięciu stopni jest zbyt niska, żeby można było wytwarzać parę i elektryczność. Takie ciepło niskotemperaturowe można natomiast wykorzystać do zaspokojenia potrzeb grzewczych. W Polsce mamy sześć ciepłowni geotermalnych: Podhale, Mszczonów, Pyrzyce, Stargard, Uniejów i Poddębice. We wszystkich czynnych instalacjach temperatura wód termalnych jest zbyt niska, by mogły samodzielnie zasilać systemy ciepłownicze, przez co dostarczenie ciepła do sieci ciepłowniczej wymaga dodatkowego źródła ciepła, zwykle w postaci spalania gazu. W rezultacie udział energii geotermalnej w mocy zainstalowanej w tych obiektach wynosi od 16% w Mszczonowie do 35% w Bańskiej.

Dlaczego korzystamy z zasobów geotermicznych w tak niewielkim stopniu? Odpowiedź jest prosta: ponieważ jest to kosztowne, czasochłonne, podjęcie prac nie gwarantuje sukcesu, a często spotykana wysoka mineralizacja wód (od 1 do 200 g/litr) podnosi koszt utrzymania instalacji.

Instalacje geotermalne w Polsce bazują na głębokich (1600-3000 m poniżej powierzchni terenu) otworach wiertniczych, które z powodu znacznej mineralizacji wód głębinowych muszą być wykonywane w układzie dubletu: jeden otwór służy do pobierania wód, a drugi do ich zatłaczania za powrotem do złoża. Kluczowym składnikiem kosztów inwestycji są otwory wiertnicze. Początkowo muszą one mieć charakter poszukiwawczy, a dopiero następnie – w przypadku natrafienia na odpowiednie warunki – eksploatacyjny. W trakcie prac badawczych musi być dokładnie zbadany potencjał techniczny wód geotermalnych, a także warunki odprowadzenia do górotworu wykorzystanych wód geotermalnych. Dopiero pełne opomiarowanie złoża może stanowić podstawę dla przeprowadzenia analizy opłacalności wykorzystania ciepła geotermalnego w danym systemie ciepłowniczym.

Nawet w przypadku wystąpienia odpowiednio wysokiej temperatury i możliwości poboru dużej ilości ciepła ze złoża, uruchomienie eksploatacji jest warunkowane niebyt wysoką mineralizacją wody. Gdy woda jest mocno zmineralizowana wytrącające się sole powodują korozję rurociągów i rur osłonowych otworów eksploatacyjnych, a nawet ich zatykanie się. W takich warunkach konieczne jest częste czyszczenie wymienników ciepła, cykliczna wymiana urządzeń, a co gorsza rekonstrukcja otworów wiertniczych co kilka lat. Problemy finansowe i ekologiczne istniejących lub zlikwidowanych instalacji miały swoje źródło właśnie w trudnościach z powrotnym zatłaczaniem wody do złoża, korozją urządzeń i zatykaniem otworów eksploatacyjnych wytrącającymi się solami. Tam, gdzie woda jest minimalnie zmineralizowana, jak np. w geotermii Mszczonów i Poddębice, problemy te są mocno ograniczone, a sama woda ze złoża może być nawet wykorzystana do celów konsumpcyjnych.

Zakładając, że w danym miejscu możemy mieć dostęp do wystarczająco obfitych zasobów ciepła geotermicznego o przyzwoicie wysokiej temperaturze (dużych kilkadziesiąt stopni) i niewielkim stopniu zmineralizowania, do czego możemy je wykorzystać? Podobnie jak niskotemperaturowe ciepło z kolektorów słonecznych, nie nadaje się ono do wytwarzania prądu, a jedynie do zaspokojenia potrzeb grzewczych. Wysoki koszt instalacji geotermicznych, które w związku z tym po uruchomieniu powinny działać cały rok, predystynuje je do ogrzewania wody. Dlaczego nie do ogrzewania budynków? Nawet gdybyśmy mieli możliwość poboru wystarczającej ilości ciepła do tego celu, budowa instalacji o mocy będącej dostarczyć ilość niezbędną zimą oznaczałaby, że przez pół roku nie byłaby ona efektywnie wykorzystana, przez co koszt dostarczanego dźwala ciepła byłby dużo wyższy (ponieważ koszt inwestycyjny rozkładałby się na mniej jednostek ciepła). Ekonomicznie byłoby to bardzo nieefektywne. Pozostaniemy więc przy wykorzystaniu geotermii do ogrzewania wody.

Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania wody w Polsce wynosi 40 TWh. Przyjmując (bardzo optymistycznie), że dobre warunki termiczne dla geotermii występują na 1/3 powierzchni Polski (wysoka temperatura), z czego 1/3 odwiertów będzie miała akceptowalnie niską mineralizację, a dostępna ilość ciepła w każdym przypadku wystarczy do zaspokojenia całości zapotrzebowania na ciepłą wodę, otrzymamy potencjał ciepła z geotermii na poziomie 4 TWh, albo 10% zapotrzebowania na ciepłą wodę. I tak liczymy tu „z górką”, bo w miejscach z rozproszoną zabudową nie będziemy ciągnąć sieci ciepłowniczych pomiędzy odwiertem a domami, co dodatkowo

zmniejszy potencjał wykorzystania ciepła geotermicznego. Podsumowując: w przyszłym systemie energetycznym będzie ona grać bardzo niewielką rolę.

Opłacalność geotermii może ulec znacznej poprawie, jeśli będziemy mogli czerpać z niej dodatkowe korzyści. Jedną z potencjalnych opcji jest wykorzystanie wysoko zmineralizowanych wód reliktowych (pozostałych po dawnych morzach) do pozyskiwania rozpuszczonych w nich cennych związków litu, manganu, cynku i innych minerałów^[14]. W przypadku obecności takich związków wysoka mineralizacja wody może stanowić zaletę. Przy zawracaniu wody do złoża taki proces pozyskiwania surowców może być relatywnie bezproblemowy środowiskowo.

Inne źródła energii

Całą resztę bezemisyjnych źródeł energii wrzucimy do jednego worka, ponieważ nie będą one odgrywać w Polsce w najbliższych latach znaczącej roli. Dlaczego?

Źródła energii takie jak energia pływów czy fal grają w światowym miksie energetycznym bardzo małą rolę i choć bez wątplenia będą one rozwijane, to ich rola w najbliższych dekadach będzie co najwyżej uzupełniająca i nie przekroczy kilku procent. Będą one wdrażane w miejscach mających dobre warunki do ich rozwoju – na przykład elektrownie pływowe tam, gdzie poziom wody między przypływem a odpływem zmienia się o kilka metrów (Francja, Wielka Brytania, Kanada); morskie elektrownie falowe zaś tam, gdzie są wielometrowe fale (wybrzeża oceanów). Nasz kraj nie ma dobrych warunków do rozwoju tych źródeł energii: na Bałtyku wysokość pływów wynosi kilka centymetrów, a fale są niskie.

Z kolei synteza termojądrowa, orbitalne elektrownie słoneczne przesyłające na Ziemię energię w postaci mikrofal, wykorzystanie ciepła gorących suchych skał (temperatury setek stopni pozwalają na pozyskiwanie pary do produkcji prądu) czy inne przyszłościowe rozwiązania nie są obecnie komercyjnie dostępne i z perspektywy konieczności szybkiego odchodzenia od paliw kopalnych w najbliższej dekadzie-dwóch nie odegrają znaczącej roli. Stopień złożoności i kosztowności tych technologii jest do tego tak duży, że nie leży w kompetencjach naszego kraju – na pewno będą nad tym pracować Chiny, USA czy kraje UE, a może i bogate korporacje, więc nie można wykluczyć, że rozwiązania te za jakiś czas będą dostępne. Nie mamy już jednak czasu, żeby czekać z transformacją energetyczną na jakąś na razie nieopracowaną technologię, więc oprzemy się na tym, co jest już, a jak z biegiem czasu pojawią się nowe możliwości dekarbonizacji, to tylko ułatwi nam to sprawę.