

POPRAWA ELASTYCZNOŚCI PRACY ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWYCH POPRZECZ WPROWADZENIE SYSTEMU PRACY W ZWARCIU HYDRAULICZNYM

Mariusz Lewandowski, Maciej Kaniecki, Adam Adamkowski, Arkadiusz Kamiński,
Stanisław Lewandowski, Katarzyna Trojanowska

Słowa kluczowe: system energetyczny, elektrownia szczytowo-pompowa, elektrownia wodna, zwarcie hydrauliczne, elastyczność prac, stabilizacja systemu energetycznego, regulacja mocy czynnej, praca mocą okołozerową

Streszczenie. W artykule przedstawiono możliwości zwiększenia obszaru regulacji mocy czynnej elektrowni szczytowo-pompowych poprzez wdrożenie systemu pracy w zwarcu hydraulicznym. Zaprezentowano sposoby wdrożenia tego systemu dla różnych rozwiązań układów przepływowych stosowanych w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz oszacowano możliwe efekty techniczne i ekonomiczne wynikające z jego zastosowania. Przeanalizowano możliwości zastosowania tego systemu pracy we wszystkich elektrowniach szczytowo-pompowych aktualnie eksploatowanych w Polsce oraz zaprezentowano wyniki teoretycznej oceny zwiększenia obszaru regulacji mocy czynnej w tych elektrowniach. Rozszerzenie obszaru regulacji mocy czynnej znacznie zwiększa możliwości świadczenia usługi elastyczności, co jest szczególnie ważne w warunkach dużego nasycenia systemu elektroenergetycznego niespokojnymi i nieregulowanymi instalacjami wytwarzania energii wykorzystującymi odnawialne źródła energii, takie jak wiatr i promieniowanie słoneczne. Wskazano również na duże możliwości optymalizacji wykorzystania zdolności magazynowych zbiorników górnych elektrowni szczytowo-pompowych wynikające z wdrożenia systemu pracy w zwarcu hydraulicznym.

1. WSTĘP

Rozwój gospodarczy, którego immanentną cechą stało się coraz większe nasycenie techniką cyfrową zarówno w przemyśle jak i usługach, czy nawet w gospodarstwach domowych, wymusił dotrzymywanie coraz wyższych standardów dotyczących parametrów pracy systemów elektroenergetycznych. Dotyczy to zarówno utrzymywania w ściśle określonych granicach częstotliwości i napięcia, jak też utrzymywaniu równowagi pomiędzy podażą a popytem na energię elektryczną. Skłoniło to operatorów systemów elektroenergetycznych do intensywniejszego wykorzystywania walorów regulacyjnych zarówno źródeł wytwarzania jak też odbiorników energii. W wielu krajach zwiększoną uwagę skierowano na możliwości regulacyjne elektrowni wodnych, w tym przede wszystkim elastycznej pojemności magazynowej elektrowni szczytowo-pompowych. Międzynarodowa Agencja Energii Elektrycznej [IRENA] szacuje, że do 2035 r., aby w pełni skompensować zmienną i w większości niemożliwą do zaplanowania produkcję energii z odnawialnych źródeł, konieczne jest zainstalowanie w systemach elektroenergetycznych minimum 150 GW magazynów akumulatorowych i 325 GW mocy w elektrowniach szczytowo-pompowych [[16]]. Aktualnie w światowej energetyce zainstalowanych jest nieco ponad 160 GW w elektrowniach szczytowo-pompowych, oznacza to więc podwojenie mocy zainstalowanej w ciągu niecałych 15 lat. Nie wydaje się to możliwe do zrealizowania zważywszy na fakt, że od 2014 roku do 2020 przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach szczytowo-pompowych wyniósł zaledwie 1,5% [[14],[15]].

Parametry techniczne obecnie eksploatowanych dużych elektrowni wodnych i szczytowo – pompowych wybudowanych przeważnie w drugiej połowie XX w. nie są przystosowane technicznie do wypełniania zastrzonych wymagań w zakresie elastyczności pracy. Zadania oddawanych w tych czasach do eksploatacji elektrowni szczytowo-pompowych sprowadzały się do wyrównywania zmiennego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym. Elektrownie te pracowały w systemie pracy generacyjnej w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc, pompując wodę (pobierając moc z systemu elektroenergetycznego) w okresie dolin obciążenia systemu. Ten charakter pracy elektrowni szczytowo-pompowych z dobowym wyrównaniem sporadycznie był rozszerzany o pracę interwencyjną. Czasy reakcji, jak na potrzeby ówczesnych kryteriów jakościowych dotyczących utrzymywania częstotliwości i napięcia, były wystarczająco krótkie, aczkolwiek trwały od kilku minut (czas uruchomienia hydrozespołu do pracy generacyjnej/turbinowej) do kilkunastu minut (czas uruchomienia hydrozespołu do pracy silnikowej/pompowej), co w porównaniu z czasem trwania uruchomienia bloków ciepłych, nawet z tzw. stanu gorącego (od 2 do 4 godz.), stanowiło znaczącą, pozytywną różnicę.

W miarę rozwoju systemów sterowania zdolność regulacji hydrozespołów w systemie pracy generacyjnej znacznie wzrosła. Możliwość dokonywania zmian obciążenia z szybkością kilkunastu i więcej megawatów w czasie jednej sekundy stanowiła o dużej atrakcyjności tych elektrowni w zakresie pokrycia regulacyjnych

potrzeb systemu energetycznego. Zaczęto powszechnie wykorzystywać pracę elektrowni szczytowo-pompowych w systemie automatycznej regulacji częstotliwości i mocy [ARCM], zarówno w systemie regulacji pierwotnej (bardzo szybkie czasy reakcji hydrozespołu na zmiany obciążenia), jak i wtórnej [[9],[22],[23],[26],[27]] oraz interwencyjną załączeniowo – wyłączeniową regulację trójną. Z czasem, w miarę zaostrzanych kryteriów pracy systemu energetycznego, zrezygnowano z regulacji pierwotnej, która w elektrowniach wodnych nie spełniała już nowych zaostrzonych wymagań systemowych. Dużym mankamentem ograniczającym możliwości udziału elektrowni szczytowo-pompowych w regulacji częstotliwości i mocy w systemie elektroenergetycznym był – i jest nadal – brak technicznych możliwości regulacji mocy w systemie pracy silnikowej/pompowej (odbior energii z sieci) oraz ograniczenie obszaru regulacji mocy w systemie pracy generacyjnej/turbinowej (oddawanie energii do sieci) zwłaszcza w zakresie niskich obciążeń. W celu minimalizacji tych mankamentów wprowadzono szereg innowacyjnych rozwiązań technicznych i technologicznych, w tym między innymi:

- zastosowanie zmiennej szybkości obrotowej generatora, co rozszerza możliwości regulacji mocy w systemie pracy generacyjnej/turbinowej, oraz umożliwia, niestety w ograniczonym zakresie, regulację obciążenia w systemie pracy silnikowej/pompowej [[3],[9],[13],[18],[24],[25],[33]],
- wdrażanie technologii doprowadzania powietrza stabilizującego do układu przepływowego turbiny podczas jej pracy w obszarze niskich obciążeń, w celu poprawy stanu dynamicznego turbiny i umożliwienia zwiększenia obszaru regulacji obciążenia hydrozespołu w systemie pracy generacyjnej/turbinowej [[7],[20],[21]],
- stosowanie specjalnych kierownic/płetw w układzie przepływowym turbiny, przez co uzyskuje się podobny skutek jak podczas wprowadzania powietrza stabilizującego do układu przepływowego.

Rozwiązania te oprócz niepodważalnych zalet mają też swoje wady, do których należy zaliczyć przede wszystkim wysokie koszty wdrożenia. Dotyczy to zwłaszcza stosowania układów zmiennoodrotowych, których wdrożenie w eksploatowanych elektrowniach może wiązać się nawet z wymianą generatora/silnika. Jednak pomimo wysokich kosztów wdrożenia, większość z 55 GW nowych projektów ESP, które są w fazie przygotowywania w USA, będzie wykorzystywać hydrozespoły o zmiennej szybkości obrotowej [[32]]. Również w aktualnie eksploatowanych elektrowniach szczytowo – pompowych stosowane i planowane są wdrożenia układów zmiennoprędkościowych obejmujące także wymiany generatorów.

Poza kosztami dostosowania przyturbiniowych instalacji technologicznych niebagatelną pozycję stanowią koszty energii związane z doprowadzaniem powietrza do przestrzeni układu przepływowego turbiny. W przypadku stosowania specjalnych konstrukcji – krzyżownic doprowadzających powietrze pod wirnik maszyny – generowane są dodatkowe straty przepływowe, wpływające na obniżenie sprawności hydrozespołu. Podobną wadę mają również układy wyposażone w specjalne kierownice w rurze ssącej, które skutecznie ograniczają rozwój tzw. wiru sznurowego, ale z drugiej strony generują dodatkowe straty przepływowe.

Dlatego też, poza wymienionymi wyżej działaniami, idącymi w kierunku podwyższenia elastyczności wytwarzania i poboru energii z systemu energetycznego przez elektrownie szczytowo-pompowe, podejmowane są coraz częściej decyzje wdrażania pracy tych elektrowni w systemie krótkiego hydraulicznego obiegu wody, w potocznym języku technicznym zwanym pracą w zwarcu hydraulicznym [[28],[29]]. Praca w tym systemie umożliwia rozszerzenie obszaru płynnej i bezprzerwowej regulacji mocy od maksymalnej mocy pobieranej z systemu przez elektrownię do maksymalnej mocy wytwarzanej i wprowadzanej do systemu energetycznego. Praca elektrowni szczytowo-pompowej w zwarcu hydraulicznym umożliwia także znaczne zwiększenie szybkości reagowania na dynamiczne zmiany zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym, zarówno na wzrost, jak i na spadek zapotrzebowania na energię, oraz wyeliminowanie w praktyce regulacji trójnej (załączeniowo/wyłączeniowej), co ma znaczący wpływ na obniżenie stopnia wyłączenia urządzeń głównych i pomocniczych elektrowni.

2. ZASADA PRACY ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWEJ W SYSTEMIE ZWARCIA HYDRAULICZNEGO

Idea zastosowania systemu pracy w stanie zwarcia hydraulicznego pojawiła się w związku z malejącym wykorzystywaniem elektrowni szczytowo-pompowych w systemie elektroenergetycznym, ponieważ oprócz niezaprzeczalnych zalet regulacyjnych, elektrownie te mają również istotne wady ograniczające możliwości wypełniania rosnących wymagań w zakresie parametrów pracy systemu energetycznego. Do wad tych należą:

- brak możliwości zapewnienia pracy regulacyjnej przez całą dobę; regulacja mocy czynnej jest możliwa tylko podczas pracy generacyjnej/turbinowej, która trwa przez kilka do maksimum kilkunastu godzin w czasie doby,

- brak możliwości regulacji mocy podczas pracy hydrozespołów w systemie silnikowym/pompowym; moc pobierana z systemu podczas pracy pompowej zdeterminowana jest tylko wysokością podnoszenia zmieniającą się wraz z czasem trwania pracy w tym systemie; jedynie elektrownie z hydrozespołami dysponującymi turbinami typu Deriaz i układami zmienoobrotowymi mają możliwość regulacji mocy pobieranej z systemu podczas pracy silnikowej [[18]],
- brak możliwości regulacji w szerokim zakresie obciążeń wytwarzanej mocy czynnej podczas pracy w systemie generacyjnym/turbinowym; dotyczy to przede wszystkim pracy hydrozespołów w obszarze niskich obciążeń,
- skokowa i bardzo szybka zmiana obciążenia hydrozespołu podczas uruchamiania i odstawiania do/z pracy w systemie silnikowym/pompowym,
- wymuszona dynamiczna zmiana obciążenia podczas uruchamiania oraz odstawiania hydrozespołu do/z pracy w systemie generacyjnym/turbinowym wynikająca z potrzeby szybkiego przechodzenia przez obszar niskich obciążeń, w którym występują podwyższone drgania i pulsacje ciśnienia.

W praktyce nie ma technicznie akceptowalnych możliwości prowadzenia ruchu hydrozespołów wyposażonych w wirniki turbin typu Francis z mocą bliską zeru. Stosowane rozwiązania techniczne, polegające na doprowadzaniu powietrza stabilizującego do komory oraz stosowaniu w stożku rur ssących kierownic/płetw stabilizujących warkocz kawitacyjny, pozwalają poszerzyć obszar regulacji, jednakże zawsze do określonej minimalnej mocy, z reguły w granicach 20 – 30% mocy nominalnej.

Badania prowadzone w ramach projektu XFLEX Hydro wskazały na potencjalne możliwości wykorzystania układów zmiennoprędkościowych do skutecznego zmniejszenia zakresu obciążeń niedozwolonych lub nawet na wprowadzenie w tych obszarach jedynie ograniczeń czasowych pracy maszyny [[17]]. Zastosowanie takiego rozwiązania pozwala również na uelastycznienie pracy hydrozespołów odwracalnych poprzez umożliwienie płynnej regulacji poboru mocy w pracy silnikowej/pompowej, ale wysokie koszty wdrażania tych systemów przy ograniczonym obszarze regulacji poboru mocy są powodem małego zainteresowania właścicieli eksploatowanych już elektrowni szczytowo-pompowych tym rozwiązaniem.

Natomiast duże możliwości regulacyjne daje wdrożenie pracy w systemie, tzw. zwarcia hydraulicznego. Idea tego systemu polega na jednoczesnym prowadzeniu ruchu hydrozespołów jednego w pracy generacyjnej/turbinowej a drugiego silnikowej/pompowej przyłączonych do jednego zbiornika wodnego. W wyniku

tej współpracy uzyskuje się płynną (bezprzerwową) zdolność regulacyjną elektrowni w szerokim paśmie zmian obciążenia od mocy ujemnych (pobór energii na pompowanie) do mocy dodatnich (energia wytwarzana wprowadzana do sieci). Szczególnym stanem pracy w systemie zwarcia hydraulicznego jest możliwość długotrwałej pracy z obciążeniem okołozerowym (bliskim mocy 0 MW), co jest istotnym walorem w warunkach zbilansowanego energetycznie systemu. W tym stanie pracy elektrownia błyskawicznie reaguje na chwilowe zmiany obciążenia systemu zarówno w zakresie zapotrzebowania jak i produkcji energii. Należy przy tym podkreślić utrzymywanie ciągłej regulacji rozprywu mocy biernej w węźle systemu (kompensacja mocy biernej), co jest szczególnie ważne w systemach nasyconych zwłaszcza farmami fotowoltaicznymi.

Tę technologię pracy zastosowano po raz pierwszy w elektrowni wyposażonej w jednostki trójmaszynowe złożone z turbiny klasycznej oraz pompy osadzonych na jednym wale i sprzęgniętych z generatorem/silnikiem [[1]].

Poza istotnym zwiększeniem elastyczności pracy elektrowni uzyskano korzystną zmianę w gospodarowaniu energią zakumulowaną w zbiorniku górnym elektrowni dzięki zwiększeniu możliwości optymalizacji pracy elektrowni poprzez likwidację wymuszonego stałego obciążenia mocą czynną podczas pracy pompowej hydrozespołów.

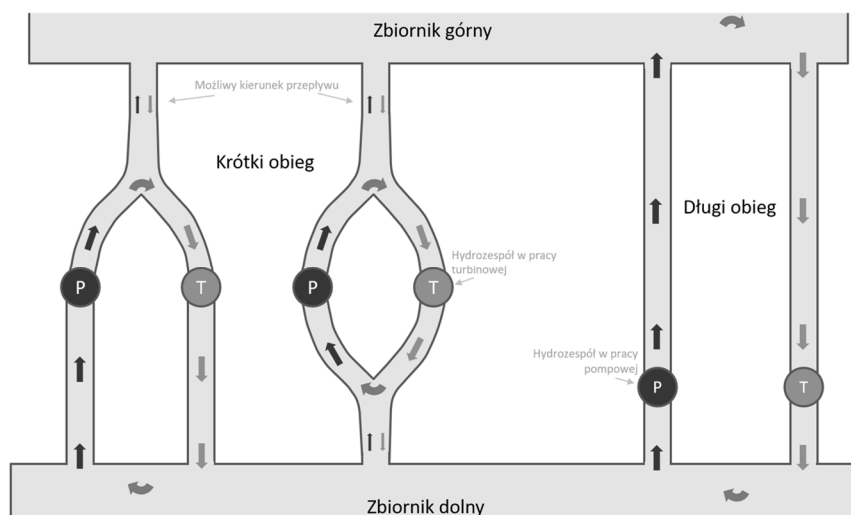
Wdrażanie pracy w systemie zwarcia hydraulicznego wszędzie tam, gdzie to jest technicznie możliwe, istotnie zwiększa możliwości równoważenia wahań obciążenia w sieci dzięki wysokiej elastyczności operacyjnej. Uzyskuje się to przy niskich nakładach inwestycyjnych i kosztach utrzymania tego systemu pracy. To z kolei umożliwia pomyślną integrację z systemem elektroenergetycznym niespokojnych i nieprzewidywalnych pod względem produkcji instalacji oze. Coraz więcej właścicieli elektrowni szczytowo-pompowych wdraża lub prowadzi prace nakierowane na wdrożenie systemu pracy elektrowni w zwarcu hydraulicznym. Doświadczenia z pracy ESP Kopswerk II [[11]], Hongrin Leman [[6]], czy Obervermuntwerk II [[30]] wskazują na zasadność stosowania tego systemu pracy. Program XFLEX Hydro [[17]], nakierowany na podnoszenie elastyczności pracy elektrowni wodnych różnych typów, zawiera duży pakiet badawczy obejmujący możliwości techniczne oraz ekonomiczne stosowania systemu pracy w zwarcu hydraulicznym w elektrowniach szczytowo-pompowych. Zaawansowane badania w ramach tego programu zostały przeprowadzone m.in.

w elektrowniach szczytowo-pompowych Grand Maison (Francja) oraz Frades 2 i Alqueva (Portugalia). We

wszystkich tych przypadkach nacisk kładziony jest na płynną regulację w szerokim paśmie zmian obciążenia w tym regulację obciążenia w zakresie mocy ujemnych (pompowanie), szybką reakcję z możliwie najmniejszą zwłoką czasową reagowania na dynamiczne zmiany obciążenia systemu oraz stabilną pracę i wysoką niezawodność. Do dodatkowych, lecz nie mniej ważnych zalet wdrożenia tego systemu pracy, należy zaliczyć:

- znaczące ograniczenie rozruchów i odstawień hydrozespołów (ograniczenie regulacji trójnej), co przekłada się na mniejsze wyłączenie urządzeń elektrowni i w związku z tym wydłużenie przebiegów międzyremontowych,
- zwiększenie czasu pracy hydrozespołów w elektrowni dzięki umożliwieniu prowadzenia optymalnej gospodarki zakumulowaną wodą w zbiorniku górnym elektrowni.

W elektrowniach szczytowo-pompowych, niewyposazonych w hydrozespoły trójmaszynowe, istnieje możliwość realizacji pracy w systemie zwarcia hydraulicznego w wariancie tzw. krótkiego i długiego obiegu. Wariant pracy w systemie zwarcia hydraulicznego w krótkim obiegu jest możliwy w tych elektrowniach szczytowo-pompowych, w których co najmniej dwa hydrozespoły przyłączone do jednego rurociągu mogą pracować jednocześnie: jeden w pracy generacyjnej/turbinowej zaś drugi w pracy silnikowej/pompowej. W elektrowniach, w których hydrozespoły są przyłączone do oddzielnych rurociągów, praca w zwarcu hydraulicznym może być realizowana w tzw. długim obiegu (rys. 1). Najkorzystniejszy z punktu widzenia wysokości strat hydraulicznych, jakie występują podczas pracy w systemie zwarcia hydraulicznego, jest układ pracy w tzw. „krótkim obiegu”, w którym obwód hydrauliczny zamyka się w bliskiej odległości od pompy i turbiny.



Rys. 1. Poglądowy schemat systemu pracy hydrozespołów elektrowni szczytowo-pompowej w zwarcu hydraulicznym w wariancie krótkiego i długiego obiegu

3. ASPEKTY TECHNICZNE WDROŻENIA PRACY W SYSTEMIE ZWARCIA HYDRAULICZNEGO W ELEKTROWNIACH SZCZYTOWO-POMPOWYCH

Naturalne jest, że zastosowanie pracy w systemie zwarcia hydraulicznego w eksploatowanych od wielu lat elektrowniach szczytowo-pompowych budzi wątpliwości i wznicią niepokój, zwłaszcza wśród przedstawicieli służb eksploatacji. Duży udział w tym ma z pewnością już sama nazwa takiego rozwiązania (ang. *hydraulic short circuit*), która zwykle wśród energetyków kojarzona z sytuacją awaryjną lub stanem wymuszonym i w tym kontekście jest dość kontrowersyjna. Podejmowane były w niektórych opracowaniach próby złagodzenia nazwy tego systemu pracy i przedstawienia go w bardziej przyjaznej formie, jak np. „system

sprężenia hydraulicznego”, lub „praca w pętli hydraulicznej”. Nazwy te się jednak nie upowszechniły.

Realizacja systemu zwarcia hydraulicznego w wariancie długiego obiegu, kiedy współpracujące ze sobą hydrozespoły mają ograniczony wpływ na siebie, nie powinna mieć żadnego wpływu na ich stan dynamiczny. Charakter przepływu wody w układzie przepływowym turbin nie ulega zmianie w porównaniu z pracą hydrozespołów w klasycznym, dotychczas realizowanym, systemie pracy. Istnieje jednak prawdopodobieństwo negatywnego wpływu zaburzeń w strudze napływającej wody z jednej maszyny pracującej w systemie pompowym do drugiej pracującej w systemie turbinowym na stan dynamiczny hydrozespołów. Dotyczy to zwłaszcza przypadków gdy odległości wlotów/wyłotów turbin hydrozespołów pracujących w zwarcu hydraulicznym są niewielkie. W związku z tym, w każdym przypadku – na obiektach nowo budowanych lub

istniejących – należy przeprowadzić próby pracy hydrozespołów w systemie zwarcia hydraulicznego w szerokim zakresie obciążeń. Próby te powinny być w szczególności ukierunkowane na badania pulsacji ciśnień, zwłaszcza w rurociągu doprowadzającym wodę do hydrozespołu pracującego w trybie turbinowym. Należy także przeprowadzić analizę stanu dynamicznego hydrozespołu z uwzględnieniem pulsacji mocy czynnej. Analiza wyników przeprowadzonych badań powinna dać odpowiedź na pytanie, czy praca w systemie zwarcia hydraulicznego w określonym układzie i konfiguracji pracy hydrozespołów jest możliwa i bezpieczna, oraz wskazać, jakie należy przedsięwziąć działania, aby umożliwić pracę w tym systemie.

Nieco bardziej skomplikowanym problemem jest ocena wpływu pracy w systemie zwarcia hydraulicznego hydrozespołów w wariancie krótkiego obiegu – gdy derywacje maszyn są ze sobą połączone w rozgałęzieniach rurociągów. Ocena taka komplikuje się jeszcze bardziej w tych elektrowniach, w których rurociągi łączące turbiny co najmniej dwóch hydrozespołów z dolnym zbiornikiem wodnym (rury ssące), są ze sobą połączone. W węźle hydraulicznym, w którym rury ssące turbin się łączą zamyka się pętla zwarcia hydraulicznego, w której charakter pulsacji ciśnienia związany z burzliwością przepływu ma zupełnie inne, z reguły bardziej niekorzystne oddziaływanie na stan dynamiczny hydrozespołów niż charakter pulsacji ciśnień jaki występuje w węźle zwarcia hydraulicznego zlokalizowanym od strony napływu (wysokiego ciśnienia). Istnieje jednak szereg doświadczeń, które wskazują możliwe kierunki rozwiązań wsparte odpowiednimi analizami i badaniami [[2],[5],[6],[8],[10],[12],[19]]. Wykorzystywanie specjalistycznych narzędzi obliczeniowych do symulacji przepływu podczas pracy hydrozespołów w systemie zwarcia hydraulicznego szczególnie w układach istniejących elektrowni wodnych, które nie były zwykle projektowane z zamiarem realizacji tego systemu pracy, pozwala na ocenę bezpieczeństwa pracy elektrowni, a także może wspomagać opracowywanie metodyki badań stanu dynamicznego (np. poprzez możliwość wytypowania na ich podstawie odpowiednich miejsc pomiaru pulsacji ciśnienia).

Niezależnie od konfiguracji układów przepływowych maszyn współpracujących ze sobą w systemie zwarcia hydraulicznego oraz konfiguracji trybów pracy poszczególnych hydrozespołów uczestniczących w tym systemie, konieczne jest dokładne rozpoznanie zmienności parametrów w sytuacjach awaryjnych. Dotyczy to zwłaszcza wyłączeń jednego lub obu współpracujących hydrozespołów o charakterze nagłym, jakim są zrzuty obciążenia związane z odłączeniem silnika/generatora od sieci w wyniku zadziałania zabezpieczeń elektrycznych.

Praca w systemie zwarcia hydraulicznego, realizowana zarówno w krótkim, jak i długim obiegu, jest źródłem strat hydraulicznych, które przekładają się na sprawność przetwarzania energii (sprawność cyklu) elektrowni szczytowo-pompowej. Dla oszacowania dodatkowych kosztów eksploatacji i utrzymania majątku produkcyjnego elektrowni należy przeprowadzić pomiary tych strat.

Największy efekt poszerzenia pasma regulacji w wyniku wdrożenia systemu zwarcia hydraulicznego uzyskują te elektrownie, których hydrozespoły dysponują szerokim pasmem regulacji mocy czynnej w generacyjnym/turbinowym systemie pracy.

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. W niektórych przypadkach wymaga to specjalnych, cechujących się wysoką precyzją, rozwiązań. Ważnym zagadnieniem jest pozyskanie właściwego oprogramowania optymalizującego prowadzenie ruchu hydrozespołów w elektrowni. Zadana przez Operatora Systemu Przesyłowego moc można w większości przypadków uzyskać w różnych konfiguracjach pracy hydrozespołów. Wybór właściwego wariantu nie będzie zależeć jedynie od minimalizacji strat, lecz także od oceny sytuacji, jaka nastąpi w niedalekiej przyszłości w celu minimalizacji liczby odstawień i rozruchów (sterowanie predykcyjne).

Należy podkreślić, że podczas pracy elektrowni w systemie zwarcia hydraulicznego będą znacznie ograniczone możliwości produkcyjne elektrowni. Aby uzyskać pewien zakres regulacji mocy pobieranej z systemu podczas pracy pompowej, przynajmniej jeden hydrozespół musi pracować w systemie generacyjnym/turbinowym, co oznacza ograniczenie wydajności elektrowni w trybie pompowania wody do zbiornika górnego. Można ten negatywny efekt minimalizować uwzględniając w programach optymalizujących pracę elektrowni gospodarowanie magazynem energii jakim jest górny zbiornik elektrowni.

Dlatego też, niezależnie od stosowanej koncepcji sterowania pracą hydrozespołów w systemie zwarcia hydraulicznego konieczna jest planowa gospodarka zasobami wodnymi zakumulowanymi w zbiornikach elektrowni. Z jednej bowiem strony wymagana jest ciągła kontrola i planowanie uzupełniania wody w zbiorniku górnym, z drugiej zaś strony, w wyniku pracy elektrowni w systemie zwarcia hydraulicznego, istotnie wydłużamy czas wykorzystania pojemności akumulacyjnej zbiornika górnego. Osiąga się to dostosowując precyzyjnie pracę elektrowni do aktualnych potrzeb systemowych, bowiem w tym systemie elektrownia

pracuje z zapotrzebowaną przez system elektroenergetyczny mocą bez wymuszeń związanych z ograniczeniami technicznymi hydrozespołów (takimi jak: ograniczone pasmo regulacji mocy czynnej, brak możliwości regulacji mocy podczas pracy pompowej, praca przy ściśle określonym minimum technicznym). W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych, które wykorzystują dopływ naturalny do zbiornika górnego optymalizacja pracy musi uwzględniać również efekt maksymalizacji wykorzystania energii zielonej z dopływu naturalnego tak, aby stworzyć możliwość odbioru energii z systemu w warunkach jej nadwyżki utrzymując jednocześnie odpowiedni zapas magazynowy energii w zbiorniku górnym.

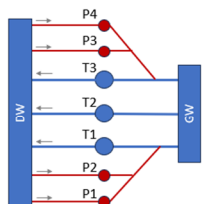
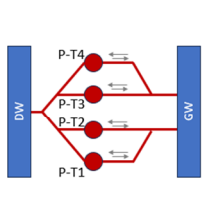
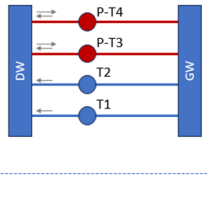
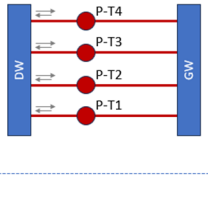
4. TECHNICZNE MOŻLIWOŚCI WDROŻENIA SYSTEMU PRACY W ZWARCIU HYDRAULICZNYM W KRAJOWYCH ELEKTROWNIACH SZCZYTOWO-POMPOWYCH

W Polsce eksploatowanych jest sześć elektrowni szczytowo-pompowych, spośród których trzy pracują bez dopływu naturalnego do zbiornika górnego (Żar, Żydowo, Żarnowiec) i trzy ze zbiornikami górnymi z dopływem naturalnym (Dychów, Solina, i Niedzica). Moc osiągalna elektrowni jest silnie skorelowana z dysponowanym spadem, który zależy od sposobu ich wykorzystywania w systemie elektroenergetycz-

nym zmienia się w szerokim zakresie w cyklach dobowych lub sezonowych. Aktualnie regulacja mocy czynnej w tych elektrowniach prowadzona jest jedynie w systemie pracy generatorowej/turbinowej. W systemie pracy pompowej/silnikowej moc pobierana z systemu jest zdeterminowana aktualną wysokością piętrzenia i nie jest technicznie możliwa wymuszona operacyjnie jej regulacja. Jedynie hydrozespoły wyposażone w turbiny typu Deriaza w ESP Niedzica mają możliwość płynnej regulacji mocy również w systemie pracy pompowej, jednakże od oddania tej elektrowni do eksploatacji ta możliwość praktycznie nie była wykorzystywana.

Podstawowe parametry techniczne polskich ESP, zostały przedstawione w tabeli 1, należy je jednak traktować jako dane poglądowe, które w sposób dość ogólny i uproszczony opisują zdolności techniczne – produkcyjne (m.in. przyjęto w nich wartości mocy czynnej urządzeń dla uśrednionych warunków spadu). Jest to jednak wystarczające do przeprowadzenia wstępnej analizy możliwości wdrożenia pracy w systemie zwarcia hydraulicznego. Szczegółowy opis techniczny elektrowni wymaga przede wszystkim przedstawienia zależności od uwarunkowań hydrologicznych, wymogów stawianych przez gospodarkę wodną oraz uwarunkowań związanych z eksploatacją i utrzymaniem budowli hydrotechnicznych.

Tabela 1
Elektrownie szczytowo-pompowe eksploatowane w Polsce

	NAZWA ELEKTROWNI	SCHEMAT UKŁADU PRZEPŁYWOWEGO	MOC URZĄDZEŃ	NAZWA ELEKTROWNI	SCHEMAT UKŁADU PRZEPŁYWOWEGO	MOC URZĄDZEŃ
UKŁADY PRZEPŁYWOWE Z ROZGAŹNIENIAMI (zasilanie kilku maszyn wspólnym rurociągiem)	ESP DYCHÓW		3 hydrozespoły z turbinami Kaplana (podwójna regulacja w pracy turbinowej) (T) 4 agregaty pompowe z pompami wirowymi (P) P1: (-5.5) MW P2: (-5.5) MW T1: (+6 ÷ +28.5) MW T2: (+6 ÷ +28.5) MW T3: (+6 ÷ +28.5) MW P3: (-5.5) MW P4: (-5.5) MW	ESP ŻAR		4 hydrozespoły z odwracalnymi turbinami Francis (P-T) P-T1: (-135; +80 ÷ +125) MW P-T2: (-135; +80 ÷ +125) MW P-T3: (-135; +80 ÷ +125) MW P-T4: (-135; +80 ÷ +125) MW
UKŁADY PRZEPŁYWOWE BEZ ROZGAŹNIENI (zasilanie każdej maszyny oddzielnym rurociągiem)	ESP SOLINA		2 hydrozespoły z odwracalnymi turbinami Francis (P-T) 2 hydrozespoły z klasycznymi turbinami Francis (T) T1: (+40 ÷ +68) MW T2: (+40 ÷ +68) MW P-T3: (-31; +20 ÷ +32) MW P-T4: (-31; +20 ÷ +32) MW	ESP ŻARNOWIEC		4 hydrozespoły z odwracalnymi turbinami Francis (P-T) P-T1: (-200; +107 ÷ +179) MW P-T2: (-200; +107 ÷ +179) MW P-T3: (-200; +107 ÷ +179) MW P-T4: (-200; +107 ÷ +179) MW
	ESP NIEDZICA		2 hydrozespoły z turbinami Deriaza (podwójna regulacja w pracy pompowej i turbinowej) (P-T) P-T1: (-49 ÷ -37; +5 ÷ +49) MW P-T2: (-49 ÷ -37; +5 ÷ +49) MW	ESP ŻYDOWO		2 hydrozespoły z odwracalnymi turbinami Francis (P-T) 1 hydrozespół z klasyczną turbiną Francis (T) P-T1: (-63; +38 ÷ +55) MW T2: (+38 ÷ +55) MW P-T3: (-63; +38 ÷ +55) MW

Analizowane polskie elektrownie szczytowo-pompowe pogrupowano również ze względu na konfigurację układu przepływowego z uwzględnieniem:

- zasilania maszyn ze wspólnego rurociągu (ESP Dychów - dwa z trzech hydrozespołów mają wspólne rurociągi łączące każdy z nich z dwoma agregatami pompowymi, ESP Żar - poza wspólnymi dwoma rurociągami do których przyłączone są dwie turbiny, dodatkowo wszystkie cztery turbiny posiadają wspólny odcinek sztolni odpływowej),
- zasilania każdej z maszyn oddzielnymi rurociągami (ESP Żarnowiec, ESP Żydowo, ESP Solina i ESP Niedzica).

Taki podział elektrowni determinuje możliwości ich pracy w systemie zwarcia hydraulicznego z zastosowaniem krótkiego obiegu (przy układach przepływowych z bifurkacjami) i długiego obiegu, różniących się wielkością strat hydraulicznych (większe przy długich obiegach) oraz stopniem złożoności zjawisk przepływowych (wyższy przy rozpyłach w rozgałęzieniach). Niezależnie od konfiguracji układu przepływowego w danej elektrowni, dla której planuje się wprowadzenie pracy w zwarcu hydraulicznym, ważne jest rozpoznanie i określenie warunków eksploatacji pod kątem zachowania pełnego bezpieczeństwa maszyn oraz ich układów przepływowych. Należy przede wszystkim uwzględnić w planowanych pracach wdrożeniowych fakt, że wprowadzany do eksploatacji system zwarcia hydraulicznego w tych elektrowniach nie był przewidywany w ramach założeń ich pierwotnego projektu.

W tabeli 2 przedstawiono rezultaty przeprowadzonej analizy wprowadzenia systemu pracy w zwarcu hydraulicznym w analizowanych elektrowniach. Z przedstawionych danych wynika, że wprowadzenie tego systemu pozwala osiągnąć bardzo znaczące poszerzenie zakresu regulacji mocy czynnej. Największe możliwości w tym zakresie wykazują elektrownie Żydowo, Żarnowiec i Żar, dla których obszar płynnej regulacji mocy czynnej można w wyniku wdrożenia systemu pracy w zwarcu hydraulicznym zwiększyć o ponad połowę aktualnych możliwości regulacyjnych (dla ESP Żar o blisko 80%, czyli o ponad 300 MW, a dla ESP Żarnowiec o nieco ponad 75%, czyli o prawie 450 MW!). Dla pozostałych elektrowni również przewiduje się niebagatelny, bo o ok. 30% wzrost zakresu regulacji mocy.

Istotny w przeprowadzonej analizie jest fakt, że uzyskane zwiększenie zakresu regulacyjności nie wiąże się z dodatkowymi nakładami na modyfikację konstrukcji maszyn, czy ich układów przepływowych. To pozwala potencjalnie uniknąć znaczących kosztów wprowadzenia takiego systemu pracy maszyn, jednakże pozostaje wspomniana już wyżej konieczność wykonania szczegółowych analiz oraz badań pozwalających na bezwzględnie priorytetowe wyeliminowanie jakichkolwiek sytuacji mogących prowadzić do powstania zagrożenia bezpieczeństwa pracy elektrowni przy wprowadzaniu sposobu eksploatacji nieprzewidzianego w pierwotnym projekcie elektrowni.

W analizie przedstawionej w tabeli 2 zwracają uwagę obszary wyłączone z regulacji, które nie mogą być objęte zakresem zmian mocy czynnej współpracujących ze sobą maszyn. Bez względu na fakt, że wynikają one głównie z zakresu regulacji pracy hydrozespołów w generacji to korzystne jest aby wyłączenia te nie obejmowały obszaru pracy z okołozerową mocą czynną.

Jednym ze sposobów umożliwiających pracę elektrowni w obszarze mocy okołozerowej jest rozszerzenie zakresu regulacji mocy czynnej w pracy generacyjnej/turbinowej hydrozespołów, zwłaszcza w zakresie niskich obciążeń. Analiza przedstawiona w tabeli 3 przedstawia rezultaty zwiększenia zakresu regulacyjności mocy elektrowni Solina i Żydowo dzięki obniżeniu mocy minimalnej hydrozespołów w pracy turbinowej. W ESP Solina po wymianie wirników turbin uzyskano w efekcie możliwość pracy turbinowej przy bardzo niskich obciążeniach. Pompoturbiny po przeprowadzonej modernizacji mogą pracować z minimalnym obciążeniem mocą czynną równą 25% mocy nominalnej natomiast dopuszczalne obciążenie minimalne hydrozespołów klasycznych wynosi 7% mocy nominalnej. Możliwość pracy hydrozespołów z tak niskim obciążeniem w ruchu turbinowym pozwala wyeliminować całkowicie obszary nieciągłości w całym obszarze dostępnej regulacji podczas pracy tych maszyn w zwarcu hydraulicznym. Natomiast w ESP Żydowo uzyskano po modernizację możliwość pracy z mocą wynoszącą jedynie do ok. 70% mocy nominalnej. Obniżenie dopuszczalnej mocy minimalnej do 45% mocy nominalnej umożliwiłoby na pracę tej elektrowni z obciążeniem okołozerowym. Ponadto taka zmiana skutkowałaby ponad 2-krotnym zwiększeniem zakresu regulacji mocy czynnej.

Tabela 2.

Porównanie szacowanych zakresów regulacyjnych w systemie klasycznym pracy oraz w systemie zwarcia hydraulicznego dla elektrowni szczytowo-pompowych eksploatowanych w Polsce

NAZWA ELEKTROWNI	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		$P_{min} = +6,0 \text{ MW}$ (1×T z mocą min) $P_{max} = +85,5 \text{ MW}$ (3×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 79,5 \text{ MW}$ ciągły obszar regulacji	$P_{min} = -16,0 \text{ MW}$ (1×P + 1×T z mocą min) $P_{max} = +85,5 \text{ MW}$ (3×T 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 SOLINA		$P_{min} = +20,0 \text{ MW}$ (1×T z mocą min) $P_{max} = +200,0 \text{ MW}$ (4×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 180 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszaru: (+32 ÷ +40 MW) $\Delta P = 8 \text{ MW}$	$P_{min} = -22,0 \text{ MW}$ (2×P + 1×T z mocą min) $P_{max} = +200,0 \text{ MW}$ (4×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 222 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszaru: (+6 ÷ +9 MW) $\Delta P = 3 \text{ MW}$	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 172 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne: $\Delta P_{reg,A} = 219 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +47 MW; 28%
ESP ŻAR		$P_{min} = +80,0 \text{ MW}$ (1×T z mocą min) $P_{max} = +500,0 \text{ MW}$ (4×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 420 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (+125 ÷ +160 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$	$P_{min} = -325,0 \text{ MW}$ (3×P + 1×T z mocą min) $P_{max} = +500,0 \text{ MW}$ (4×T 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 ŻYDOWO		$P_{min} = +38,0 \text{ MW}$ (1×T z mocą min) $P_{max} = +165,0 \text{ MW}$ (3×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 127 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (+55 ÷ +76 MW) $\Delta P = 21 \text{ MW}$ (+110 ÷ +114 MW) $\Delta P = 4 \text{ MW}$	$P_{min} = -88,0 \text{ MW}$ (2×P + 1×T z mocą min) $P_{max} = +165,0 \text{ MW}$ (4×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 253 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (-71 ÷ -25 MW) $\Delta P = 46 \text{ MW}$ (-8 ÷ +13 MW) $\Delta P = 21 \text{ MW}$ (+55 ÷ +76 MW) $\Delta P = 21 \text{ MW}$ (+110 ÷ +114 MW) $\Delta P = 4 \text{ MW}$	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 102 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne: $\Delta P_{reg,A} = 161 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +59 MW; 58%
ESP ŻARNOWIEC		$P_{min} = +107,0 \text{ MW}$ (1×T z mocą min) $P_{max} = +716,0 \text{ MW}$ (4×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 609 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszaru: (+179 ÷ +214 MW) $\Delta P = 35 \text{ MW}$	$P_{min} = -493,0 \text{ MW}$ (3×P + 1×T z mocą min) $P_{max} = +716,0 \text{ MW}$ (4×T 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		$P_{min} = -98,0 \text{ MW}$ (1×P z mocą min) $P_{max} = +98,0 \text{ MW}$ (2×T z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 196 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszarów: (-74 ÷ -49 MW) $\Delta P = 25 \text{ MW}$ (-37 ÷ +5 MW) $\Delta P = 42 \text{ MW}$	$P_{min} = -98,0 \text{ MW}$ (2×P z mocą min) $P_{max} = +98,0 \text{ MW}$ (2×T 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%

Istnieje wiele rozwiązań technicznych dających w efekcie możliwość pracy hydrozespołów w szerokim obszarze zmian obciążenia. Dotyczy to przede wszystkim umożliwienia pracy turbin z głębokim niedociążeniem. Najczęściej stosowanym sposobem jest doprowadzenie powietrza stabilizującego w odpowiednie strefy komory wirnika. Efektywnym rozwiązaniem jest również wyposażenie hydrozespołów w układ zmiennoprędkościowy, który umożliwia unikanie obszarów pracy maszyny niekorzystnych pod względem energetycznym i dynamicznym poprzez utrzymywanie maszyny w okolicach sprawności mak-

symalnej. Jednym z rezultatów prezentowanych w ramach projektu XFLEXHydro [[17]] było przedstawienie możliwości aktywnej regulacji obciążenia hydrozespołu w trybie pracy turbinowej poprzez zmienne obroty maszyny z uwzględnieniem tzw. pagórka charakterystyki zmęczenia (*damage hill chart*). Pozwala to na optymalne sterowanie pracą maszyny skierowane na minimalizację niekorzystnych zjawisk dynamicznych. Wspomniana charakterystyka jest tworzona na podstawie symulacji numerycznych realizowanych dla szerokiego spektrum warunków pracy turbiny.

W efekcie uzyskuje się nawet całkowite wyeliminowanie obszarów niedozwolonej pracy maszyny (np. obszary nadmiernych drgań) efektywnie zwiększając możliwości regulacyjne i produkcyjne.

Tabela 3.
Zmiana obszarów regulacji mocy czynnej po modernizacji ESP Solina i ESP Żydowo

NAZWA ELEKTROWNI	PO MODERNIZACJI (OBNIŻENIE MOCY MINIMALNEJ W PRACY TURBINOWEJ)		OBSZAR CIĄGŁEJ I BEZPRZERWOWEJ REGULACJI MOCY CZYNNEJ
	MOC URZĄDZEŃ	ZAKRES REGULACJI MOCY W SYSTEMIE ZWARCIA HYDRAULICZNEGO	
ESP SOLINA	2 hydrozespoły z odwracalnymi turbinami Francisa (P-T) 2 hydrozespoły z klasycznymi turbinami Francisa (T)	$P_{min} = -57,0 \text{ MW}$ ($2 \times P + 1 \times T$ z mocą min) $P_{max} = +200,0 \text{ MW}$ ($4 \times T$ z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 257 \text{ MW}$ ciągły obszar regulacji	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 172 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne po modernizacji: $\Delta P_{reg,A} = 257 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +85 MW; 49%
	T1: $(+5 \div +68) \text{ MW}$ T2: $(+5 \div +68) \text{ MW}$ P-T3: $(-31; +8 \div +32) \text{ MW}$ P-T4: $(-31; +8 \div +32) \text{ MW}$		
ESP ŻYDOWO	2 hydrozespoły z odwracalnymi turbinami Francisa (P-T) 1 hydrozespół z klasyczną turbiną Francisa (T)	$P_{min} = -88,0 \text{ MW}$ ($2 \times P + 1 \times T$ z mocą min) $P_{max} = +165,0 \text{ MW}$ ($4 \times T$ z mocą max) Zakres regulacji $\Delta P = 253 \text{ MW}$ z wyłączeniem obszaru: $(-71 \div -38 \text{ MW})$ $\Delta P = 33 \text{ MW}$	System klasyczny: $\Delta P_{reg,A} = 102 \text{ MW}$ Zwarcie hydrauliczne po modernizacji: $\Delta P_{reg,A} = 233 \text{ MW}$ Zwiększenie zakresu regulacji o: +131 MW; 128%
	P-T1: $(-63; +25 \div +55) \text{ MW}$ T2: $(+25 \div +55) \text{ MW}$ P-T3: $(-63; +25 \div +55) \text{ MW}$		

5. EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA WDROŻENIA SYSTEMU PRACY W ZWARCIU HYDRAULICZNYM ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWYCH

Właściciele elektrowni szczytowo-pompowych na świecie, w tym również w Europie, dopiero w okresie ostatnich kilku lat z coraz większą intensywnością poszukują rozwiązań podwyższających elastyczność pracy elektrowni. Za wdrażaniem zmian idących w tym kierunku przemawia fakt, że w kilku dużych systemach elektroenergetycznych w Ameryce Północnej i w Europie prowadzone są prace nad dostosowaniem systemów rozliczeń regulacyjnych usług systemowych do nowych wymagań sieciowych. Dodatkowo wynagradzane usługi mają obejmować przede wszystkim usługę magazynowania energii i elastyczność pracy elektrowni.

Najkorzystniejszym sposobem zwiększenia elastyczności pracy eksploatowanych elektrowni szczytowo-pompowych jest wdrożenie systemu zwarcia hydraulicznego. Mając na uwadze to, że elektrownie szczytowo-pompowe okazały się jak dotąd najbardziej dojrzałą technicznie i wysoce opłacalną formą magazynowania energii, i to, że w tych elektrowniach stosowana jest najnowocześniejsza technologia, stosowanie systemu pracy elektrowni w zwarcu hydraulicznym nie powinno stanowić ryzyka technicznego. Potwierdzają

to coraz liczniejsze przykłady wdrożeń tego systemu w elektrowniach w Europie [[1],[6],[11],[17],[30]]. W związku z faktem, że wdrażanie systemu zwarcia hydraulicznego dotyczy istniejących elektrowni, dla których projekt nie przewidywał tego rodzaju pracy wymagane jest przeprowadzenie szczegółowej analizy parametrów pracy hydrozespołów w tym systemie pracy

i wdrożenia systemu monitoringu i sterowania uwzględniającego pracę w nowych uwarunkowaniach technicznych. Koszty inwestycyjne i operacyjne wdrożenia tego systemu pracy są stosunkowo niskie, natomiast efektywność ekonomiczna może i powinna w niedalekiej przyszłości okazać się znacząca.

Efektywność ekonomiczna produkcji energii elektrycznej, wynikająca z różnicy pomiędzy ceną energii wprowadzanej do sieci podczas szczytów dobowego zapotrzebowania na energię a ceną energii pobieranej na pompowanie podczas dolin obciążenia systemu energetycznego, w rozliczeniu dobowym dla elektrowni szczytowo-pompowej pracującej w systemie zwarcia hydraulicznego może okazać się niższa niż dla elektrowni, pracującej w klasycznym systemie pracy regulacyjnej. Jest to związane z zupełnie innym charakterem pracy elektrowni, która w ramach stabilizacji parametrów pracy systemu elektroenergetycznego może pobierać moc z systemu (przeważa praca silnikowa), jak i oddawać moc do systemu (przeważa praca

generacyjna) niezależnie od aktualnych cen, jakie obowiązują na rynku energii elektrycznej. Ewentualne straty energii związane ze zmianą sprawności cyklu można w stosunkowo łatwy sposób wyznaczyć. Sprawność cyklu jest w większości elektrowni szczytowo-pompowych monitorowana w sposób ciągły, co umożliwia instalowane w elektrowniach komputerowe systemy monitorowania parametrów pracy elektrowni i wspomagania eksploatacji z zaimplementowanym specjalistycznym inżynierskim oprogramowaniem.

W układzie zrównoważonym koszt prowadzenia regulacji w trybie zwarcia hydraulicznego, pomijając różnice, jakie występują w stratach hydraulicznych, które są zależne od wielu czynników, sprowadza się do kosztu zakupu energii z systemu na pompowanie K_{reg} potraktowanego współczynnikiem: $(1 - \eta_p \cdot \eta_s)$, i będzie zależny od ilości zakupionej energii, E_p [kWh], oraz jej ceny, c_p [zł/kWh]:

$$K_{reg} = c_p \cdot E_p (1 - \eta_p \cdot \eta_s), \text{ zł.}$$

gdzie: η_p – sprawność pompy,

η_s – sprawność silnika.

Zależnie od tego, w jakiej strefie czasowej regulacja jest prowadzona (różna cena rynkowa energii), efekty z tytułu handlu energią elektrowni pracującej w systemie zwarcia hydraulicznego w porównaniu z elektrownią pracującą w systemie klasycznym (praca generatorowa w szczytach obciążenia i silnikowa w dolinach obciążeń) mogą się znacznie różnić.

Zagadnienie efektywności ekonomicznej wdrożenia pracy w systemie zwarcia hydraulicznego można sprowadzić do zbilansowania dodatkowych kosztów, związanych z zakupem większej ilości energii na pompowanie i jej sprzedaży po przetworzeniu w systemie zwarcia hydraulicznego, po tej samej cenie, z dodatkowymi wpływami związanymi ze sprzedażą usługi systemowej regulacji wtórnej mocy czynnej w poszerzonym paśmie regulacji. Badania przeprowadzone w 2017 roku w elektrowni Kopswerk II wykazały, że wdrożenie w tej elektrowni systemu pracy w zwarcu hydraulicznym zwiększa w ten sposób liczony dochód o ponad 25%.[[4]]. System rozliczeń w tej elektrowni obejmuje płatność za świadczenie usługi wtórnej regulacji mocy, ale nie uwzględnia dodatkowych przychodów z tytułu świadczenia usługi magazynowania, czy też elastyczności pracy elektrowni. Uzyskiwane przychody elektrowni są mocno zależne od optymalnego prowadzenia ruchu elektrowni pracującej w systemie zwarcia hydraulicznego. Wymaga to opracowania programów optymalizujących, uwzględniających zmien-

ność cen energii i wielkość strat energetycznych w każdej konfiguracji i przy określonym wypadkowym obciążeniu.

Badania przeprowadzone w warunkach funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Hiszpanii [[4]], na którym ESP handluje energią na rynku dnia następnego oraz świadczy usługę regulacji wtórnej, wykazały zwiększenie przychodów o 28% po wdrożeniu systemu pracy w zwarcu hydraulicznym, przy założeniu prowadzenia gospodarki wodnej w układzie zrównoważonym. Nakłady inwestycyjne, związane między innymi z koniecznością (tam, gdzie to niezbędne) wzmocnienia węzłów konstrukcyjnych układu przepływowego oraz z modernizacją systemu sterowania, nie przekraczają 3% nakładów inwestycyjnych na wyposażenie elektro – mechaniczne elektrowni [[4]]. W każdym z analizowanych przypadków ESP, w których zastosowano system pracy w zwarcu hydraulicznym, niezależnie od wyposażenia elektro-mechanicznego (jednostki trójmaszynowe, jednostki binarne i pompoturbiny) efektywność ekonomiczna eksploatacji elektrowni wzrosła.

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. Szacowany koszt wdrożenia systemu pracy w zwarcu hydraulicznym na istniejących obiektach ocenia się na mniej niż 10.000 EU/MW mocy regulacyjnej uzyskanej dodatkowo w wyniku wdrożenia systemu pracy w zwarcu hydraulicznym [[31]]. Tak więc, 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.

W polskich elektrowniach szczytowo-pompowych nie prowadzono zaawansowanych prac skierowanych na oszacowanie efektywności ekonomicznej wdrożenia systemu pracy w zwarcu hydraulicznym. Ta sytuacja jest wynikiem ograniczonego zainteresowania właścicieli tych elektrowni, wynikającym z braku jak dotychczas jakichkolwiek przesłanek odnośnie możliwości uzyskania dodatkowych przychodów z tytułu podwyższenia elastyczności pracy tych elektrowni. System rozliczeń elektrowni szczytowo-pompowych w Polsce nie obejmuje tego rodzaju usługi, nie obejmuje też usługi magazynowania energii. Wdrożenie systemu pracy w zwarcu hydraulicznym, a także rozwiązań technicznych poprawiających regulacyjność i elastycz-

ność pracy elektrowni oraz zwiększających możliwości akumulacji energii w zbiornikach górnych, w warunkach stosowania aktualnego systemu rozliczeń nie jest ekonomicznie uzasadniona. Personel eksploatacji elektrowni szczytowo-pompowych w większości z dużą rezerwą, a czasem wręcz z niechęcią, postrzega rozwiązania nakładające na niego dodatkowe obowiązki. Trzeba bowiem mieć na uwadze to, że wdrożenie innowacyjnych rozwiązań zawsze wymaga dodatkowego zaangażowania personelu eksploatacji. Bez zainteresowania właściciela elektrowni i jego pracowników oraz bez ścisłej współpracy z wdrażającymi innowacyjność efekt zastosowania pionierskich rozwiązań może dać zgoła odmienne rezultaty od zakładanych.

6. POSUMOWANIE I NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI

Przedstawiono analizę celowości zwiększenia regulacyjności elektrowni szczytowo-pompowych poprzez zastosowanie systemu pracy w zwarcu hydraulicznym hydrozespołów. Powiększony obszar płynnej regulacji mocy czynnej, dzięki wdrożeniu tego systemu pracy, obejmuje również regulację w zakresie mocy ujemnych (pobieranych z systemu elektroenergetycznego), w tym regulację w obszarze mocy okołozeroowej. Jest to bardzo cenna zdolność techniczna tego typu elektrowni, reprezentujących źródła wytwarzania dysponujące magazynem energii, i jest szczególnie istotna dla systemów elektroenergetycznych nasyconych nieregulowanymi źródłami energii o zmiennym i nieprzewidywalnym w czasie obciążeniu. W aktualnie stosowanym klasycznym systemie pracy elektrowni szczytowo-pompowych w Polsce (poza ESP Niedzica) nie jest w ogóle możliwa do realizacji.

Możliwość regulowania mocy jest bardzo cenna szczególnie w sytuacji „najeżdżania z mocą” na szczyt wieczorny, gdy występują znaczne gradienty zmian zapotrzebowania na moc w systemie. Podobna sytuacja występuje przy „wychodzeniu” z doliny nocnej i „wchodzeniu” na szczyt dopołudniowy. Zaletą operacyjną systemu pracy w zwarcu hydraulicznym jest to, że praktycznie nie występuje konieczność dokonywania skomplikowanych i czasochłonnych przełączeń. Wdrożenie pracy w tym systemie praktycznie we wszystkich krajowych elektrowniach szczytowo-pompowych jest technicznie możliwe. Wymagane jest jednak przeprowadzenie specjalistycznych badań i pomiarów oraz eksperckiej analizy układów przepływowych z wykorzystaniem zaawansowanych narzędzi obliczeniowych. Należy między innymi wykonać kompleksowe obliczenia zmian ciśnień w układach przepływowych w różnych sytuacjach ruchowych hydrozespołów z uwzględnieniem możliwych sytuacji awaryjnych.

Efektywność techniczna pracy elektrowni w systemie zwarcia hydraulicznego jest zdeterminowana możliwym do uzyskania powiększeniem obszaru regulacji mocy czynnej. Analiza wykazała, że w każdej z sześciu krajowych elektrowni szczytowo-pompowych powiększenie obszaru regulacji jest znaczne i odniesione do aktualnego obszaru regulacji mocy czynnej elektrowni potencjalnie wynosi od 30% do nawet 80%.

Koszty rozszerzenia możliwości pracy elektrowni szczytowo-pompowych o system pracy w zwarcu hydraulicznym to koszty badań, pomiarów, ekspertyz i ewentualnych zmian w układach sterowania i automatyki zabezpieczeniowej. Jak wskazują doświadczenia światowe jedynie w niektórych przypadkach układów hydraulicznych istniejących elektrowni może pojawić się konieczność zastosowania rozwiązań ingerujących w ich konstrukcję celem jej wzmocnienia lub zapobiegania niekorzystnym zjawiskom dynamicznym podczas pracy w zwarcu hydraulicznym.

Niezwykle ważnym zagadnieniem jest opracowanie właściwego oprogramowania optymalizującego prowadzenie ruchu hydrozespołów w elektrowni. Żądaną moc można uzyskać bardzo często w różnych konfiguracjach pracy hydrozespołów przy różnym obciążeniu. Wybór właściwego wariantu nie będzie zależeć jedynie od minimalizacji strat, lecz także od oceny sytuacji, jaka nastąpi w niedalekiej przyszłości, w celu minimalizacji liczby odstawień i rozruchów (sterowanie predyktoryjne). Koszt wykonania takiego oprogramowania i jego implementacji, w zależności od komplikacji zagadnienia, mogą być znaczące.

Elementem, który ma również niebagatelny wpływ na podejmowanie decyzji o wdrożeniu przedmiotowego systemu pracy, są koszty zmienne prowadzenia regulacji w systemie zwarcia hydraulicznego. Sposób rozwiązania problemów technicznych nie ma większego wpływu na wysokość tych kosztów.

Koszt świadczenia usługi regulacji mocy czynnej w systemie zwarcia hydraulicznego jest zależny przede wszystkim od wielkości regulowanej mocy i ceny energii wykorzystanej w procesie regulacji. Im większa moc, zarówno pobierana jak i oddawana do sieci będzie regulowana tym większe będą koszty tej regulacji.

Wdrożenie regulacji grupowej sterowania obciążeniem hydrozespołów umożliwia uzyskanie bardzo szerokiego pasma regulacji mocy czynnej i w związku z tym zastosowanie pracy w systemie zwarcia hydraulicznego wpłynie w sposób znaczący na podwyższenie elastyczności pracy elektrowni szczytowo-pompowych.

Podwyższenie elastyczności pracy elektrowni szczytowo-pompowych poprzez wdrażanie systemów pracy

w zwarciu hydraulicznym stanowi bardzo atrakcyjne technicznie i ekonomicznie rozwiązanie. Postulowane w wielu krajach eksploatujących elektrownie szczytowo-pompowe wdrożenie w systemach rozliczeniowych płatnej usługi elastyczności pracy źródeł wytwarzania i odbioru energii spowoduje wzrost zapotrzebowania na tego typu rozwiązanie.

W analizach ekonomicznych wdrożenia systemu pracy w zwarciu hydraulicznym należy również uwzględnić fakt uzyskania ciągłej kompensacji mocy biernej bez przerw jakie występują w układzie klasycznym pracy elektrowni podczas zmian systemów pracy wymagających odłączenia hydrozespołu od sieci elektroenergetycznej.

LITERATURA

- [1] Bellmann R., Sebestyen A., Wuhner W.: Enhanced Regulating Capacity by Upgrading of the Geesthacht Pumped Storage Plant
- [2] Boris Huber B., Herwig Korger H., Fuchs K.: Hydraulic Optimization of a T-junction - Hydraulic Model Tests and CFD-Simulation, XXXI IAHR CONGRESS, Korea, 2005, https://www.researchgate.net/publication/301814900_hydraulic_optimization_of_a_t-junction_-_hydraulic_model_tests_and_cfd-simulation
- [3] Bortoni Edson da Costa, Bernardes Jr José V. Helcio Villa Nova: The Benefits of Variable Speed Operation in Hydropower Plants Driven by Francis Turbines.. Article in *Energies* · September 2019
- [4] Chazarraa Manuel, Pérez-Díaza Juan I., García-González Javier "Economic Viability of Pumped-Storage Power Plants Equipped with Ternary Units and Considering Hydraulic Short-Circuit Operation." Department of Hydraulic, Energy and Environment Engineering, Escuela de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Technical University of Madrid, 28040, Hiszpania Institute for Research in Technology, ICAI School of Engineering, Comillas Pontifical University, 28015, Madryt
- [5] Decaix J., Biner D., Drommi J.-L., Avellan F., Münch-Alligné C.: CFD simulations of a Y-junction for the implementation of hydraulic short-circuit operating mode, 30th IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 774 (2021) 012013 IOP Publishing doi:10.1088/1755-1315/774/1/012013
- [6] Decaix, J., Mettelle, M., Drommi, J.L., Hugo, N., Münch-Alligné, C.: Computation fluid dynamics investigation of the flow in junctions: application to hydraulic short circuit operating mode LHB: HYDROSCIENCE JOURNAL 2023, VOL. 109, 2290025 <https://doi.org/10.1080/27678490.2023.2290025> © 2024.
- [7] Dorfner P. "Design Criteria for Air Admission Systems in Francis Turbines," in IAHR Symposium, Montreal, 1986. 1.IEC 62256:2017 Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Rehabilitation and performance improvement
- [8] Drommi J.-L.: XFLEX HYDRO Flexibility demonstrators Grand Maison PSP, CFBR 2023, <https://www.barrages-cfbr.eu/Symposium-2023.html>
- [9] Gładyś H., Matla R.: Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym. Wrocław – Warszawa, WNT 1999
- [10] Goekler G., Meusburger P.: Austria's Kops II on the grid: First experiences and lessons learned, 2009 https://www.researchgate.net/publication/295164758_Austria's_Kops_II_on_the_grid_First_experiences_and_lessons_learned
- [11] <https://voith.com/corp-en/industry-solutions/hydropower/pumped-storage-plants/limberg-ii-kopswerk-ii-austria.html>
- [12] <http://www.hfm.tugraz.at/en/references/transcient-flow-simulation-water-hammer-calculations/hydraulic-short-circuit-in-a-pump-storage-power-plant.html>
- [13] <https://www.hydro.org/powerhouse/article/new-variable-speed-pumped-storage-projects-will-provide-huge-value-to-u-s-transmission-grid/> New Variable-Speed Pumped Storage Projects Will Provide Huge Value to U.S. Transmission Grid. Cameron Schilling, Vice President, Market Strategies and Regulatory Affairs, NHA. 6 grudnia 2021.
- [14] <https://www.hydropower.org/status-report> Raport o stanie elektrowni wodnych. Globalne dane, trendy i spostrzeżenia z wersji online Międzynarodowego Stowarzyszenia Energii Wodnej. Czerwiec 2022 r.
- [15] <https://www.iea.org/reports/renewables-2021> IEA Renewables 2021. Analysis and forecasts to 2026. Fuel report. December 2021. License CC BY 4.0

- [16] „IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2021”
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2021.pdf?rev=71105a4b8682418297cd220c007da1b9
- [17] E. Vagnoni N. Hugo, S. Kadam, M. Neuhauser, J-L Drommi, P.D. Pinto, M. Castro, C. Moreira, M.H. Vasconcelos, C. Nicolet, A. Jung, F. Sossan, C. Munch-Alligne, G. Rudelle, R. Guil-Laume, A. Presas: 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)
- [18] Krishnakumar R. Vasudevan, Vigna K. Ramachandaramurthy, Gomathi Venugopal, J.B. Ekanayake, S.K. Tiong: Variable speed pumped hydro storage: A review of converters, controls and energy management strategies, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 135, January 2021, 110156
- [19] Landry C., Nicolet C., Badina C., Pichon H. and Drommi J.-L.: Contribution for the roadmap of hydraulic short circuit implementation: Case of Grand-Maison pumped storage power plant, 31st IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems; IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 1079 (2022) 012107 IOP Publishing doi:10.1088/1755-1315/1079/1/012107
- [20] Lewandowski S., Jaśkowiak K., Kiedrowski T. Rozszerzenie zakresu mocy regulacyjnej Elektrowni Szczytowo-Pompowej Żarnowiec. Konferencja Naukowo Techniczna – Hydroforum’94. Maszyny Wirnikowe i Urządzenia Hydrauliczne w Energetyce Wodnej. Straszyn 21-23 września 1994 Wyd. IMP PAN, Gdańsk, 1994, s. 37-43
- [21] Lewandowski S., Jaśkowiak K., Kiedrowski T. Contribution of large power plants to the active power regulation of the electric energy system. Hydropower into the next century. Portorož – Slovenia 1997
- [22] Lewandowski S., Bućko P., Kielbasa W., Ratajczak E. Estimation of dynamic operating benefits of hydro plants applied to development planning in the Polish power system. Hydropower into the next century. Session 5: Economic and Planning: The Power System. Portorož – Slovenia 1997
- [23] Lewandowski S., Lubocki W., Stachowicz Z. Elektrownia wieloblokowa jako zintegrowana jednostka regulacji systemu elektroenergetycznego – korzyści na przykładzie zmodernizowanego algorytmu regulacji mocy czynnej elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec w układzie ARCM. Konferencja Aktualne Problemy Elektroenergetyki APE’ 2002.
- [24] 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.
- [25] Lewandowski S., Wiktorko W., Ostajewski E., Wróblewski J. Korzyści techniczne i ekonomiczne z zastosowania pompoturbin ze zmienną prędkością obrotową. Konferencja Aktualne Problemy Elektroenergetyki APE’2001.
- [26] Lewandowski S., Wróblewski J. Efekty energetyczne z regulacji wtórnej krajowych elektrowni szczytowo-pompowych. Rynek Energii Nr 2 (16)- 1998.
- [27] Obaleński W., Wrona J.: Regulacja wtórnej mocy i częstotliwości w nowych warunkach pracy KSE. Energetyka 1996. Nr 3, s. 133 – 136
- [28] Pérez-Díaz. Juan I., Sarasúa José I., Wilhelmi José R. “Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load–frequency regulation of an isolated power system.” Dept. of Hydraulic and Energy Engineering, Escuela de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Technical University of Madrid (UPM), c/Profesor Aranguren s/n, 28040 Madrid, Spain. Electrical Power and Energy Systems 62 (2014) 199–211 ELSEVIER
- [29] PSH Variable Operations. Hydraulic Short Circuit PSHP Pumped Storage Power Plant with variable speed or in hydraulic short circuit mode.
- [30] Rocks, A. and Meusburger, P.: The Electrical Asset and Mechanical Machinery of Obervermuntwerk II, WASSERWIRTSCHAFT 105(1):48-52, May 2015. DOI: 10.1007/s35147-015-0502-6
- [31] Slocum, Alexander H., May, Walter M., Hazel May, A., Haji, M., Krüger, K.: Innovative Pumped Storage Hydropower configurations and uses. Capabilities, Cost & Innovation Working Group. September 2021. Pumped Storage Hydropower International Forum. Report.
- [32] Schilling Cameron New Variable-Speed Pumped Storage Projects Will Provide Huge Value to U.S. Transmission Grid., Vice President, Market Strategies and Regulatory Affairs, NHA. 6 grudnia 2021.

- [33] Wang He, Ma Zhijie "Regulation Characteristics and Load Optimization of Pump-Turbine in Variable-Speed Operation." China Institute of Water Resources and Hydropower Research, Beijing 100038, China; wangh@iwhr.com. School of Electrical and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China.

INCREASING THE OPERATION FLEXIBILITY OF PUMPED STORAGE POWER PLANTS USING A HYDRAULIC SHORT-CIRCUIT OPERATION SYSTEM

Key words: energy system, pumped-storage power plant, hydropower plant, hydraulic short-circuit, operation flexibility, energy system stabilization, active power control, near-zero power operation

Summary. The paper presents the possibilities of increasing the active power control area of pumped-storage power plants by implementing a hydraulic short-circuit operation system. Methods of implementing this system for various solutions of flow systems were presented, and possible technical and economic effects of these methods were estimated. The possibilities of using this operating system in all pumped-storage power plants currently operated in Poland were analyzed and the results of a theoretical assessment of increasing the active power control area in these power plants were presented. Extending the active power control area significantly increases the possibilities of providing flexibility services, which is particularly important in conditions of high saturation of the power system with unsettled and unregulated energy generation installations using renewable energy sources such as wind and solar radiation. The great possibilities of optimizing the use of the storage capacity of upper reservoirs of pumped-storage power plants resulting from the implementation of a hydraulic short-circuit operation system were also indicated.

Mariusz Lewandowski, dr inż., absolwent Politechniki Gdańskiej. Obecnie adiunkt w Zakładzie Hydroenergetyki w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Główne zainteresowania zawodowe to m.in.: przepływy niestacjonarne w przewodach zamkniętych, badania maszyn przepływowych.

Maciej Kaniecki, dr inż., ukończył Wydział Budowy Maszyn Politechniki Gdańskiej w roku 1998. W roku 2005 obronił pracę doktorską z zakresu modelowania przepływów. W latach 1998-2013 zatrudniony w IMP PAN. W latach 2013-2020 zatrudniony w ZRE Gdańsk S.A.. Obecnie pracownik T-G DNALOP. Zakres jego kompetencji obejmuje projektowanie oraz badania turbin wodnych i pomp.

Adam Adamkowski, prof. dr hab. inż., kier. Zakładu Hydroenergetyki w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Jest autorem ponad 120 publikacji. Kierował ponad 190 pracami badawczymi, w zdecydowanej większości na rzecz energetyki wodnej. Główne zainteresowania zawodowe to m.in., badania teoretyczne i doświadczalne zjawisk niestacjonarnych w układach przepływowych pomp wirowych i turbin wodnych, zagadnienia projektowania i eksploatacji wirowych maszyn wodnych, badania energetyczne i diagnostyczne tych maszyn w warunkach eksploatacyjnych, pomiary natężenia przepływu w wielkogabarytowych obiektach hydroenergetycznych.

Arkadiusz Kamiński, dr hab. inż., absolwent Politechniki Warszawskiej. W latach 2000-2014 wykładowca na tej uczelni, habilitacja na Akademii Górniczo-Hutniczej. Obecnie ekspert w PKN ORLEN w obszarze operacyjnym, w zakresie ochrony środowiska i zasobów naturalnych oraz gospodarki wodnościekowej i energetyki.

Stanisław Lewandowski, mgr inż., absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. Pracuje w sektorze elektroenergetycznym od 1973 roku. Obecnie główny komandytariusz firmy Easy Serv sp. z o.o. sp. k. o profilu konsultingowym w obszarze energetyki wodnej. Prezes honorowy i członek Zarządu Towarzystwa Elektrowni Wodnych

Katarzyna Trojanowska, mgr inż., absolwentka Instytutu Hydrotechniki Politechniki Gdańskiej. Od 1982 r. związana zawodowo z energetyką wodną. Do 2021 r. była zatrudniona na stanowisku głównego specjalisty ds. hydrotechniki w ENERGA Wytwarzanie SA. Od 1997 r. w Towarzystwie Elektrowni Wodnych, w latach 2003-2008 oraz obecnie Sekretarz Zarządu TEW. Członek założyciel Ogólnokrajowego Stowarzyszenia „Poszanowanie Energii i Środowiska” SAPE Polska. Autorka wielu publikacji popularyzujących energię wodną.