

Prof. dr hab. inż. Janusz Badur, mgr inż. Tomasz Kowalczyk,  
Zakład Konwersji Energii, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

# Uelastycznienie pracy bloku parowego klasy 200 MW źródłem geotermalnym

W artykule przedstawiono możliwość wykorzystania źródła geotermalnego do wspomagania pracy bloku parowego klasy 200 MW. Zaproponowane rozwiązanie zmniejsza zużycie węgla i poprawia elastyczność pracy bloku, którą można dodatkowo rozszerzyć przy zastosowaniu magazynów ciepłej wody lub akumulacji ciepła w gruncie podczas jego termicznej regeneracji.

W pracy przedstawiono zyski płynące z integracji odnawialnego źródła energii z obiegiem cieplnym turbiny parowej. Wykazano, że podejście takie, poza oczywistymi korzyściami inwestycyjnymi, posiada o ponad 10 punktów procentowych wyższą sprawność konwersji energii termicznej źródła geotermalnego niż dedykowana mikroturbina parowa.

Rozwój odnawialnych źródeł energii wpływa zazwyczaj negatywnie na reżim pracy elektrowni ciepłych. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, które charakteryzują się niestalością pracy oraz pewną nieprzewidywalnością. Jak pokazano we wcześniejszych pracach autorów [1],[2],[3], pierwszeństwo generacji energii elektrycznej przez tego typu elektrownie jest niekorzystne dla elektrowni ciepłych szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Prowadzi to do częstszych odstawień bloków ciepłych do gorącej rezerwy, z uwagi na

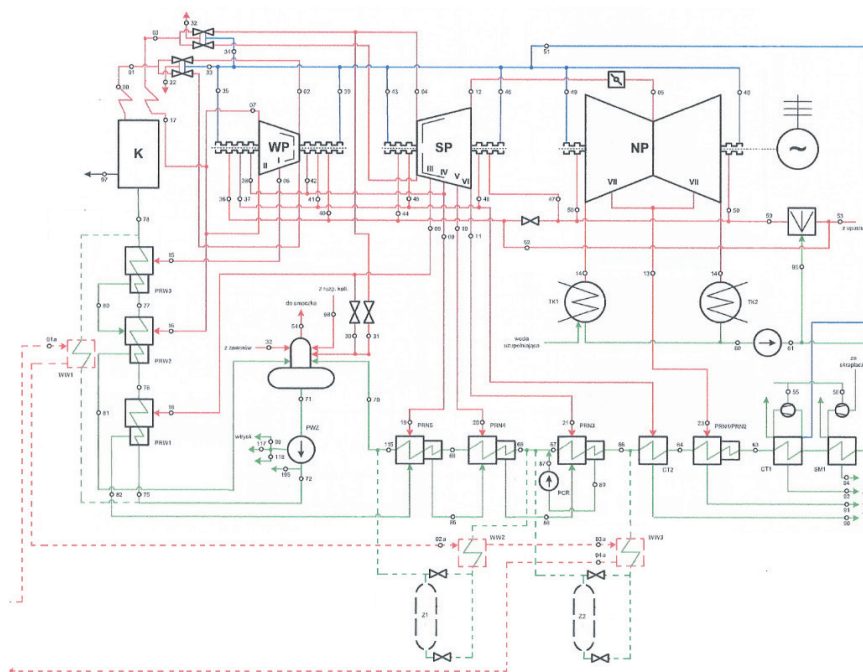


fot: freemages.com

ograniczenia minimalnego obciążenia kotłów. Z drugiej strony, bloki te muszą być utrzymywane w warunkach umożliwiających jak najszybszy start w sytuacji spadku mocy generowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. W przywołanych pracach przedstawiono niektóre z możliwości uelastycznienia pracy bloków ciepłych. Natomiast w niniejszej pracy przedstawiono możliwość wykorzystania OZE, jakim jest źródło geotermalne, do obniżenia zużycia węgla oraz do poprawy elastyczności ruchowej bloku ciepłego klasy 200 MW.

Źródła geotermalne mogą występować w formie pary, gorącej wody lub gorących skał, umożliwiających podgrzanie zatłoczonej wody lub oleju termalnego. W pracy przedstawiono wyniki modelowania bloku parowego o mocy 200 MW wspomaganego źródłem geotermalnym o temperaturze w zakresie 110 – 300°C. W przypadku bliskiej lokalizacji elektrowni parowej względem źródła geotermalnego warto wykorzystać turbinę i instalacje już istniejące, ogranicza to koszty inwestycyjne oraz eksploatacyjne przedsięwzięcia. Proponowane rozwiązanie, poza odwiertem głębinowym, wymaga jedynie trzech wymienników ciepła typu woda-woda o łącznej mocy 22 MW oraz niewielkiej modyfikacji obiegu ciepłego turbiny parowej wynikającej z integracji owych wymienników z układem termicznej regeneracji wody zasilającej kocioł. Są to prace wymagające znacznie mniejszych nakładów finansowych niż budowa samodzielnego turbozespołu parowego o mocy ok. 8 MW elektrycznych. Ponadto, rozwiązanie takie pozwala na produkowanie energii elektrycznej ze sprawnością nawet o ponad 10 punktów procentowych wyższą niż indywidualna elektrownia geotermalna m.in. dzięki wykorzystaniu wysokosprawnego turbozespołu parowego z układem regeneracji termicznej wody zasilającej kocioł oraz z uwagi na eliminację problemu obniżania się temperatury wody w obiegu geotermalnym, związanym z ograniczoną wydajnością cieplną takiego źródła.

W pracy zastosowano model szybkiego wychładzania źródła w czasie eks-



Rys. 1 Schemat obiegu parowego z układem zasilania ze źródła geotermalnego (czerwone linie przerywane) oraz bypasy wymienników regeneracyjnych wraz z systemem magazynowania ciepłej wody (zielone linie przerywane).

ploatacji. Rozwiązanie takie po pierwsze odpowiada warunkom eksploatacji źródeł o małej pojemności cieplnej, a po drugie umożliwia określenie sprawności obiegu dla różnych temperatur źródła oraz narzuca konieczność zapewnienia czasu na regenerację termiczną gruntu. W tym celu przyjęto następujący schemat eksploatacji źródła:

”

**W przypadku bliskiej lokalizacji elektrowni parowej względem źródła geotermalnego warto wykorzystać turbinę i instalacje już istniejące, ogranicza to koszty inwestycyjne oraz eksploatacyjne przedsięwzięcia**

- 4-godzinna praca w porannym szczycie obciążenia systemu elektroenergetycznego,
- 4-godzinna dzienna regeneracja termiczna źródła,

- 4-godzinna praca w wieczornym szczycie obciążenia systemu,
- 12-godzinna regeneracja termiczna źródła.

Przy założeniu, że woda ze źródła jest ochładzana do temperatury 60°C w trakcie podgrzewania wody kotłowej, a jej masowym wydatkiem wynosi 20 kg/s, strumienie ciepła wyniosą odpowiednio:

- $Q = 21.3 \text{ MWt}$  dla  $t_1 = 300^\circ\text{C}$
- $Q = 12.7 \text{ MWt}$  dla  $t_1 = 210^\circ\text{C}$
- $Q = 7.5 \text{ MWt}$  dla  $t_1 = 150^\circ\text{C}$
- $Q = 4.1 \text{ MWt}$  dla  $t_1 = 110^\circ\text{C}$

Tak zróżnicowane temperatury wody wymagają zastosowania aż trzech wymienników ciepła w celu efektywnego wykorzystania energii źródła geotermalnego. Układ wymienników przedstawiono na schemacie obiegu bloku na Rys. 1.

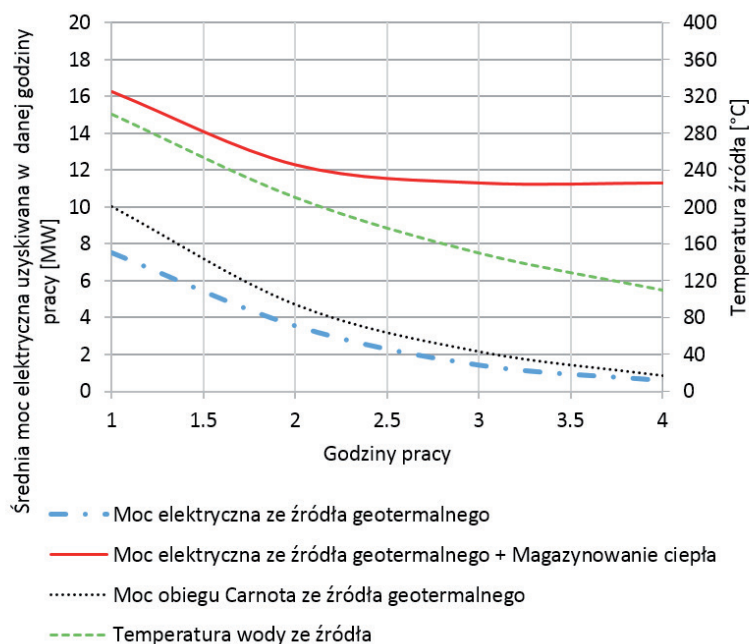
Zaproponowane wymienniki ciepła, z powodu małej mocy, są zabudowane jako równoległe do istniejących wymienników regeneracyjnego podgrzewu wody kotłowej. W znamionowych warunkach pracy mogą one odciążać układ regeneracyjnego podgrzewu wody o 16.25%. Automatyczny regulator steruje zaworami regulującymi przepływ wody kotłowej przez bypasy w sposób wprowadzający minimalne różnice w rozkładzie temperatur w obiegu. Jeśli temperatura wody ze źródła geotermalnego spadnie poniżej

200°C odłączany jest bypass regeneracji wysokotemperaturowej. Poniżej 140°C odłączany jest kolejny bypass średnio-temperaturowy, a poniżej 80 odłączany jest ostatni, niskotemperaturowy, bypass i rozpoczyna się regeneracja gruntu.

W celu zwiększenia elastyczności bloku zaproponowano dodatkową możliwość magazynowania ciepła w dwóch zbiornikach gorącej wody. Magazynowanie ciepła wiążące się ze zwiększeniem strumienia pary kierowanej do upustów pary na termiczną regenerację wody w okresach zmniejszonego zapotrzebowania KSE z uwzględnieniem cykli eksploatacji źródła geotermalnego. Rozwiązanie takie zmniejsza minimalną moc elektryczną bloku przy jednoczesnym zachowaniu minimum technologicznego kotła parowego. Przy sprzyjających warunkach geotermalnych, magazynowanie ciepła może być realizowane bezpośrednio w gruncie. Takie rozwiązanie przyspiesza regenerację termiczną gruntu do poziomu temperatury wody wygrzewającej złożo i umożliwia uzyskanie znamionowych wartości temperatury źródła w krótszym czasie. Jednak, aby rozwiązanie takie przynosiło korzyści, eksploatacja złoża musi następować natychmiast po osiągnięciu znamionowej temperatury złoża. W pewnym stopniu ogranicza to elastyczność ruchową obiegu.

Wyniki modelowania numerycznego pracy obiegu parowego przedstawiono na wykresie na rys. 2. Charakterystyka przedstawia spadek temperatury w funkcji czasu pracy źródła geotermalnego (linia zielona, przerywana) oraz przyrost mocy elektrycznej na generatorze turbiny parowej dla ciepła pobieranego z odwiertu (linia niebieska typu kreska-kropka) i systemu wspomaganego magazynem ciepła (linia czerwona, ciągła). Dodatkowo, czarną linią kropkowaną, przedstawiono moc obiegu Carnota funkcjonującego jako obieg indywidualny.

Przedstawiona charakterystyka wskazuje na wysoką sprawność wykorzystania płynu geotermalnego do podgrzewania wody kotłowej w obiegu turbiny parowej. Dla temperatury płynu równej 300°C sprawność proponowanego roz-



Rys. 2 Charakterystyka przyrostu mocy turbozespołu parowego w funkcji czasu pracy źródła geotermalnego, przy spadku jego temperatury

wiązania uzyskuje 35% (7.5 MW), w porównaniu obieg Carnota dla tej temperatury osiąga 47% (10.0 MW), a obieg parowy z indywidualną turbiną parową tylko 23% (4.9 MW). Izentropową sprawność indywidualnej turbiny przyjęto na poziomie 85%, natomiast sprawność części WP, SP i NP turbozespołu 200 MW wynosi odpowiednio 87%, 91% i 77%. Sprawność mechaniczną przyjęto w obu przypadkach jednakową – 99.5%, natomiast sprawność generatora elektrycznego turbozespołu 200 MW przyjęto 98.6%, a turbozespołu małej mocy na poziomie 97%.

Moc elektryczna uzyskiwana przy zastosowaniu dwóch zbiorników gorącej wody o pojemności 1 000 m<sup>3</sup> każdy jest ponad dwukrotnie wyższa niż dla systemu bez magazynu ciepła (np. 16.2 MW dla t<sub>1</sub> = 300°C). Sprawność cyklu ładowania i rozładowania magazynu jest bliska 95% z uwagi na małe straty ciepła do otoczenia przy krótkim czasie magazynowania i stosunkowo niskiej temperaturze magazynowanej wody (maksymalnie do 150°C).

Zaproponowana modernizacja zmniejsza zużycie węgla w cyklu dobowego wykorzystania źródła geotermalnego,

o temperaturze zmniejszającej się od 300°C do 110°C wg. przedstawionego rozkładu w czasie, o blisko 12 tys. ton, co przekłada się na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o blisko 27 tys. ton. Natomiast zastosowanie dodatkowo magazynu ciepła obniża minimum technologiczne produkcji energii elektrycznej maksymalnie o 8.7 MW, co daje 4.35% mocy znamionowej.

□

#### Literatura

- [1] J. Badur and T. Kowalczyk, "Poprawa elastyczności bloków parowych poprzez magazynowanie ciepła i masy," *Nowa Energia* 1 (2017) vol. 55, 60–62.
- [2] T. Kowalczyk, J. Badur, P. Ziółkowski, S. Kornet, K. Banaś, P. J. Ziółkowski, M. Stajнке, and M. Bryk, "The Problem of Thermal Unit Elasticity Under the Conditions of Dynamic RES Development," *Acta Energetica* 2 (2017) vol. 31, 116–126.
- [3] T. Kowalczyk, J. Badur, and M. Lemański, "Poprawa elastyczności bloku energetycznego klasy 390 MW przy użyciu wysokotemperaturowych elektrolizerów SOEC," *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 53 (2017), 155–158.