

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

# Poprawa elastyczności bloków parowych

## poprzez magazynowanie ciepła i masy

W pracy przedstawiono wpływ elektrowni wiatrowych i innych elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Porównano udział mocy zainstalowanej oraz średniej mocy dysponowanej w strukturze systemu. Przeanalizowano również strukturę mocy w dniu największego i najmniejszego zapotrzebowania sieci elektroenergetycznej. W odpowiedzi na zapotrzebowanie systemu przedstawiono możliwość uelastycznienia pracy bloku parowego klasy 400 MW za pomocą magazynowania energii cieplnej w zbiornikach gorącej wody w układzie niskoprężnej regeneracji termicznej wody zasilającej kocioł. Układ taki okazał się wysoko jakościowym, ale nisko ilościowym rozwiązaniem energetycznym. Proponowane rozwiązanie może w bardzo krótkim czasie zwiększyć moc turbozespołu od 10 do 14% mocy znamionowej na okres od kilkunastu do kilkudziesięciu minut.

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce nasuwa pytanie o właściwy kierunek zmian w energetyce cieplnej. Czy powinna być ona modernizowana niezależnie od rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), czy też dostosowywać się do zmian w systemie.

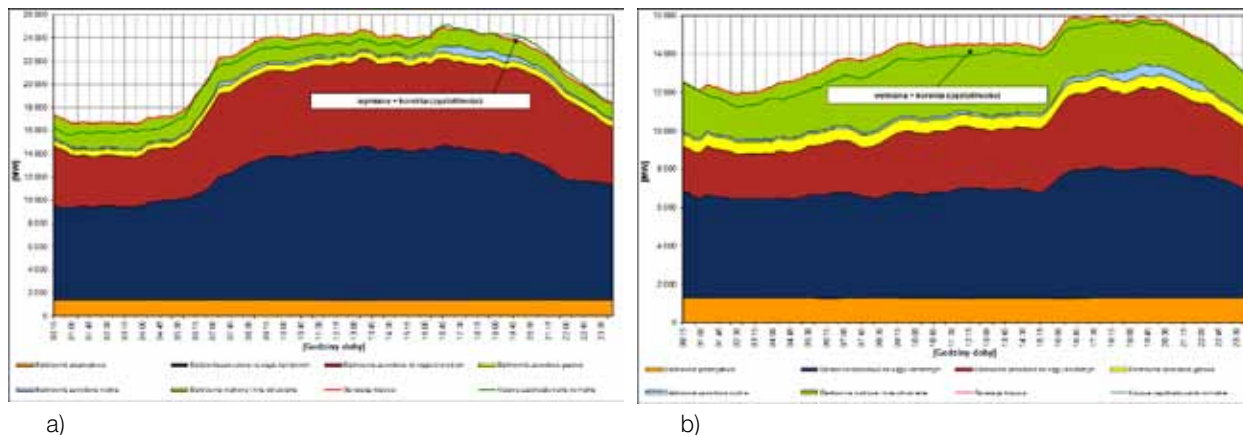
Jak wskazuje roczny raport Krajowych Sieci Elektroenergetycznych [1] (KSE), udział mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i innych OZE, z wyłączeniem zawodowych elektrowni wodnych, w 2015 r. osiągnął aż 14% (5 678 MW), co stanowi 47% wzrost w stosunku do 2014 r. Natomiast udział

energii wytworzonej w tych obiektach stanowił 6% ogółu (10 114 GWh). Jest to wynik o 39% większy w stosunku do 2014 r.

Elektrownie wiatrowe charakteryzują się niską dyspozycyjnością mocy zainstalowanej. W 2015 r. średnie roczne obciążenie farm wiatrowych wyniosło 1158.8 MW, co stanowiło 20% ich mocy zainstalowanej. Rozpatrując wieczorne szczyty obciążenia, elektrownie wiatrowe i inne OZE w 2015 r. były obciążone ze średnią mocą na poziomie 1 180 MW, co stanowiło 100% mocy dysponowanej, ale zaledwie 21% mocy zainstalo-

wanej. Dla porównania elektrownie zawodowe cieplne wchodzące w skład Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) były obciążone mocą 16 071 MW, co stanowiło 84% mocy dysponowanej (w tym rezerwa mocy) i 64% mocy zainstalowanej (w tym bloki remontowane).

Jak widać różnica pomiędzy obciążeniem elektrowni wiatrowych i ciepłych wynika z faktu, iż elektrownie ciepłe są obciążane w miarę potrzeb KSE z zachowaniem odpowiedniej rezerwy mocy, a elektrownie wiatrowe w zależności od warunków pogodowych. Sytuację tą



Rys. 1. Porównanie struktury mocy wytwarzanej w dniu największego (a) i najmniejszego (b) zapotrzebowania na moc, odpowiednio 07.01.2015 i 10.07.2016 [1]

dobrze obrazuje porównanie struktury mocy wytwórczej poszczególnych typów elektrowni w dniu największego i najmniejszego zapotrzebowania na moc przedstawione na rys. 1.

W dniu największego zapotrzebowania na moc (07.01.2015) elektrownie wiatrowe i inne OZE dysponowały średnią dzienną mocą na poziomie 1 484 MW, co stanowiło 100% ich mocy dysponowanej, 26% mocy zainstalowanej i niespełna 6% średniego dziennego zapotrzebowania systemu. Natomiast w dniu najmniejszego zapotrzebowania na moc dysponowały średnią dzienną mocą na poziomie 2 192 MW, co stanowiło 100% ich mocy dysponowanej, 39% mocy zainstalowanej i ponad 11% średniego dziennego zapotrzebowania systemu.

Jak wynika z przytoczonego przykładu, elektrownie wiatrowe pomimo stosunkowo niskiej produkcji energii elektrycznej w skali systemu, charakteryzują się dużą zmiennością osiągniętej mocy zależnej od warunków pogodowych. Posiadają one pierwszeństwo przy produkcji energii i z tego powodu mogą wprowadzać znaczne zaburzenia w typowej strukturze wytwarzania mocy, szczególnie w okresach niskiego zapotrzebowania na moc.

W poprzedniej pracy opublikowanej na łamach czasopisma „Nowa Energia” autorzy przedstawili jedną z metod dostosowania bloków parowych do

nowych warunków pracy, polegającą na zmniejszeniu czasu rozruchów i odstawiń turbozespołów dzięki adaptacji sprężysto-plastycznej [2]. Inną grupą intensywnie rozwijanych metod poprawy elastyczności KSE są systemy magazynowania ciepła i masy. Są to systemy alternatywne dla elektrowni szczytowo-pompowych, które charakteryzują się wysoką sprawnością energetyczną, ale z uwagi na uwarunkowania geologiczne naszego kraju ich dalszy rozwój jest utrudniony [3]. Do najbardziej rozpowszechnionych systemów magazynowania ciepła i masy należą obiekty wykorzystujące turbiny gazowe. Powietrze może być magazynowane w postaci sprężonej lub skroplonej. W czasie doliny zapotrzebowania systemu część powietrza za kompresorem jest magazynowana, by w czasie zwiększonego zapotrzebowania na moc odciążać lub całkowicie wyłączyć kompresor. Rozwiązanie takie może czasowo zwiększyć moc turbiny gazowej nawet o 60% [4]. Nowym trendem w energetyce jest natomiast wykorzystanie magazynów ciepła i masy do poprawy elastyczności bloków parowych [5], poprzez czasowe odciążenie układu regeneracji termicznej wody zasilającej kocioł.

Metody magazynowania gorącej wody są dobrze znane i stosowane od wielu lat w ciepłowniach i elektrociepłowniach, szczególnie małej i średniej mocy [6]. Gorąca woda zmagazynowa-

na w czasie niższego zapotrzebowania sieci ciepłowniczej jest używana do pokrycia zapotrzebowania szczytowego oraz pików. W przypadku zawodowych bloków parowych systemy te mogą być stosowane do magazynowania wody zasilającej kocioł, co w czasie szczytu lub pików zapotrzebowania na moc umożliwia zamknięcie upustów pary i szybkie zwiększenie mocy turbozespołu bez zmiany parametrów jakościowych i ilościowych pary świeżej. Optymalnym miejscem magazynowania gorącej wody jest odgazowywacz, gdzie ciśnienie wody jest stosunkowo niskie i zawiera się w granicach 10-15 bar, a temperatura 180-200°C. W celu niedopuszczenia do zmian rozkładu temperatury w regeneracji niskoprężnej, za skraplaczem instaluje się zbiornik skroplin, który magazynuje wodę w czasie rozładowywania magazynu ciepła. Po powrocie do normalnego trybu pracy obiegu lub zmniejszenia mocy turbozespołu w celu naładowania magazynu ciepła, otwierany jest przepływ ze zbiornika skroplin. Zgromadzona woda ogrzewana jest w wymiennikach regeneracji niskoprężnej, a odgazowywacz zasilany jest wodą o znamionowych parametrach. Schemat poglądowy układu magazynowania ciepła w wodzie zasilającej kocioł przedstawiono na rys. 2.

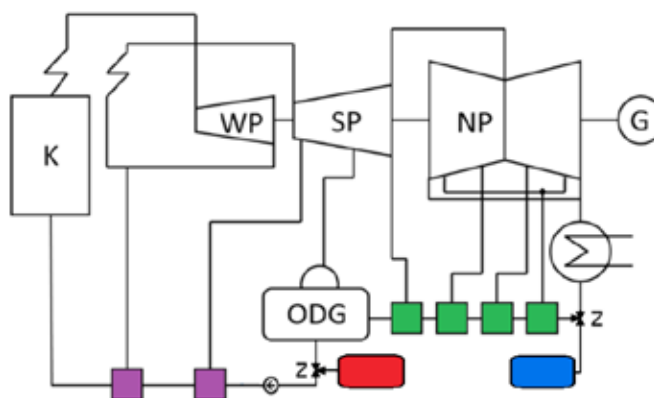
Ogromną zaletą tego typu rozwiązania jest brak wpływu regulacji mo-

cy na rozkład temperatur w obiegu. W przypadku turbin podkrytycznych klasy 400 MW rozwiązanie tego typu pozwala szybko zwiększyć moc o ok. 10%. W przypadku zamknięcia regeneracji wysokoprężnej, kocioł będzie zasilany chłodniejszą wodą, ale moc turbozespołu wzrośnie o dodatkowe 4%. Dodatkowe magazynowanie wody w obszarze regeneracji wysokoprężnej jest korzystniejsze z termodynamicznego punktu widzenia, natomiast z uwagi na wysokie ciśnienia wody jest niekorzystne od strony wykonania.

W zależności od wielkości dobrego magazynu, nadwyżka mocy może stanowić od kilkunastu do kilkudziesięciu minutowej rezerwy mocy pod pełnym obciążeniem bloku. Przy pracy z mocą znamionową pojemność każdego zbiornika powinna wynosić 18 m<sup>3</sup> na 1 min pracy bloku. Przy rozładowywaniu zbiorników blok może pracować z mniejszą mocą, wtedy zapas energii wystarczy na odpowiednio dłuższą pracę. Inną możliwością jest zwiększenie mocy turbozespołu poprzez częściową redukcję mocy regeneracji niskoprężnej. W takim przypadku zapas energii również wystarczy na dłuższą pracę.

Proponowana metoda magazynowania energii termicznej posiada ogromną zaletę w postaci braku istotnego wpływu na sprawność konwersji energii. W przypadku regulacji pracy tylko regeneracji niskoprężnej bilans energetyczny cyklu ładowania i rozładowywania zbiorników ma blisko 100% sprawność. Dzieje się tak, ponieważ podczas korzystania ze zmagazynowanej energii większa ilość pary trafia do kondensatora, co powoduje większe straty termodynamiczne. Jednak w przypadku ładowania magazynu ciepła do kondensatora trafia mniej pary, poprawiając ogólną efektywność bloku. Jedyna strata energii związana jest przenikaniem ciepła przez izolację zbiornika.

Wadą natomiast proponowanego rozwiązania jest stosunkowo krótki czas rozładowywania magazynu ciepła. Zapewnienie dodatkowej mocy turbozespołu równej 50 MW przez 10 min



Rys. 2. Schemat poglądowy systemu magazynowania ciepłej wody w układzie regeneracji termicznej wody zasilającej. Przyjęte oznaczenia: kolorem czerwonym oznaczono magazyn gorącej wody, kolorem niebieskim zbiornik skroplin, wymienniki ciepła regeneracji wysokoprężnej oznaczono kolorem fioletowym, a niskoprężnej zielonym, K - kocioł, WP - część wysokoprężna turbozespołu, SP - część średnioprężna, NP - część niskoprężna, G - generator elektryczny, ODG - odgazowycarz, Z - trójdrożne zawory regulacyjne.

wymaga dwóch niskociśnieniowych zbiorników na wodę o pojemności 180 m<sup>3</sup> każdy. Z tego powodu jest to metoda wysokojakościowa, ale nisko ilościowa magazynowania energii.

Z drugiej jednak strony, dysponowana moc elektrowni wiatrowych i innych OZE będąca przedmiotem analizy wynosi średnio 1180 MW. Tak więc instalacja systemów tego typu, zwiększających czasowo moc bloków ok. 10%, na wszystkich blokach ciepłych wchodzących w skład JWCD, które posiadają moc osiągalną na poziomie 25 000 MW (2015 r.) [1], pokryłoby dwukrotnie średnią moc osiągalną elektrowni wiatrowych i innych OZE. Ilość zmagazynowanej energii powinna być przy tym dobrana w sposób zapewniający możliwość zwiększenia mocy turbozespołów poprzez zwiększenie mocy cieplnej kotłów, a w razie potrzeby uruchomienie jednostek pozostających w gorącej rezerwie.

Podsumowując, można stwierdzić, że modernizując bloki ciepłe poprzez zastosowanie magazynów ciepła i masy oraz przyspieszonych rozruchów stosując modele adaptacji sprężysto-plastycznych można na chwilę obecną w sposób wystarczający stawić czoło wyzwaniom stawianym przez rozwój OZE.

□

#### Literatura

- [1] Raport 2015 KSE, [www.pse.pl/index.php?did=2870](http://www.pse.pl/index.php?did=2870).
- [2] J. Badur, D. Sławiński: *Rozruchy maszyn energetycznych we współpracy z odnawialnymi źródłami energii*. Nowa Energia 3 (2016), 78-90.
- [3] J. Sawicki: *Analiza technicznych możliwości budowy elektrowni szczytowo-pompowej w odkrywkach KWB „Bełchatów”*. Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej 128 (2009), 211-219.
- [4] M. Budt, D. Wolf, R. Span, J. Yand: *A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments*. Applied Energy 170 (2016), 250-268.
- [5] J. Taler, M. Trojan, P. Dzierwa, M. Liszka: *Improvement of power unit flexibility using pressure accumulation of hot water*. Turbiny ciepłe - teoria, konstrukcja, eksploatacja. Pod redakcją T. Chmielniak, A. Rusin, W. Wróblewski, H. Łukowicz. Wyd. Pol. Śląskiej, Gliwice 2016.
- [6] H. Wanga, W. Yinb, E. Abdollahia, R. Lahdelmaa, W. Jiaoc: *Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage*. Applied Energy 159 (2015), 401-421.