

doi:10.15199/48.2024.08.13

Praktyczne aspekty udziału elektrowni wodnych w procesie transformacji energetycznej ze szczególnym uwzględnieniem magazynowania energii i świadczenia usług elastyczności

Streszczenie.

W referacie dokonano szacunkowej oceny zdolności magazynowania energii w eksploatowanych w Polsce elektrowniach zbiornikowych i szczytowo-pompowych oraz podano najczęściej występujące ograniczenia ich wykorzystania, ze wskazaniem na formalne i techniczne warunki usuwania tych ograniczeń. Oceniono również aktualne zdolności elektrowni wodnych do świadczenia usługi elastyczności oraz zaprezentowano rozwiązania techniczne zwiększające te zdolności, które z powodzeniem można wdrożyć w większości eksploatowanych elektrowni wodnych.

Abstract. The paper shows estimated the energy storage capacity of hydropower plants with reservoir and pumped-storage power plants operated in Poland and discusses the most common restrictions on their use, with an indication of the formal and technical conditions for removing these restrictions. The current capabilities of hydropower plants to provide the flexibility service were also assessed and technical solutions increasing these capabilities were presented, which can be successfully implemented in most operating hydropower plants. (**Practical aspects of the participation of hydropower plants in the energy transformation process, with particular emphasis on energy storage and the provision of flexibility services**).

Słowa kluczowe: elektrownie wodne, transformacja energetyczna, magazynowanie energii, usługi elastyczności.

Keywords: hydropower plants, energy transformation, energy storage, flexibility service.

Wstęp

Zmiany klimatu spowodowane globalnym ociepleniem, za które odpowiedzialny w głównej mierze jest człowiek, są faktem. Dynamicznie rosnące zapotrzebowanie na energię, w tym w szczególności na energię elektryczną, na przestrzeni lat stało się najważniejszą przyczyną emisji gazów cieplarnianych, za którą odpowiedzialny jest sektor wytwarzania energii. Dlatego też w całym pakiecie działań związanych z konieczną do zatrzymania postępujących zmian klimatycznych dominują programy zmierzające do ograniczenia ilości gazów cieplarnianych emitowanych właśnie przez ten sektor. Transformacja energetyczna stała się tym samym głównym i nierozdzielalnym elementem niezbędnej transformacji klimatycznej.

Jednakże realizacja celów tej transformacji często napotyka na szereg istotnych trudności, które wymuszają przewartościowanie niektórych działań. Trudności te wynikają zarówno z sytuacji geopolitycznej jak i wewnętrznych uwarunkowań społecznych, gospodarczych i ekonomicznych. W wielu przypadkach jednak odpowiedzialnym za zaistniałe trudności i niepowodzenia jest niezrównoważony rozwój poszczególnych gałęzi gospodarki, w tym przede wszystkim gałęzi przemysłu mających największy udział w realizacji celów transformacji energetycznej.

Realizacja jednego ze strategicznych celów transformacji klimatycznej, jakim jest osiągnięcie określonego w porozumieniach międzynarodowych udziału energii pochodzącej z odnawialnych źródeł w finalnym zużyciu energii, wykazała brak odpowiednio przygotowanej infrastruktury technicznej, ale także rozwiązań formalno-prawnych dających gwarancję zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Duże nasycenie systemu energetycznego pogodowo zależnymi źródłami wytwarzania determinuje w znaczący sposób prace systemu. W latach 2020-2023 moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [KSE] wzrosła o ponad 30% (z 47 GW do 66 GW). Do tak dużego przyrostu mocy zainstalowanej przyczyniły się głównie odnawialne źródła energii [OZE]. Według KPiEK [1] do roku 2030 udział OZE w finalnym zużyciu energii może osiągnąć ponad 50%,

a w roku 2040 szacuje się, że osiągnie ponad 59%. Ten przyrost osiągnięty zostanie przede wszystkim poprzez utrzymanie dynamiki rozwoju elektrowni słonecznych (do roku 2030 moc zainstalowana PV wyniesie ok 29 GW) i elektrowni wiatrowych na lądzie (ok. 16 GW) i na morzu (ok. 5,9 GW). Należy przy tym zauważyć, że flagowy cel Unii Europejskiej [UE] to 90% redukcji emisji netto w unijnej gospodarce do 2040 r. względem 1990 r. Cel ten ma być osiągnięty poprzez 85% udział OZE w produkcji energii elektrycznej.

W sytuacji, gdy tak duży udział w produkcji energii elektrycznej pozostaje w udziale źródeł nieregulowalnych, elastyczność pracy systemów elektroenergetycznych nabiera kluczowego znaczenia. W roku 2023 udział OZE w finalnym zużyciu energii osiągnął 21,2% i już przy tej wielkości udziału OZE Operator Systemu Przesyłowego [OSP] coraz częściej musi sięgać po radykalne działania prowadzące do nierynkowych ograniczeń energii wytwarzanej w instalacjach OZE. Z drugiej zaś strony zaczyna w KSE brakować mocy na pokrycie krajowego zapotrzebowania. Już w 2025 r. potrzebnych będzie dodatkowo 1400 MW nowych mocy dyspozycyjnych a w roku 2026 ok. 3400 MW w związku z koniecznym wygaszaniem Rynku Mocy i tym samym utratą przychodów elektrowni węglowych.

Wiele z planowanych przedsięwzięć modernizacyjnych systemu elektroenergetycznego zmierzających do przygotowania go na rosnące nasycenie odnawialnymi źródłami energii przyniosą efekty najwcześniej za 3 do 5 lat. W tym czasie będą narastać problemy, co wskazuje na zasadność poszukiwania rozwiązań technicznych, które w możliwie najkrótszym czasie przyniosą mierzalne efekty w zakresie podwyższenia poziomu elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego.

Energetyka wodna stanowi jedno z najbardziej stabilnych źródeł wytwarzania energii, a elektrownie szczytowo-pompowe zwłaszcza pracujące w obiegu zamkniętym i elektrownie zbiornikowe stanowią magazyny energii o dużej średnio- i długoterminowej pojemności oraz bardzo dobrych właściwościach regulacyjnych. W wielu przypadkach wystarczą niewielkie modernizacje oraz

zmiany warunków gospodarowania wodą na stopniach wodnych, aby znacząco podwyższyć pojemności magazynowe i zdolności regulacyjne. Hydroenergetyka w Polsce, aczkolwiek dysponująca niewielką mocą zainstalowaną, posiada duży potencjał techniczny, aby stać się poważnym uczestnikiem transformacji energetycznej umożliwiającym możliwie najłagodniejsze przejście na czystą i bezpieczną energię.

Potencjalne możliwości udziału hydroelektrowni w poprawie elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego

W Polsce aktualnie funkcjonuje około 800 elektrowni wodnych o szerokim spektrum mocy zainstalowanej, od kilku kilowatów (z reguły są to elektrownie wodne przepływowe [EWO_P]¹ do kilkuset MW (elektrownie wodne zbiornikowe [EWO_Z]¹ i elektrownie wodne szczytowo – pompowe [ESP]). Dominują elektrownie o mocy zainstalowanej do 5 MW, zaliczane w naszym kraju do małych elektrowni wodnych [MEWo]. Ich udział w całkowitej liczbie elektrowni wodnych wynosi ponad 96%². Elektrowni wodnych (kwalifikowalnych do źródeł odnawialnych ze względu na wykorzystanie dopływu naturalnego do stopnia wodnego, przy którym są zlokalizowane) o mocy zainstalowanej większej od 5 MW jest tylko 15 [2].

Elektrownie wodne o mocy do 5 MW są w większości wyposażone w generatory asynchroniczne, stąd ich udział w regulacji parametrów sieci w systemach rozproszonych (w lokalnych obszarach bilansowania [LOB]) jest mocno ograniczony. Po odpowiedniej modernizacji i odpowiednim wyposażeniu np. w magazyny akumulatorowe lub w agregaty prądotwórcze, mogłyby pełnić rolę regulacyjną/stabilizującą w systemach rozproszonych z dużym udziałem elektrowni wiatrowych i słonecznych. Dużo lepsza sytuacja pod względem udziału w regulacji parametrów systemu elektroenergetycznego występuje w przypadku elektrowni wodnych o mocy wyższej od 5 MW, które przedstawiono na rysunku 1 (zamieszczono tam również trzy klasyczne ESP, które nie wliczają się do przedstawionej analizy potencjału magazynowego EWO_Z powyżej 5 MW).

Sumaryczna moc zainstalowana tych elektrowni wynosi 726 MW przy 158,4 MW sumarycznej mocy naturalnej stopni wodnych, przy których są one zlokalizowane, co wyraźnie świadczy o ich planowanym szczytowym i podszczytowym charakterze pracy. Średni wiek tych elektrowni to 71 lat, w tym cztery z nich przekroczyło już 95 lat użytkowania. Co za tym idzie, w większości tych elektrowni wskazane byłyby gruntowne modernizacje. Poza zapobieganiem degradacji majątku produkcyjnego, taka inicjatywa powinna stanowić wyjście naprzeciw rosnącym i przewidywanym potrzebom systemu elektroenergetycznego, wynikającym z obserwowanych zmian i planów jego rozwoju. Modernizacje powinny być skierowane na podwyższenie możliwości regulacyjnych i uelastycznienie pracy tych elektrowni np. przez

hybrydyzację polegającą na doposażeniu ich w magazyny akumulatorowe, elektrownie słoneczne z panelami PV umieszczonymi na ich zbiornikach, czy też instalację w ich sąsiedztwie elektrowni wiatrowych. W przypadku EWO_Z najkorzystniejsze byłoby wyposażenie ich w człony pompowe, ponieważ umożliwiające w ten sposób przekształcenia EWO_Z w ESP przyniosłoby znakomite rezultaty zarówno w zakresie gospodarowania wodą (w części zamknięty obieg wodny i korzystniejsze gospodarowanie retencją wodną), jak i w zakresie istotnego zwiększenia pasma regulacji mocy czynnej. Ponadto, przy zastosowaniu układów zmiennoobrotowych napędów pomp lub/i pracy w systemie zwarcia hydraulicznego możliwa byłaby płynna i ciągła regulacja mocy również w zakresie mocy pobieranej z systemu. Zmiany te wymagają dość dużych nakładów i bez systemowego wsparcia inwestycyjnego i operacyjnego ich wdrożenie raczej nie będzie możliwe.

Problem magazynowania energii w zbiornikach wodnych hydroelektrowni

Teoretyczne możliwości magazynowania energii w zbiornikach górnych elektrowni wodnych

Teoretyczna zdolność magazynowania energii w zbiornikach wodnych MEWo o mocy zainstalowanej do 5 MW (w tej grupie jest ok. 140 elektrowni dysponujących takim zbiornikiem), wynosi ok. 10 GWh i stanowi ok. 12% zdolności magazynowej 14 elektrowni EWO_Z o mocy powyżej 5MW (w tym ESP z dopływem naturalnym), dla których wynoszą one sumarycznie ponad 83 GWh (rys. 2). Z analizy wynika, że najdłuższy czas pracy z wykorzystaniem całej objętości wody zmagazynowanej w projektowej pojemności energetycznej swojego zbiornika ma EW Rożnów i wynosi on ponad 250 godzin (10,5 doby). Biorąc pod uwagę wszystkie analizowane EWO_Z przez ten czas mogłyby one pracować nieprzerwanie z mocą prawie 330 MW.

Jednak EWO_Z najczęściej nie wykorzystują pełnych projektowych możliwości magazynowania wody w zbiornikach górnych. Jest to w większości przypadków wynikiem aktywnego udziału energetyki wodnej w gospodarowaniu wodą na stopniach wodnych, w tym przede wszystkim w ochronie przeciwpowodziowej i przy przeciwdziałaniu suszom. Jednakże w większości przypadków największe ograniczenia wykorzystywania pełnych możliwości magazynowych zbiorników przyelektrownianych są wynikiem propagowania, głównie przez organizacje ekologiczne, twierdzeń o negatywnym wpływie wahań poziomu wody w zbiornikach na środowisko, który nie został nigdy dokładnie zbadany dla poszczególnych konkretnych lokalizacji. Ponadto przeprowadzone i udokumentowane badania w wielu elektrowniach wodnych w Europie i na świecie zaprzeczają tym twierdzeniom.

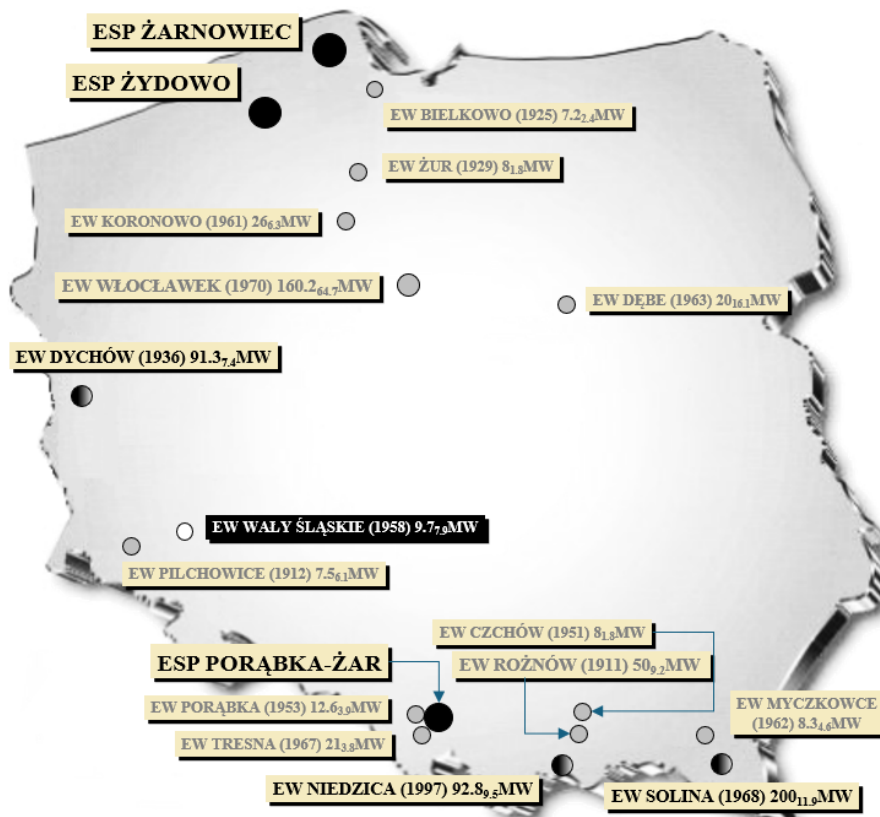
Pojemność użytkowa zbiorników wodnych, przy których lokalizowano elektrownie wodne, w fazie ich projektowania, stanowiła jedną z podstawowych wielkości decydujących o parametrach tych elektrowni, takich jak moc zainstalowana i jej zdolności regulacyjne. Znaczne przeinstalowanie mocy elektrowni zbiornikowych względem mocy dostępnej przy danym piętrzeniu normalnym (NPP) i dopływie średniorocznym (SSQ) (moc naturalna stopnia wodnego przedstawiona na rysunku 1 dla poszczególnych EWO_Z) świadczy jednoznacznie o roli tych elektrowni, jako źródeł odpowiadających na szczytowe i podszczytowe zapotrzebowanie energii w systemie elektroenergetycznym. W obliczu potrzeb modernizacyjnych wiekowych urządzeń tych elektrowni oraz deficytu mocy regulacyjnej i źródeł dających możliwość elastycznego reagowania na zmiany

¹ Dla odróżnienia od powszechnie już używanego skrótu MEW dla małych elektrowni wiatrowych, który ostatnio pojawia się również przy oznaczaniu morskich elektrowni wiatrowych, proponujemy w tym referacie oznaczenie elektrowni wodnych skrótem EWo (MEWo, EWO_P – elektrownie wodne przepływowe, EWO_Z – elektrownie wodne zbiornikowe). Konsekwentnie należałoby elektrownie wiatrowe oznaczać skrótem z literką „i” (MEWi, EWi, EWiM)

² Występuje duża trudność z precyzyjnym podaniem aktualnie funkcjonujących MEWo, gdyż niemal z dnia na dzień liczba ich się zmienia, częściej z powodu wyłączenia z ruchu (przeważnie na z góry nieokreślony czas) niż z powodu oddawania do eksploatacji nowych MEWo.

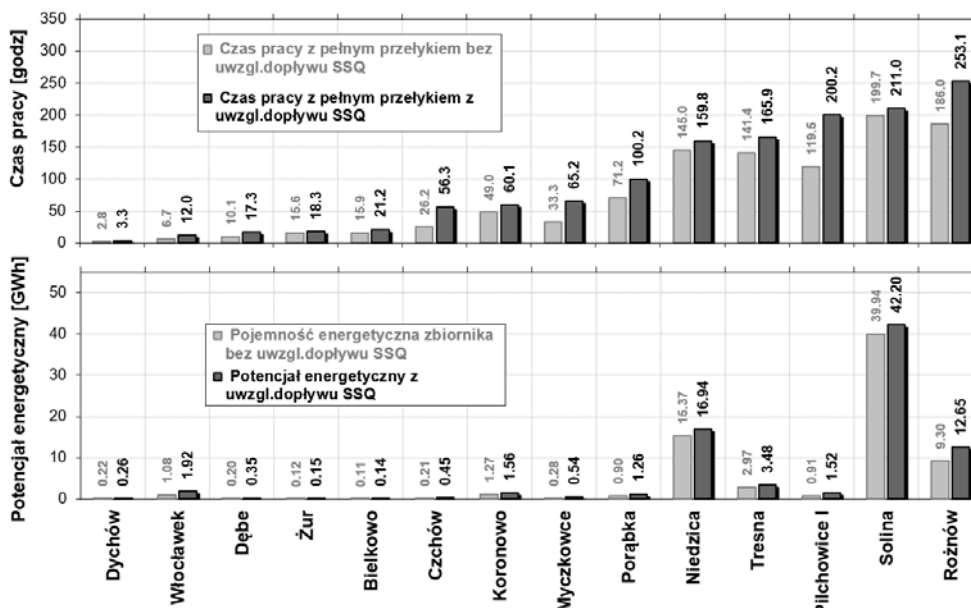
zapotrzebowania energią oraz jej produkcję w źródłach nieregulowanych, z punktu widzenia zarówno samych właścicieli tych elektrowni, jak również operatora KSE, jest zasadne zweryfikowanie aktualnych możliwości magazynowania energii w zbiornikach wodnych i dążenie do przywrócenia projektowych warunków ich eksploatacji. Należy tego dokonać z poszanowaniem wyników

najnowszych badań wpływu wahań poziomu wody w zbiornikach na środowisko naturalne oraz na podstawie zweryfikowanych danych meteo- i hydrologicznych, analizy zmian w obrębie zlewni i innych danych mających istotny wpływ na funkcjonowaniem stopnia wodnego.



Legenda: [NAZWA Ewo] ([rok uruchomienia]) [moc instalowana][moc naturalna stopnia wodnego]
 kolor szary EWOz – 11 szt.; biały EWO – 1 szt.; czarno-szary ESP+dop.nat. – 3 szt.; czarny (duże) ESP klasyczne – 3 szt.

Rys. 1. Elektrownie wodne w Polsce o mocy większej od 5 MW



*Sumaryczny teoretyczny potencjał energetyczny magazynu reprezentowanego przez wszystkie analizowane elektrownie (powyżej 5 MW) z uwzględnieniem dopływu o wartości SSQ do każdego hydrowęzła wynosi 83.43 GWh

Rys.2. Teoretyczne możliwości akumulacyjne energii w zbiornikach górnych oraz czas pracy EWOz o mocy powyżej 5 MW

Praktyczne metody zwiększenia możliwości magazynowania energii w zbiornikach górnych elektrowni wodnych

Przywrócenie projektowych możliwości wahań poziomu wody w zbiornikach wodnych EWoZ pozwoliłoby na znaczące zwiększenie pojemności magazynowania energii w systemie. Jest oczywiste, że cała pojemność nie byłaby w pełni dyspozycyjna. Konieczne jest bowiem zapewnienie aktywnej roli elektrowni w gospodarowaniu wodą. W celu zwiększenia możliwości akumulacyjnych zbiorników wodnych przy zachowaniu tej istotnej funkcji EWoZ, zasadne byłoby wdrożenie systemu dynamicznego sterowania rezerwą powodziową [3]. Wymagałoby to wykorzystanie aktualnych możliwości technicznych w obszarze monitorowania warunków hydro- i meteorologicznych oraz prognoz pogodowych. Taki system z założenia pozwoliłby np. na podnoszenie w dogodnych warunkach, potwierdzonych wiarygodnymi prognozami pogodowymi, poziomu wody w zbiorniku górnym i utrzymywanie jej okresowo w strefie pojemności powodziowych. Obecnie są również stosowane na świecie proste konstrukcje stosowane na koronach zbiorników i obwałowań pozwalające na zwiększenie spadku dysponowanego na stopniu wodnym poprzez okresowe zwiększenie pojemności forsowanej. Stosowane są również rozwiązania ograniczające wpływ falowania wody w zbiorniku, które bez ich stosowania wymagają czasowego obniżenia wody w zbiorniku w celu uniknięcia niebezpieczeństwa przelania się wody przez zaporę. To otwiera możliwość produkcji energii w EWoZ nawet w trudnych warunkach hydrologicznych.

Wymienione rozwiązania nie wymagają wysokich nakładów inwestycyjnych a ich wdrożenie możliwe w krótkim terminie zależy od zmian w uwarunkowaniach formalno-prawnych zmierzających do eliminacji lub przynajmniej zmniejszenia barier ograniczających pełne wykorzystanie zdolności technicznych elektrowni wodnych.

W dłuższym horyzoncie czasowym, po przeprowadzeniu odpowiednich badań i analiz można powiększyć pojemności magazynowe zbiorników wodnych poprzez podwyższenie istniejących zapór i obwałowań. Celowe też byłoby rozpoznanie możliwości doposażenia niektórych EWoZ w czło pompowy, tam gdzie istnieje możliwość lokalizacyjne budowy dolnego zbiornika. Korzystanie z zasobów wodnych stopnia poprzez zastosowanie nawet częściowego obiegu zamkniętego, znakomicie podwyższa zdolności wykorzystywania pojemności magazynowej oraz rozszerza możliwości regulacji mocy również w zakresie mocy pobieranych z systemu elektroenergetycznego. Z całą pewnością zastosowanie członów pompowych w eksploatowanych elektrowniach zbiornikowych stanowi rozwiązanie możliwe do urzeczywistnienia w krótszym czasie i przy znacząco niższych nakładach niż budowa nowej elektrowni szczytowo – pompowej, których obecność w systemie elektroenergetycznym jest absolutnie niezbędna.

Parametry regulacji mocy czynnej w krajowych elektrowniach szczytowo–pompowych

W Polsce aktualnie zainstalowanych jest 6 elektrowni szczytowo-pompowych, z których każda została wybudowana w XX wieku. Podstawowe informacje energetyczne dotyczące ESP zawarto w tabeli 1. Zostały również tam podane podstawowe parametry elektrowni wyrównawczych, ściśle powiązanych operacyjnie i technologicznie w zakresie prowadzenia gospodarki wodnej zespołu hydroenergetycznego. Średni wiek ESP w Polsce to 50 lat, z czego najstarsza jest ESP Dychów (88 lat), a najmłodsza ESP Niedzica (27 lat).

Modernizacje elektrowni, poza ESP Porąbka – Żar i ESP Niedzica, zakończyły się w pierwszej dekadzie XXI w. w czasie gdy dominowała przede wszystkim dbałość o uzyskiwanie jak najwyższej sprawności, podwyższenia mocy zainstalowanej i poprawę dyspozycyjności.

Zwiększenie sprawności przetwarzania energii (sprawność cyklu) w dużej skali było trudno osiągalne i praktycznie wymagało wymiany wirników turbin. Taka modernizacja dawała szansę na zwiększenie przeloty i mocy osiągalnej. Największy efekt zastosowania takiego rozwiązania uzyskano w wyniku modernizacji ESP Solina, w której to poprzez wymianę wirników turbin klasycznych oraz pompoturbin zwiększono moc elektrowni o 47 % z 136 MW do 200,4 MW. W ESP Żarnowiec modernizacje obejmujące swoim zakresem wymiany wirników turbin nie przyniosły w efekcie wzrostu mocy zainstalowanej, a przede wszystkim zwiększenie zakresu regulacyjności mocy w pracy generatorowej poprzez eliminację obszarów niedozwolonych obciążeń charakteryzujących pierwotne wirniki produkcji CKD Blansko.

Niestety w żadnej elektrowni nie uzyskano możliwości regulacji mocy pobieranej z systemu elektroenergetycznego podczas pracy pompowej. Trzeba zaznaczyć, że nie zabiegano specjalnie o to, pomimo, że już w tym czasie w światowej hydroenergetyce stosowano na wielu obiektach układy zmiennoprędkościowe i wdrażano system pracy w zwarcu hydraulicznym. Zaniedbania w tym zakresie unaocznia sytuacja ESP Niedzica, która została wyposażona w bardzo nowoczesne, jak na owe czasy, hydrozespoły z turbinami Deriaza. Posiadają one znakomite warunki regulacji mocy czynnej zarówno generowanej jak i pobieranej z systemu, lecz ESP Niedzica niestety jak do tej pory (27 lat eksploatacji) nie jest w ogóle wykorzystywana w systemie jako elektrownia szczytowo – pompowa.

Tabela 1. Elektrownie szczytowo-pompowe informacje

Nazwa elektrowni	Rodzaj elektrowni	Rok przekazania	Moc zainsta- -lowana w generacji	Moc zainsta- -owana w pracy pompowej	Pojemność wodna użytkowa zb. górnego	
			MW	MW	mln. m ³	
1	Solina	ESP z dopływem naturalnym	1968	200,0	62,0	492,000
1,1	Myczkowce	EWoZ wyrów. ESP Solina	1961	8,3	-	3,411
2	Niedzica	ESP z dopływem naturalnym	1997	92,6	98,0	198,000
2,1	Sromowce	EWoZ wyrów. ESP Niedzica	1994	0,5	-	5,400
3	Dychów	ESP z dopływem naturalnym	1936	91,4	20,8	2,000
3,1	Raduszc	EWoZ wyrów. ESP Dychów	1935	2,9	-	3,400
4	Porąbka - Żar	ESP zb. górny sztuczny bezdopł.	1979	500,0	524,0	1,975
4,1	Porąbka	EwoZ wyrów. ESP Żar	1953	12,6	-	16,600
5	Żydowo	ESP zb. górny naturalny bezdopł.	1971	152,0	122,0	8,900
6	Żarnowiec	ESP zb. górny sztuczny bezdopł.	1983	716,0	800,0	13,800
SUMA:				1776,3	1626,8	745,486

Brak perspektywy uzyskania dodatkowych wpływów z tytułu regulacji mocy pobieranej z systemu (w pracy pompowej), jak również zwiększania szybkości zmian obciążenia oraz zwiększania szybkości uruchomień i przejść pomiędzy różnymi trybami pracy, był główną przyczyną braku zainteresowania właścicieli elektrowni

modernizacjami idącymi w tym kierunku. Dotyczy to również zwiększania pojemności magazynowej zbiorników tych elektrowni.

Praktyczne możliwości poprawy regulacyjności elektrowni szczytowo - pompowych

W praktyce eksploatacyjnej elektrowni wodnych, zwłaszcza ESP, zastosowano wiele rozwiązań prowadzących do poprawy elastyczności pracy hydrozespołów. Niektóre z nich, takie jak: sekwencyjne systemy sterowania, statyczne układy rozruchu i hamowania, statyczne układy wzbudzenia generatorów, układy telesterowania, system ARCM³ i ARNE, stanowią już standard wyposażenia technicznego.

Dużym mankamentem technicznym hydrozespołów, zwłaszcza wyposażonych w pompoturbiny Francisca, jest zawężony obszar regulacji w pracy generacyjnej/turbinowej [PT] oraz praktyczny brak możliwości regulacji poboru mocy z systemu elektroenergetycznego w systemie pracy silnikowej/pompowej [PP]. Spośród sposobów zwiększenia elastyczności w tych trybach pracy, z powodzeniem stosowanych w eksploatowanych na świecie ESP są:

Przewietrzanie komór wirnikowych

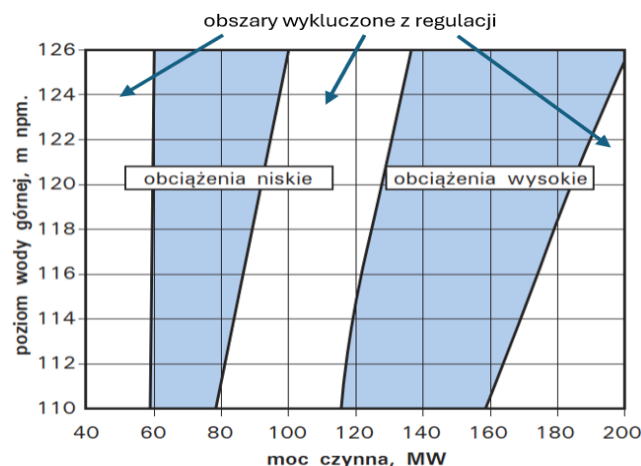
Sposób ten polega na doprowadzeniu powietrza do komory wirnika w rejon tworzenia się warkocza kawitacyjnego dzięki czemu ograniczone zostają zjawiska niekorzystnie wpływające na stan dynamiczny turbiny.

W przypadku turbin Francisca przewietrzanie komory wirnikowej stosuje się w celu obniżenia poziomu drgań podczas pracy generacyjnej/turbinowej [PT] hydrozespołu z obciążeniem częściowym, z reguły poniżej 70% mocy osiągalnej przy danym spadzie, przy którym występuje z zwiększona intensywność zjawisk kawitacyjnych zwykle rozwijających się w warkoczu wirnym spływającym z piasty wirnika. Doprowadzenie powietrza we właściwą przestrzeń i we właściwej ilości zależnej od aktualnego obciążenia turbiny jest kluczowe dla osiągnięcia pozytywnych rezultatów w postaci ograniczenia poziomu drgań, wahań mocy oraz pulsacji ciśnień generujących udary na elementy przepływowe i konstrukcyjne turbiny. Wprowadzenie powietrza w niewłaściwe miejsce i/lub jego doprowadzenie w niewłaściwej ilości nie tylko nie da pozytywnego efektu ale może przyczynić się nawet do pogorszenia stanu dynamicznego maszyny. Realizacja odpowiedniego układu napowietrzającego na eksploatowanych turbinach jest dość trudna i z reguły wymaga długiego postoju remontowego. Dobór optymalnego miejsca dawkowania powietrza do układu często wymaga przygotowania instalacji z opcjonalnymi dwoma lub trzema lokalizacjami i doświadczalnej weryfikacji algorytmu realizacji napowietrzania. Może zaistnieć sytuacja, w której w zależności od obciążenia turbiny wykorzystuje się jedno lub zamiennie inne miejsce doprowadzenia powietrza. Znane są również przykłady, w których z powodu braku technicznej możliwości doprowadzenia powietrza we właściwe miejsce uzyskuje się jedynie częściowy efekt kiedy to w paśmie regulacji występuje strefa niedopuszczalnej pracy hydrozespołu. Taki przypadek zaistniał podczas pierwszych prób przewietrzania komory wirnika pompoturbiny zainstalowanej w ESP Żarnowiec – rysunek 3.

Aby zachować ciągłość regulacji w całym zakresie obciążeń, konieczne było opracowanie specjalnego algorytmu sterowania, w którym zawarto koncepcję grupowej regulacji mocy czynnej elektrowni wieloblokowych

[4]. Po wymianie wirników turbin problem obszaru nieciągłości regulacji mocy czynnej przestał istnieć.

Odpowiednio zaprojektowany oraz dostosowany do maszyny system napowietrzania może się przyczynić do znaczącego rozszerzenia obszaru regulacji mocy czynnej hydrozespołu poprzez albo całkowite wyeliminowanie obszarów pracy niedopuszczalnej ze względu na stan dynamiczny, albo stworzenie warunków czasowego dopuszczenia do pracy w takich obszarach. Praktycznie jednak nie ma technicznie akceptowalnych możliwości prowadzenia ruchu hydrozespołów wyposażonych w pompoturbiny z mocą bliską zero (moc okołozerowa) z uwagi na dużą amplitudę pulsacji mocy czynnej. Stąd, aby nie dopuścić do niestabilnej pracy maszyny stosowane jest nadal ograniczenie mocy minimalnej na poziomie 5 do 10% mocy osiągalnej hydrozespołu przy określonym spadzie.



Rys.3. Obszar regulacji mocy czynnej hydrozespołu z wyłączonym z regulacji pasmami

Układy zmiennoprędkościowe

Uzyskanie regulacji mocy czynnej pobieranej z systemu elektroenergetycznego podczas pracy silnikowej/pompowej jest obecnie w krajowych elektrowniach szczytowo-pompowych, poza ESP Niedzica, niemożliwe bez poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych. Praktycznie jedynym sprawdzonym i dość często stosowanym rozwiązaniem jest wyposażenie hydrozespołów w układy zmiennoodrotowe [5]. Zastosowanie takich układów w elektrowniach szczytowo-pompowych przynosi wymierne korzyści szczególnie dla jednostek o dużych mocach i znacznych wahaniami spadu. Dodatkowym atutem takiego rozwiązania jest możliwość ograniczenia niekorzystnych stanów dynamicznych maszyny poprzez zmianę punktu jej pracy z obszaru, w którym obecny jest wir kawitacyjny (niedociążeniowy) i przesunięcie go w obszar braku występowania tego zjawiska. Obrazuje to rysunek 4, który wyjaśnia, w jaki sposób obniżenie szybkości obrotowej turbiny może przyczynić się do znaczącego rozszerzenia obszaru regulacji maszyny w trybie generacji.

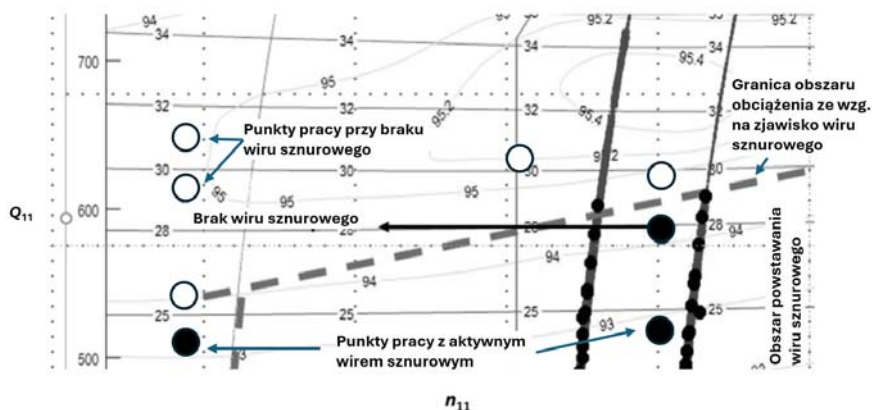
Ponadto układy zmiennoprędkościowe pozwalają również na znaczące wyeliminowanie obciążeń wynikających z uruchomień hydrozespołów do pracy turbinowej. Synchronizacja generatora z siecią już przy bardzo niskich obrotach maszyny pozwala na aktywne sterowanie jej obciążeniem podczas osiągania zadanej mocy z priorytetem unikania w ten sposób obszarów o nadmiernych drganiach. Doświadczenia [6] wskazują, że uruchomienie hydrozespołów wyposażonych w układ

³ Aktualnie wdrażany system LFC (Load Frequency Control - System automatycznej regulacji częstotliwości i mocy)

zmiennoprędkościowy z uwzględnieniem krzywej zwiększania obrotów maszyny charakteryzującej się optymalną sprawnością, czyli z wykorzystaniem strategii BEP tracking (ang.: *best-efficiency-point tracking strategy*) jest najbardziej efektywne pod kątem obniżenia niekorzystnych zjawisk dynamicznych podczas tej sekwencji ruchowej. Pozwała on nawet na 10-krotne obniżenie współczynnika wyężenia materiałów konstrukcyjnych turbiny względem hydrozespołu niewyposażonego w układ zmiennoprędkościowy.

Jednakże w polskich ESP dla większości rozważanych planów modernizacyjnych analizy ekonomiczne wykazują

brak opłacalności takiego przedsięwzięcia. Dlatego też z rozwiązania tego korzystają z reguły projektanci nowych elektrowni szczytowo-pompowych, aczkolwiek znajdujemy przykłady modernizacji eksploatowanych hydrozespołów odwracalnych, w których właściciele zdecydowali się na wdrożenie układów zmienoobrotowych (np. ESP Goldinsthal – dwa kolejne hydrozespoły i ESP Vianden – hydrozespół nr 11). Rozwój energoelektroniki doprowadza do coraz tańszych rozwiązań oraz stwarza duże nadzieje na przyszłość na przełamanie bariery braku opłacalności wdrażania tego typu rozwiązań w eksploatowanych elektrowniach szczytowo – pompowych.



Rys.4. Sposób eliminacji powstawania zjawiska wiru sznurowego poprzez zmianę szybkości obrotowej [6]

System zwarcia hydraulicznego

Obszar płynnej regulacji mocy czynnej, można uzyskać stosując system pracy elektrowni w zwarcu hydraulicznym. Praca elektrowni szczytowo – pompowej w tym systemie polega na równoległym prowadzeniu ruchu minimum dwóch hydrozespołów, w tym jeden hydrozespół pracuje w PT a drugi w PP.

Po raz pierwszy ten system pracy zastosowano w roku 1997 w ESP Geesthacht wyposażonej w zespoły trójmaszynowe. W elektrowniach wyposażonych właśnie w takie zespoły, pracujące w krótkim obiegu wody (na wspólny rurociąg derywacyjny), uzyskuje się najwyższe efekty, gdyż charakteryzują się najmniejszymi startami hydraulicznymi. W Polsce nie ma elektrowni szczytowo – pompowej wyposażonej w układy trójmaszynowe. Bardzo podobna konfiguracja urządzeń została zastosowana w ESP Dychów, w której rurociągi tłoczne pomp akumulacyjnych są wpięte do rurociągów zasilających turbiny Kaplana hydrozespołów klasycznych⁴. Uruchomienie systemu pracy w zwarcu hydraulicznym w tej elektrowni w oparciu o istniejące już doświadczenia byłoby więc zadaniem stosunkowo prostym.

Należy jednakże mieć na uwadze fakt, że system zwarcia hydraulicznego oznacza pracę w warunkach nie przewidzianych w pierwotnym projekcie elektrowni, a co za tym idzie, wiąże się zawsze z trudnym do przewidzenia stanem dynamicznym, szczególnie w układach rozgałęzień rurociągu derywacyjnego. Dlatego też przed wdrożeniem takiego systemu pracy konieczne jest przeprowadzenie badań numerycznych zjawisk przepływowych oraz wyężenia konstrukcji i przede wszystkim badania obiektowych stanu drganiowego, pulsacji ciśnień, stanu

naprężeń konstrukcji. Pomiary na obiekcie powinny zostać przeprowadzone w zakresie pełnych prób rozruchowych, czyli obejmujących zarówno stany ustalonej pracy oraz pracy przy zmianach obciążenia, jak również uruchomienia maszyn w różnych konfiguracjach, zatrzymania, w tym jednoczesne zatrzymania awaryjne, itd. Koszty tych działań są jednak najniższymi spośród kosztów innych technologii, zapewniających znaczące rozszerzenie zakresu obciążeń hydrozespołów ESP, w tym przede wszystkim pracę z mocą okołozerową (szczególnie ważna w warunkach zbilansowanego systemu elektroenergetycznego przy wysokim nasyceniu nieregulowanymi źródłami wytwarzania energii tj. elektrownie wiatrowe i słoneczne). Dzięki temu, to rozwiązanie jest najbardziej atrakcyjne pod względem stosunku wielkości kosztów do efektów w postaci zwiększenia obszaru regulacji.

W tabeli 2 przedstawiono wybrane ESP i możliwe teoretyczne rozszerzenie obszaru obciążenia ich hydrozespołów dzięki wprowadzeniu pracy w systemie zwarcia hydraulicznego. Jak wynika z tego zestawienia możliwe zwiększenie obszaru regulacji sięga w niektórych z tych elektrowni nawet ponad 75% obszaru przy aktualnej, klasycznej pracy elektrowni. Dla wszystkich polskich ESP poprzez wprowadzenie pracy w systemie zwarcia można by uzyskać zwiększenie obszaru regulacji o ponad 900 MW.

Największy efekt w postaci poszerzenia pasma regulacji uzyskują te elektrownie, których hydrozespoły dysponują szerokim pasmem regulacji mocy czynnej w pracy turbinowej.

Stosowanie w wieloblokowych elektrowniach szczytowo-pompowych pracy hydrozespołów w systemie zwarcia hydraulicznego z maksymalną możliwą efektywnością techniczną i ekonomiczną jest procesem skomplikowanym pod względem sterowania. Ważnym zagadnieniem jest opracowanie właściwego oprogramowania optymalizującego prowadzenie ruchu hydrozespołów w tym systemie pracy. Zadana przez OSP moc można w większości przypadków uzyskać w różnych konfiguracjach pracy hydrozespołów. Wybór właściwego wariantu nie będzie

⁴ ESP Porąbka-Żar dysponuje czterema hydrozespołami, z których po dwa połączone są poprzez bifurkację wspólnym rurociągiem dolotowym, jednakże wylotowy układ hydrauliczny łączy wszystkie cztery hydrozespoły, co sprawia, że jest znacznie bardziej skomplikowany i możliwość zastosowania takiego systemu pracy z zachowaniem bezpieczeństwa elektrowni nie jest w tym przypadku oczywista.

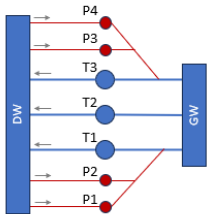
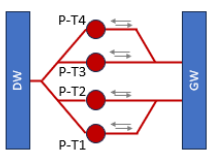
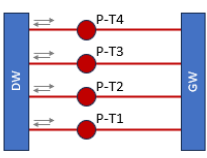
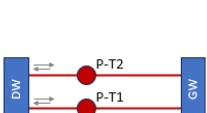
zależać jedynie od minimalizacji strat, lecz także od oceny przyszłej sytuacji w systemie elektroenergetycznym dla celu osiągnięcia minimalnej liczby odstawień i rozruchów (sterowanie predykcyjne).

Należy podkreślić, że podczas pracy elektrowni w systemie zwarcia hydraulicznego będą znacznie ograniczone możliwości produkcyjne elektrowni, które będą rzutować na koszty prowadzenia eksploatacji elektrowni.

Wdrożenie systemu pracy elektrowni w zwarcu hydraulicznym w eksploatowanych obiektach wykorzystuje

zainstalowane urządzenia i instalacje technologiczne, stąd koszt wdrożenia tej technologii związany jest głównie z badaniami i modernizacją oprogramowania systemu sterowania. Biorąc pod uwagę rosnące zapotrzebowanie systemu elektroenergetycznego na usługi elastyczności i magazynowania energii, wdrożenie systemu pracy elektrowni w zwarcu hydraulicznym stanowi technologię o niskim kapitałowym ryzyku, szybkim zwrocie nakładów oraz bezsprzecznych korzyściach dla systemu elektroenergetycznego.

Tabela 2. Teoretyczne możliwości rozszerzenia pasma regulacji mocy czynnej w wybranych ESP po zastosowaniu systemu pracy w zwarcu hydraulicznym.

NAZWA ELEKTROWNII	SCHEMAT UKŁADU PRZEPŁYWOWEGO	ZAKRES REGULACJI MOCY W KLASYCZNYM SYSTEMIE PRACY	ZAKRES REGULACJI MOCY W SYSTEMIE ZWARCIA HYDRAULICZNEGO	OBSZAR CIĄGŁEJ I BEZPRZERWOWEJ REGULACJI MOCY CZYNNEJ
ESP DYCHÓW		$P_{min} = +6,0 \text{ MW}$ (1xT z mocą min) $P_{max} = +85,5 \text{ MW}$ (3xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 79,5 \text{ MW}$ ciągły obszar regulacji	$P_{min} = -16,0 \text{ MW}$ (4xP + 1xT z mocą min) $P_{max} = +85,5 \text{ MW}$ (3xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 101,5 \text{ MW}$ ciągły obszar regulacji	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 79,5 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne: $\Delta P_{reg,A} = 101,5 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +22 MW; 28%
ESP ŻAR		$P_{min} = +80,0 \text{ MW}$ (1xT z mocą min) $P_{max} = +500,0 \text{ MW}$ (4xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 420 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (+125 ÷ +160 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$	$P_{min} = -325,0 \text{ MW}$ (3xP + 1xT z mocą min) $P_{max} = +500,0 \text{ MW}$ (4xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 825 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (-280 ÷ -190 MW) $\Delta P = 90 \text{ MW}$ (-145 ÷ -135 MW) $\Delta P = 10 \text{ MW}$ (-10 ÷ +25 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 385 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne: $\Delta P_{reg,A} = 690 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +305 MW; 79%
ESP ŻARNOWIEC		$P_{min} = +107,0 \text{ MW}$ (1xT z mocą min) $P_{max} = +716,0 \text{ MW}$ (4xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 609 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszaru: (+179 ÷ +214 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$	$P_{min} = -493,0 \text{ MW}$ (3xP + 1xT z mocą min) $P_{max} = +716,0 \text{ MW}$ (4xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 1'209 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (-421 ÷ -293 MW) $\Delta P = 128 \text{ MW}$ (-221 ÷ -186 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$ (-21 ÷ +14 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 574 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne: $\Delta P_{reg,A} = 1'011 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +437 MW; 76%
ESP NIEDZICA		$P_{min} = -98,0 \text{ MW}$ (1xP z mocą min) $P_{max} = +98,0 \text{ MW}$ (2xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 196 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (-74 ÷ -49 MW) $\Delta P = 25 \text{ MW}$ (-37 ÷ +5 MW) $\Delta P = 42 \text{ MW}$	$P_{min} = -98,0 \text{ MW}$ (2xP z mocą min) $P_{max} = +98,0 \text{ MW}$ (2xT z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 196 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszaru: (-74 ÷ -49 MW) $\Delta P = 25 \text{ MW}$	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 129 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne: $\Delta P_{reg,A} = 171 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +42 MW; 33%

Podsumowanie

W ramach transformacji energetycznej dynamicznie rozwijana jest energetyka rozproszona. Wysoki poziom wewnętrznego bilansowania energii w systemach energetyki rozproszonej korzystnie oddziałuje na elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego.

Wykorzystanie istniejących możliwości magazynowych EWoZ powyżej 5 MW (teoretyczne szacowane na ponad 83 GWh) wymaga zniesienia barier formalnych narzuconych na pierwotnie wydane regulacje, według których EWoZ były projektowane oraz wypracowania odpowiednich modeli współpracy z innymi użytkownikami zbiorników.

Doposażanie EWoZ w człony pompowe stanowi jeden ze sposobów zwiększenia możliwości regulacyjnych elektrowni z możliwością ograniczenia wpływu regulacyjnej pracy na zmienność przepływu wody w cieku poniżej elektrowni.

Hybrydyzacja EWoZ jest kierunkiem, który umożliwia oprócz zwiększenia mocy instalowanej również ich elastyczności. Różne technologie mogące wejść w skład projektu hybrydowego mogą wchodzić różne technologie

wytwarzania i magazynowania energii, w tym przede wszystkim:

- Bateryjne systemy magazynowania energii (BESS): zwiększające sumaryczną pojemność magazynową zespołu i gwarantujące szybsze odpowiedzi na zmiany częstotliwości w systemie, co pozytywnie skutkuje zwiększeniem żywotności hydrozespołów;
- PV lokalizowane na zbiornikach przyelektrownianych i/lub EWi, bezpośrednio bilansowane w ramach hybrydowego zespołu wytwarzania energii.

Poprawa elastyczności pracy eksploatowanych w Polsce ESP jest możliwa. W Europie i na świecie stosowane są i rozwijane techniczne i organizacyjne rozwiązania skutecznie zwiększające regulacyjność i dyspozycyjność tych elektrowni. Dotyczy to zwłaszcza uzyskania możliwości regulacji mocy czynnej pobieranej z systemu elektroenergetycznego podczas pracy silnikowej/pompowej. Sprawdzone i dość często stosowanym rozwiązaniem jest wyposażenie hydrozespołów w układy zmiennoobrotowe. Atrakcyjnym technicznie i ekonomicznie zwłaszcza w eksploatowanych

ESP jest rozwiązaniem bazujące na wykorzystaniu pracy w systemie zwarcia hydraulicznego.

W opinii wielu specjalistów poprawa elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego jest kluczem do osiągnięcia celów stawianych przed transformacją energetyczną. Udział energetyki wodnej w tych działaniach jest niekwestionowaną potrzebą. Osiągnięcie odpowiedniego poziomu technicznego wymaga poniesienia pewnej wielkości nakładów inwestycyjnych. Zasadność ekonomiczna poniesienia tych kosztów przez właścicieli eksploatowanych elektrowni wodnych powstanie tylko wówczas, gdy zostanie wdrożony odpowiedni system rozliczeniowy za świadczone usługi elastyczności, postulowany dziś w wielu krajach eksploatujących elektrownie szczytowo-pompowe. Niebagatelną rolę inspirującą działania inwestorów w tym obszarze mogłyby odegrać również adekwatnie ukierunkowane systemy wsparcia inwestycyjnego.

Autorzy:

dr inż. Mariusz Lewandowski, Instytut Maszyn Przepływowych im. R. Szewalskiego, Polska Akademia Nauk, ul. Fiszerska 14 80-231 Gdańsk, E-mail: mlew@imp.gda.pl;

dr inż. Maciej Kaniecki,

Towarzystwo Elektrowni Wodnych, ul. Fiszerska 14, 80-231 Gdańsk.

TG Dnalop Sp. zo.o. Thomson-Gordon Group Company

ul. Przemysłowa 11, 76-200 Redzikowo

E-mail: maciejk@thordonbearings.com;

mgr inż. Stanisław Lewandowski,

Towarzystwo Elektrowni Wodnych, ul. Fiszerska 14, 80-231 Gdańsk

Easy Serv Sp z o.o. Sp.k., ul. Glińskiego 13, 84-239 Bolszewo

E-mail: easyserv.spk@gmail.com.

LITERATURA

- [1] Raport Małe Elektrownie Wodne w Polsce.
https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2022/03/Raport_Male_elektrownie_wodne_w_Polsce.pdf
- [2] Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.). Projekt z 29.02.2024. Ministerstwo Klimatu i Środowiska.
<https://www.gov.pl/attachment/27ef31c4-4434-4488b-822e-c2d2ce65030a>
- [3] Lewandowski M., Trojanowska K., Iłowska-Smietana L., Lewandowski S., Dynamiczne sterowanie rezerwą powodziową i ocena efektywności jego stosowania, Mat.konf. *Polska Konferencja Hydroenergetyczna RENEXPO Poland*, Warszawskie Centrum EXPO XXI, 26-27 października 2017
- [4] Stachowicz Z., Lewandowski S., Smoliński A., Regulacja i optymalizacja mocy czynnej elektrowni wodnej będącej jednostką grafikową na rynku energii, Mat.konf. *Konferencja Optymalizacja w Elektroenergetyce – OPE'03*, Jachranka 9-10 X 2003
- [5] Lewandowski S., Steller J., Lewandowski M., Hydrozespoły odwracalne o zmiennej prędkości obrotowej - możliwości i korzyści techniczno-ekonomiczne, *Napędy i sterowanie* Nr. 6. Czerwiec 2021 r.
- [6] Vagnoni E., Hugo N., Kadam S., Neuhauser M., Drommi J-L, Pinto P.D., Castro M., Moreira C., Vasconcelos M.H., Nicolet C., Jung A., Sossan F., Munch-Alligne C., Rudelle G., Guil Laume R., Presas A., Technical White Paper *XFLEX Hydro Project*, Deliverable D10.3. [https://assets-global.website-files.com/63191669bac853a1f34d1e88/65e20207686cbfe8d605f39c_XFLEX%202024%20report%20\(Technical%20White%20Paper\).pdf](https://assets-global.website-files.com/63191669bac853a1f34d1e88/65e20207686cbfe8d605f39c_XFLEX%202024%20report%20(Technical%20White%20Paper).pdf)