EKSPERYMENTALNA PODZIEMNA ELEKTROWNIA SZCZYTOWO POMPOWA UPSH

Tomasz Barszcz, Kajetan d'Obyrn, Tomasz Korbiel

Słowa kluczowe: magazyn energii, system energetyczny, OZE, elektrownia szczytowo – pompowa, hydrologia, utrzymanie ruchu maszyn i urządzeń

Streszczenie. Systemy OZE charakteryzują się niestabilna pracą, co wymaga budowy systemów magazynowania energii. Jednym ze sposobów takiego magazynowania są instalacje elektrowni szczytowo pompowych. Wadą takich magazynów jest istotna ingerencja w środowisko naturalne. Likwidacja podziemnych kopalń węgla kamiennego stwarza możliwość budowy podziemnej elektrowni szczytowo pompowej. W artykule przedstawiono rozważania dotyczące budowy instalacji prototypowej UPSH. Analiza zagrożeń na etapie projektu przyczyni się do ograniczenia negatywnych skutków działania inwestycji.

1. WSTĘP

Zmiany klimatyczne za którymi wprowadzono ograniczenia w emisji CO_2 skutkują dekarbonizacją przemysłu energetycznego. Alternatywą dla elektrowni cieplnych są Odnawialne Źródła Energii (OZE). Jednym z problemów jakie generują OZE to nieciągły charakter generacji. Sposobem rozwiązania tego problemu są magazyny energii. Jedną z najstarszych metod magazynowania energii w dobowych cyklach produkcyjnych są elektrownie szczytowo pompowe - pumped-storage hydroelectricity (PSH). Eksploatowane do dzisiaj konstrukcje pozwalają na niwelacje deficytu energetycznego związanego z równomierną produkcją energetyki konwencjonalnej przy nierównomiernym poborze. Założenia tych konstrukcji oraz ich opłacalność zostały wielokrotnie potwierdzone, stanowią istotne wsparcie w stabilności systemu energetycznego. Ich wadą jest dość duża ingerencja w środowisko poprzez budowę zbiorników retencyjnych – dolnego oraz górnego. Również koszty budowy takich zbiorników są znaczące.

W wyniku procesu dekarbonizacji lub poprzez wyczerpanie złóż węgla kamiennego następuje proces zamykania kopalń podziemnych. Likwidacja zakładu górniczego wiąże się z wdrożeniem programu, którego zadaniem jest ograniczenie wpływu na środowisko. W wielu przypadkach pozostawiony zostaje system odwodnienia głównego, w celu utrzymania odpowiedniego poziomu wód w byłej kopalni. Poziom tych wód jest newralgiczny i uzależniony od połączeń z innymi, czynnymi kopalniami ale może się zmieniać w granicach rzędnych ustalonych dla tzw. zbiornika retencyjnego. Poziom tego zbiornika, na którym znajduje się pompowania główna jest poziomem odwadniania determinującym rzedną piętrzenia wód. Poniżej poziomu odwadniania znajdują się wyrobiska chodnikowe i zroby dawnej eksploatacji stanowiące zbiornik retencyjny. Taka infrastruktura pozwala na budowę podziemnej elektrowni szczytowo pompowej - Underground Pumped Storage Hydropower (UPSH). Konstrukcje tego typu są eksploatowane na świecie, wnioski jednak mogą być uogólniane w ograniczonym zakresie. Biorąc pod uwagę czynniki występujące w Polsce, należy przeprowadzić analizę możliwości wykorzystania polskich kopalń do tego typu projektu. Jedyną metodą obiektywnej oceny opłacalności UPSH jest budowa oraz szczegółowe badania instalacji prototypowej. W procesie projektowania należy wziąć pod uwagę szereg zagrożeń, które mogą wystąpić w trakcie eksploatacji UPSH. W artykule przedstawiono wstępne założenia techniczne oraz katalog warunków, których występowanie należy uwzględnić

2. UPSH W EUROPIE

Światowy rynek energii w obecnych ramach przejściowych poszukuje kreatywnych podejść do produkcji i przechowywania czystej energii. Wody kopalniane są zwykle uważane za ścieki wymagające zagospodarowania. Jednak coraz częściej poszukuje się nowych zastosowań dla wody, która zalewa puste przestrzenie górnicze, zwłaszcza w odniesieniu do jej wykorzystania jako źródła energii. W pracy [1] zaprojektowano UPHS, wykorzystując wodę kopalnianą i puste przestrzenie zamkniętej kopalni węgla kamiennego w Asturii (północno-zachodnia Hiszpania) jako dolny zbiornik. Ponadto system ten jest połączony z elektrownią wiatrową i pracuje jako system hybrydowy. Przy koszcie inwestycyjnym wynoszącym 193 mln euro, 40-megawatowy UPHES połączony z farmą wiatrową o mocy 60 MW planowane są korzyści w wysokości około 54 mln euro w ciągu 40 lat. Niematerialne zalety tego systemu to między innymi redukcja emisji CO_2 w wysokości 29 000 ton ekwiwalentnych rocznie oraz korzyści społeczne na tradycyjnym obszarze górniczym. Zmniejszony wpływ na środowisko, głębokie, niezalane szyby i obfitość wód podziemnych sprawiają, że kopalnie węgla w Asturii (ACCB- Asturian Central Coal Basin) są odpowiednie do rozwoju projektów podziemnych elektrowni szczytowo-pompowych (UPSH). Sieć wyrobisk zakładu górniczego ma

niezwykłą geometrię jak na system magazynowania wody. Procesy napełniania i opróżniania podczas pracy pompy turbinowej są złożone ze względu na obecność dwóch cieczy oddziałujących wewnątrz wyrobisk, wody i powietrza. W [2] zbadano żywotność sieci wyrobisk jako podziemnego zbiornika wodnego. W celu poznania zachowania przepływu w tych wyrobiskach opracowano dwufazowe, trójwymiarowe modele CFD. Uzyskane w symulacjach wyniki ciśnień i prędkości potwierdzają, że wykorzystanie podziemnych kopalń jako dolnego zbiornika UPSH jest technicznie możliwe.

Ci sami Autorzy w pracy [3] przeprowadzili studium przypadku w celu zbadania zachowania podziemnej infrastruktury elektrowni wodnej. Opracowano i przeanalizowano trójwymiarowe modele numeryczne dla różnych scenariuszy górotworu. Kierunek przepływu powietrza w czasie eksploatacji oraz długotrwałe uszkodzenia zmęczeniowe mogłyby spowodować powstanie zawałów (odpadanie skał ze stropu i ociosów) w wyrobiskach. Wykonanie nowych wyrobisk dla elektrowni jest technicznie wykonalne w przypadku zastosowania odpowiednio zaprojektowanego systemu podpór (obudów górniczych). Uzyskane wyniki wskazują, że wpływ ciśnienia powietrza na tunele i szyby jest umiarkowany.

Przeprowadzono w [4] przegląd literatury dotyczący badań opublikowanych w latach 2000–2020 w celu przeanalizowania, syntezy i konsolidacji wyników obejmujących zarówno czynniki techniczno-środowiskowe, jak i społeczno-ekonomiczne oraz bariery rozwoju energetyki opartej na UPHS. W badaniu uszeregowano znaczenie znanych czynników napędzających i barier, a także wyciągnięto wnioski zarówno dla krajów rozwiniętych, jak i rozwijających się. Najwyżej sklasyfikowanym czynnikiem techniczno-środowiskowym była odporność sieci (tj. bilansowanie sieci, przesunięcie strumienia energii w czasie itp.), a najwyżej ocenionym czynnikiem społeczno-gospodarczym było generowanie dochodów i rozwój obszarów wiejskich (tj. możliwości zatrudnienia w przedsiębiorstwach, rozwój infrastruktury itp.). Jeśli chodzi o bariery, najwyżej ocenianą barierą techniczno-środowiskową był brak dobrej infrastruktury (tj. dróg, linii przesyłowych itp.) w pobliżu potencjalnych lokalizacji, a najwyżej ocenianą barierą społeczno-ekonomiczną było zabezpieczenie początkowych i bieżących potrzeb kapitałowych.

Problem zagospodarowania wód gruntowych na przykładzie UPHS w kopalni odkrywkowej poruszono w [5]. Przedstawiono numeryczne studium przypadku syntetycznego, aby podkreślić wagę uwzględnienia wymiany wód gruntowych z otaczającym ośrodkiem porowatym. Ogólna metodologia została zaprojektowana tak, aby mogła być dalej stosowana w procesie podejmowania decyzji w przyszłych instalacjach UPSH, uwzględniając złożoność specyficzną dla każdego przypadku.

Przy złożonej geometrii dolnego zbiornika, stanowiącego wyrobiska górnicze ważnym aspektem są obciążenia hydrauliczne. Koncepcje UPHS w belgijskiej kopalni łupków opisano w [6]. Zrzut i pompowanie dużych ilości wody może prowadzić do nierównomiernego rozkładu poziomu wody w podziemnych częściach zbiornika. Może to tymczasowo wpłynąć na różnicę wysokości między górnym i dolnym zbiornikiem UPSH, wpływając w ten sposób na wydajność zakładu lub wywołując problemy ze stabilnością strukturalną.

Zagadnienia ekonomiczne budowy UPHS zostały poruszone w [7]. W pracy zbadano koncepcję podziemnych elektrowni szczytowo-pompowych w nieczynnych podziemnych kopalniach węgla kamiennego w Niemczech. Po dokonaniu przeglądu, w jaki sposób można to zrealizować technicznie, przedstawiono analizę wykonalności ekonomicznej, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów podziemnego zbiornika retencyjnego. Na podstawie przeprowadzonych badań, Autorzy wnioskują, że budowa podpowierzchniowego zbiornika retencyjnego jest w zasadzie możliwa. Podczas gdy warunki geologiczne w Zagłębiu Ruhry są nieoptymalne do wykonania dużych kawern jako zbiorników retencyjnych, wykorzystanie rurowych podziemnych sieci sztolni do poboru wody wydaje się być ekonomicznie wykonalną opcją. Stwierdzono, że montaż instalacji podpowierzchniowej turbinowni jest trudny, ale generalnie możliwy. Analiza ekonomiczna wykazała, że rentowność zależy przede wszystkim od możliwej do zrealizowania wysokości spadu, czyli głębokości dolnego zbiornika.

3. ZAŁOŻENIA TECHNICZNE UPSH

Głównymi parametrami technicznymi, jakimi charakteryzuje się elektrownia szczytowo pompowa są:

- elektryczna moc generacyjna P_G,
- elektryczna moc pompowa P_P,
- czas cyklu generacji T_G,
- czas cyklu pompowego T_P,
- sprawność globalna η_{cal},
- wysokość spiętrzania, spad całkowity H,
- pojemność zbiorników V_H, V_L,
- przełyk turbiny Q_G,
- wydatek pompy Q_P,
- średnica rurociągów derywacyjnych.

Rozważania dotyczące parametrów projektowanej UPSH należy rozpocząć od określenia zakładanej mocy generacyjnej. Parametr ten determinuje złożoność projektu, jego koszty jak również przydatność eksperymentalną oraz możliwości weryfikacji metod zarządzania. Z jednej strony dla małych mocy można znacznie obniżyć koszty budowy, jednak moce poniżej kilkuset wat nie będą odzwierciedlać rzeczywistych problemów technicznych. Ze względu na położenie poziomów eksploatacyjnych w kopalniach, zakładana wysokość spiętrzania będzie wynosić kilkaset metrów. Przy takim spadku dobrą efektywność turbin można uzyskać przy mocach powyżej 300kW. Przy spiętrzaniu powyżej 500m granica ta zostanie przesunięta do wartości 800kW. Ważną okolicznością przy wyznaczaniu mocy generacyjnej są regulacje systemu energetycznego. Urząd Regulacji Energetyki wprowadził podziały instalacji pod względem mocy i instalacje poniżej 500kW traktowane mogą być jako małe instalacje. Natomiast instalacje powyżej 2MW zakwalifikowane mogą być do grupy produkcyjnej i podlegać regulacjom PSE. Można jeszcze brać pod uwagę mechanizmy DSR, powalające na zwolnienie i odsprzedanie zakontraktowanej energii w szczytach energetycznych. W usłudze DSR mogą brać udział instalacje powyżej 1MW. Zatem wskazana jest moc pomiędzy 500kW a 1MW. W przypadku zespołów pompowych, ich moc powinna być większa od mocy generacyjnej. Nadwyżka ta powinna uwzględnić straty mechaniczne i hydrauliczne w systemie, sprawność pompowania i generacji oraz skrócony czas pompowania w porównaniu z czasem generowania. Wstępne szacunki wskazują na 30% - 50% większą moc zespołów pompowych niż moc eklektyczna turbiny.

Biorąc pod uwagę zakładaną moc oraz przewidywany spad, można przeprowadzić analizę wariantową. Do takiej analizy przyjęto moce generacyjne 0,5MW, 0,8MW oraz 1,1MW. Różnice poziomów, czyli spad przyjęto jako 300m, 500m oraz 800m. Dla takich danych możliwe jest wyznaczenie przełyku turbiny ze wzoru

$$Q_G = \frac{P_G}{\eta g \rho H}$$

Wstępnie sprawność całkowitą przyjęto η=70%. Wyniki zestawiono w tabeli1.

Tabela 1
Wariantowa wartość przełyku turbiny

Q_G [m³/s]	P_G=500kW	P_G=800 kW	P_G=1100 kW
H=300	0,24	0,39	0,53
H=500	0,15	0,23	0,32
H=800	0,09	0,15	0,20

Na tej podstawie możliwe jest również wskazanie najlepszej konstrukcji turbiny. Parametrem wskaźnikowym jest wyróżnik szybkobieżności. Wyróżnik szybkobieżności N_s, danej turbiny określa prędkość obrotową turbiny geometrycznie podobnej, która przy spadzie H =1 m osiąga moc P= 0,736 kW. Wartość kinematycznego wyróżnika szybkobieżności oblicza się na podstawie wzoru:

$$N_s = n\frac{\sqrt{Q_G}}{\sqrt[4]{H^3}}$$

Przyjmując prędkość obrotową n=3000rpm, w tabeli 2 zestawiono wyróżniki dla różnych wariantów.

Tabela 2
Wariantowy wyróżnik szybkobieżności

N_s	P_G=500kW	P_G=800 kW	P_G=1100 kW
H=300	20,4	26,0	30,3
H=500	11,0	13,6	16,0
H=800	6,0	7,7	8,9

Wartości wyróżnika szybkobieżności bezsprzecznie wskazują na turbinę wolnobieżną Peltona jako optymalną konstrukcję. Pojawia się problem wynikający z zastosowania turbiny akcyjnej, która nie może pracować w układzie pompowym. Rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie rozdzielnych układów pompowych i turbinowych. W elektrowniach szczytowo pompowych to rozwiązanie nie jest stosowane, z powodu zwiększonych kosztów, jednak w przypadku UPHS pojawiają się cenne zalety. Mechanicznie niezależny układ pompowy, sprzężony jedynie układami elektroenergetycznymi z hydrogeneratorem może pracować automonicznie. W przypadku nadwyżki energii w sieci, pompa może pracować w stany ujemne zbiornika retencyjnego, obniżając planowe zużycie energii systemu głównego odwadniania. Taka pompa może pracować w pewnym zakresie obciążenia jako praca planowa na zasilaniu kontraktowym z usługą DSR, czyli redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców na polecenie OSP. Ponieważ jest to pompa nadmiarowa, redukcja taka nie wpłynie na bezpieczeństwo wodne kopalni. Kolejną zaletą rozwiązania jest większa sprawność pompy i generatora w porównaniu z turbinopompą, która realizuje dwa odmienne zadania. Zatem pomimo zwiększonych kosztów, zaproponowane rozwiązanie jest uzasadnione eksploatacyjnie.

Wstępne założenia oraz analiza cech pozwoliła na wytypowanie obiektu, który posiada potencjał do budowy eksperymentalnej UPHS. Jedna z propozycji jest wykorzystanie szybu Gigant likwidowanej kopalni „Pstrowski". W szybie Gigant na poziomie 825m znajduje się pompownia główna, której działanie przewiduje się na dalsze 30 lat. Na tym poziomie znajdują się chodniki wodne o znacznej pojemności, jak również istnieje możliwość stworzenia dodatkowego zbiornika,

poprzez otamowanie obszaru. Na powierzchni znajduje się zbiornik o pojemności 100 000 m^3, wymagający odmulenia, oraz używane zbiorniki 2x 3000m^3.

Potencjalna lokalizacja UPHS, przy wykorzystaniu czynnych zbiorników (6000 m^3), pozwala na magazynowanie w jednym cyklu energii o wartości *(E=mgh)* 50 GJ – tj około 13 MWh. Założenie to wymaga również równoważnej pojemności chodników wodnych na poziomie 825m, co wymaga dodatkowych badań oraz prac przygotowawczych. Do wykorzystania pełnego potencjału infrastruktury, przy cyklu pompowym T_P=10h wymagany przepływ wyniesie Q=600m^3/h =0,17m^3/s. Zapotrzebowanie energetyczne pompy wyniesie $(P_p=Q\rho gH)$ około P_p=1,4MW. Zgodnie z wcześniejszymi założeniami, planowana moc turbiny znajdzie się w przedziale 1,0MW-1,2MW. Ważnym elementem systemu UPHS są rurociągi derywacyjne, których długość przekroczy 850m. Brak możliwości wykorzystania elementów istniejącej infrastruktury technicznej wymaga budowy instalacji hydraulicznej. Koszt budowy rurociągów derywacyjnych jest uzależniony między innymi od średnicy rurociągów. Zalecana prędkość cieczy w takich rurociągach wynosi 2m/s - 4m/s wymaga zastosowania rurociągów o średnicy 250 mm (10''). Dla tej średnicy oraz zakładanego przepływu opory wyniosą około 40m H_2O.

Jedną z wielu zalet systemu UPHS jest elastyczność pracy, w szczególności dla podsystemu generacji. Zastosowanie turbiny Peltona pozwala na uzyskanie dużych prędkości obrotowych a tym samym pracę maszynami synchronicznymi lub asynchronicznymi bezpośrednio na sieci. Alternatywnym rozwiązaniem jest zastosowanie maszyny prądu stałego oraz praca inwertorowa. Zaletą tego rozwiązania jest praca turbiny ze zmienną prędkością obrotową, co pozwoli na lepsze wykorzystanie jej charakterystyki oraz większy zakres sterowania jej pracą.

Przedstawione dane mają charakter poglądowy i przybliżony. Nie uwzględniono oporów, sprawności czy innych strat w zakresie energii elektrycznej i hydraulicznej.

4. WSPÓLPRACA MAGAZYNU ENERGII UPSH Z SIECIĄ ENERGETYCZNĄ

Zasadniczym zadaniem UPHS musi pozostać zapewnienie utrzymania wód gruntowych na bezpiecznym poziomie. Postulujemy jednak, że oprócz tego zadania UPHS może też działać jako stabilizator w systemie. Z jednej strony oznacza to, że w przypadku nadmiaru energii – szczególnie z OZE – będzie ona wykorzystywana do pracy pompowej. Z drugiej strony, w sytuacji niedoboru energii elektrownia będzie przechodzić do pracy turbinowej.

Zakładany system sterowania ma być w pełni autonomiczny, z możliwością zadawania parametrów pracy z OSP. Wymaga to zastosowania zaawansowanych algorytmów sterujących, uwzględniających zmieniające się warunki środowiskowe takie jak: wodne, podziemne, energetyczne, atmosferyczne, itp. oraz dużej niezawodności. Badawczy charakter inwestycji wymusza również rozbudowane systemy pomiarowe oraz systemy komunikacyjne.

Ważnym zagadnieniem w pracy instalacji jest jej niezawodność. Aby skutecznie realizować zadania stabilizacji, konieczna jest wysoka niezawodność pracy zespołu turbin i pomp. Konieczne jest więc wyposażenie wszystkich maszyn w systemy monitorowania, najlepiej wykorzystujące pomiar i analizę drgań mechanicznych [8]. W wariancie minimalnym system taki powinien być zgodny z normą ISO20816, tj. monitorować poziom energii drgań w węzłach łożyskowych. Jest to rozwiązanie o stosunkowo niewielkim koszcie i często stosowane w praktyce przemysłowej[9]. Nie jest jednak wystarczające w przypadku instalacji o ograniczonym dostępie, co będzie miało miejsce w przypadku UPHS. Maszyny umieszczone będą na poziomie zbiornika dolnego, dostęp do nich będzie więc utrudniony. Eksploatacja powinna być więc w maksymalnym stopniu bezobsługowa.

Utrzymanie ruchu nie powinno być realizowane w strategii reaktywnej, przy niskim poziomie monitorowania. Należy dążyć do przyjęcia strategii predykcyjnej, w której możliwe jest śledzenie rozwoju uszkodzeń i niesprawności maszyn już od ich wczesnego etapu. Na tej podstawie możliwe będzie oszacowanie pozostałego czasu pracy (RUL – Remaining Useful Lifetime) i odpowiednie zaplanowanie akcji remontowych[10]. Najistotniejsze jest ich dopasowanie do harmonogramu przeglądów i uniknięcie nieplanowanych przestojów, które powodują największe koszty, w tym również utraconej produkcji. Aby zapewnić rozszerzony poziom monitorowania, należy realizować funkcje ponad typowy poziom zakładany przez normę ISO20816. Konieczne jest rozszerzenie monitorowanych parametrów drgań o:

- kurtozę – informującą o relatywnym poziomie impulsów w sygnale, która jest symptomem wczesnego etapu uszkodzeń lokalnych łożysk
- wąskopasmowe parametry uszkodzeń łożysk – dzięki nim możliwa jest identyfikacja uszkodzeń poszczególnych komponentów łożysk, np. bieżni zewnętrznej bądź wewnętrznej

System monitorowania musi pozwalać na analizę obwiedni sygnałów drgań, ponieważ tu najwcześniej manifestują się uszkodzenia łożysk. W przypadku pomp i turbin o zmiennej prędkości obrotowej konieczne jest też zastosowanie systemów pozwalających na analizę

rzędów. Dzięki takiej analizie częstotliwości charakterystyczne uszkodzeń śledzone są niezależnie od zmian chwilowej prędkości obrotowej.

Do celów śledzenia trendów stanu dynamicznego konieczne jest zastosowanie systemu monitorowania, który będzie wyposażony w historyczną bazę danych. Powinna ona integrować dane o dynamice wirników z danymi eksploatacyjnymi, informującymi o kontekście koniecznym do właściwej interpretacji danych drganiowych. Dane takie to m.in.: typ pracy (pompowa/ turbinowa), moc, temperatury łożysk, ciśnienie, itp.

5. ZAGROŻENIA HYDROLOGICZNE I GÓRNICZE EKSPLOATACJI UPHS

Systematyczna likwidacja polskich kopalń węgla kamiennego daje możliwość wykorzystania istniejących lub zlikwidowanych kopalń na cele podziemnych magazynów energii. Na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego mamy kopalnie eksploatujące, których zamknięcie planowane jest za ponad 20 lat i kopalnie przewidziane do zamknięcia w ciągu kilku lub kilkunastu najbliższych lat. Z uwagi na połączenia bezpośrednie siecią chodników lub pośrednie poprzez pozostawione filary między kopalniami o szerokości od kilku do kilkudziesięciu metrów nie jest obecnie możliwe całkowite zatapianie kopalń. Kopalnie zlikwidowane muszą utrzymywać pompownie aby nie dopuścić do niekontrolowanego wdarcia wód podziemnych do kopalń eksploatujących. W zlikwidowanych kopalniach pompowanie wód odbywa się systemem pompowni stacjonarnych i pompowni głębinowych. System stacjonarny wykorzystuje istniejącą sieć odwadniania z okresu pracy kopalni i wymaga utrzymania sprawności technicznej dwóch szybów z uwagi na przewietrzanie pompowni oraz stacji pomp wraz z ich zasilaniem w wyrobiskach przy jednym z szybów. Z uwagi na zdecydowanie mniejsze koszty funkcjonowania, tam gdzie jest to możliwe pompownie stacjonarne zastępowane są pompowniami głębinowymi. W pompowni głębinowej pompowanie odbywa się w szybie kopalnianym dostosowanym do potrzeb pompowania ale nie wymaga utrzymywania drugiego szybu i infrastruktury pompowni w wyrobiskach. Warunkiem budowy pompowni głębinowej jest możliwość spiętrzenia wód i utworzenia zbiornika retencyjnego o odpowiedniej pojemności wodnej umożliwiającej pracę pomp głębinowych.

Dla potrzeb podziemnej elektrowni szczytowo pompowej najodpowiedniejsze wydaje się wykorzystanie istniejącej pompowni stacjonarnej z uwagi na brak problemów ze zjazdem do dolnego zbiornika retencyjnego w celu montażu urządzeń energetycznych i późniejszej ich kontroli.

Wielkość dolnego zbiornika retencyjnego w przypadku instalacji eksperymentalnej/pilotażowej jest niewielka i szacuje się że wystarczy 6000 m^3 pojemności. W przypadku większej instalacji należy pamiętać, że do wykorzystania mamy zarówno pojemność wodną chodników i otwartych wyrobisk, jak i pojemność zrobów, a także pojemność wodną górotworu. Określając pojemność wodną zbiornika retencyjnego w trakcie projektowania pompowni głębinowej bierze się pod uwagę nie tylko pojemność połączonych chodników, ale również zrobów i górotworu. Pojemność wodną zrobów można stosunkowo łatwo obliczyć dysponując mapami górniczymi dokonanej eksploatacji i parametrami hydrogeologicznymi skał. Istotny jest również sposób prowadzenia eksploatacji – na zawał albo z podsadzką. Okres prowadzonej eksploatacji ma znaczenie dla określenia stopnia zaciśnięcia wyrobisk korytarzowych i ograniczenia ich pojemności wodnej. Przy obliczaniu pojemności wodnej górotworu osuszonego podczas eksploatacji konieczna będzie znajomość współczynnika odsączalności oraz zasięg odwadniania. Pojemność górotworu może zwiększyć pojemność zbiornika retencyjnego nawet o 30%. Pewnym problemem, który wymaga analizy na etapie wskazania lokalizacji miejsca realizacji projektu może być chemizm wód, a w szczególności zawartość w wodzie jonów Cl i SO_4 oraz zawartość zawiesiny w wodzie.

Przedstawione w literaturze [2][6][11][12] rozwiązania oparte są często na konieczności wykonania nowych wyrobisk lub dużych inwestycji w adaptację byłych wyrobisk dla zapewnienia odpowiedniej pojemności dolnego zbiornika retencyjnego lub wymagają odwodnienia zatopionej kopalni [1] co stanowi znaczny koszt projektu. W przypadku polskich kopalń ich najpóźniejsze w Europie zakończenie eksploatacji może stać się korzyścią dla projektów elektrowni szczytowo pompowych z uwagi na możliwość wykorzystania pracującej jeszcze infrastruktury kopalń węgla kamiennego.

6. PODSUMOWANIE

Przedstawiona w artykule koncepcja budowy UPHS jest możliwa do realizacji pod względem technicznym, ekonomicznym oraz technologicznym. Uwzględniając specyfikę polskich kopalń zaproponowano rozwiązania pozwalające na wykorzystanie potencjału istniejącej infrastruktury. Biorąc pod uwagę dostępne technologie oraz istniejące ustawodawstwo w zakresie prawa energetycznego wskazano na możliwości zwiększenia potencjału ekonomicznego przedsięwzięcia. Nie bez znaczenia jest również bezpieczeństwo górnicze oraz dalsza eksploatacja systemów głównego odwadniania, z którymi proponowany UPHS będzie współpracował.

Jednak kluczową rolę będzie odgrywał potencjał magazynowy (50GJ) zwiększający bezpieczeństwo systemu energetycznego a tym samym inwestycja przyczyni się do lepszego wykorzystania OZE i zmniejszenia emisji CO_2.

LITERATURA

[1] Álvarez H., Domínguez G., Ordóñez A., Menéndez J., Álvarez R., and Loredo J.; "Mine Water for the Generation and Storage of Renewable Energy: A Hybrid Hydro–Wind System," *Int. J. Environ. Res. Public Heal. 2021, Vol. 18, Page 6758*, vol. 18, no. 13, p. 6758, Jun. 2021.

[2] Menéndez J., Loredo J., Galdo M., and Fernández-Oro J. M.; "Energy storage in underground coal mines in NW Spain: Assessment of an underground lower water reservoir and preliminary energy balance," *Renew. Energy*, vol. 134, pp. 1381–1391, Apr. 2019.

[3] Menéndez J. *et al.;* "Stability analysis of the underground infrastructure for pumped storage hydropower plants in closed coal mines," *Tunn. Undergr. Sp. Technol.*, vol. 94, p. 103117, Dec. 2019.

[4] Ali S., Stewart R. A., and Sahin O.; "Drivers and barriers to the deployment of pumped hydro energy storage applications: Systematic literature review," *Clean. Eng. Technol.*, vol. 5, p. 100281, Dec. 2021.

[5] Pujades E., Orban P., Bodeux S., Archambeau P., Erpicum S., and Dassargues A.; "Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: How do groundwater exchanges influence the efficiency?," *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 135–146, Mar. 2017.

[6] Kitsikoudis V. *et al.*; "Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH) at the Martelange Mine (Belgium): Underground Reservoir Hydraulics," *Energies 2020, Vol. 13, Page 3512*, vol. 13, no. 14, p. 3512, Jul. 2020.

[7] Madlener R., Specht M.; "An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Deep Coal Mines," *Energies 2020, Vol. 13, Page 5634*, vol. 13, no. 21, p. 5634, Oct. 2020.

[8] Czopek D., Korbiel T., Kukulski B., Małecki P., Pawlik P., Stępień B., Wszołek T., Wszołek W.; New methods of signal processing in the selected vibroacoustics problems. Department of Process Automation of the AGH in Krakow 2016

[9] Jabłoński A., Żegleń M., Staszewski W., Czop P., Barszcz T.; How to build a vibration monitoring system on your own?. International Conference on Condition Monitoring of Machinery in Non-Stationary Operation. S 2016/9/12pringer, Cham pp.111-121

[10] Pawlik P.; The Use of the Acoustic Signal to Diagnose Machines Operated Under Variable Load. Archives of Acoustics 2020. pp. 263-270.

[11] Menéndez J., Fernández-Oro J. M., Galdo M., and Loredo J.; "Efficiency analysis of underground pumped storage hydropower plants," *J. Energy Storage*, vol. 28, p. 101234, Apr. 2020.

[12] Montero Alvarado R., Wortberg T., Binias J., and Niemann A., "Underground Pumped-Storage Hydroelectricity Using Existing Coal Mining Infrastructure," *E-proceedings 36th IAHR World Congr.*, vol. The Hague, no. the Netherlands, pp. 3592–3599.

EXPERYMENTAL UNDERGROUND PUMPED-STORAGE HYDROPOWER (UPSH)

Key words: energy storage, energy system, renewable energy, pumped storage power plant, hydrology, maintenance of machinery and equipment

Summary. RES systems are characterized by unstable operation, which requires the construction of energy storage systems. One of the methods of such storage are the installations of pumped storage power plants. The disadvantage of such warehouses is a significant interference in the natural environment. Closure of underground hard coal mines makes it possible to build an underground pumped storage power plant. The article presents considerations concerning the construction of a prototype UPSH installation. Risk analysis at the design stage will contribute to limiting the negative effects of the investment.

Tomasz Barszcz prof. dr hab. inż. jest pracownikiem Katedry Robotyki i Mechatroniki, Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH w Krakowie. Zajmuje się zagadnieniami diagnostyki drganiowej maszyn i rozwojem rozproszonych systemów diagnostycznych.

Kajetan d'Obyrn, dr hab. inż. prof. AGH, pracuje w Katedrze Hydrogeologii i Geologii Inżynierskiej Wydziały Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo – Hutniczej w Krakowie. Zajmuje się głównie hydrogeologią górniczą, e-mail: dobyrn@agh.edu.pl

Tomasz Korbiel, dr hab. inż. prof. AGH, jest pracownikiem Katedry Mechaniki i Wibroakustyki, Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH w Krakowie. Zajmuje się zagadnieniami eksploatacji maszyn, w szczególności systemów hydroenergetycznych.