



Podziemne magazynowanie energii: wodór w kawernach solnych – aspekty ekonomiczne

Effective storage of energy in salt caverns in the form of hydrogen

Andrzej KUNSTMAN, Kazimierz URBAŃCZYK

Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych „CHEMKOP” Sp. z o.o.,
ul. Wybickiego 7, 31-261 Kraków, andrzej@kunstman.net, kazeku@poczta.onet.pl

PODZIEMNE MAGAZYNOWANIE ENERGII

W systemach energetycznych rozwiniętych państw Unii Europejskiej (UE), poważnym problemem są okresowe nadwyżki produkcji energii elektrycznej, przeplatane niedoborami tej energii. Są one szczególnie istotne tam, gdzie ważną rolę odgrywają odnawialne źródła energii – elektrownie wiatrowe i solarne. Wiatr i słońce są nieregularnymi źródłami energii, zależnymi od pory dnia i roku. Moce zainstalowane w takich elektrowniach są więc realnie znacznie mniej wykorzystywane niż w elektrowniach ciepłych czy atomowych, a cena energii z tych źródeł jest odpowiednio wyższa. Problem narasta wraz ze wzrostem udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym kraju, a tak dzieje się w związku z pro-ekologiczną polityką Unii i dofinansowywaniem rozwoju źródeł odnawialnych. Gdyby rozwiązano problem wykorzystania okresowych nadwyżek energii elektrycznej, wynikowe ceny byłyby niższe.

Dla przykładu, w Niemczech 20% produkowanej energii elektrycznej pochodzi (2011) ze źródeł odnawialnych (OZE), ale w 2020 ma to być 35%, a w 2050 aż 80%, w związku z rezygnacją z elektrowni atomowych i ograniczaniem emisji CO₂ z elektrowni ciepłych. Moc działających tam elektrowni wiatrowych wynosi obecnie 29 GW, a elektrowni solarnych – 24 GW, pomimo niesprzyjającego zdawałoby się klimatu. Niemcy stały się w kilku ostatnich latach światowym liderem w energetyce solarnej, moc tam zainstalowana jest równa łącznej mocy elektrowni solarnych w całej reszcie świata. Plany na lata 2050 to 80 GW (elektrownie wiatrowe) i 65 GW (elektrownie solarne).

Taki rozwój sytuacji w kraju sąsiadującym z Polską, o podobnym klimacie, a znacznie bardziej rozwiniętym, oznacza,

że podobne trendy pojawią się u nas za kilka-kilkanaście lat. Obecnie jesteśmy dopiero na początku drogi – moc elektrowni wiatrowych w Polsce wynosi (dane z 2011 r.) 2 GW, solarnych – 2 MW. Daje to Polsce najniższe wykorzystanie obu energii w UE, w przeliczeniu na mieszkańca i na 1 km² powierzchni. Oczywiście jest, że w najbliższych latach udział tych źródeł musi się radykalnie zwiększyć. Plan na rok 2030 to udział 19% energii z odnawialnych źródeł, przy obecnych 6% (głównie hydroelektrownie i biomasa).

Obecnie na świecie problem magazynowania energii elektrycznej nie został jeszcze generalnie rozwiązany. Jedynymi rozwiązaniami są wodne elektrownie szczytowo-pompowe, ale jest to magazynowanie niemożliwe do szerokiego stosowania, bo wymaga specyficznego układu terenu i ma duży, negatywny wpływ na środowisko.

Przyszłość magazynowania okresowych nadwyżek energii elektrycznej może leżeć pod ziemią – w kawernach wyługowanych w złożach soli, w których można by przechowywać energię w postaci wodoru uzyskanego drogą elektrolizy wody. To dałoby znacznie większą gęstość zmagazynowania energii niż układy szczytowo-pompowe, bez negatywnego wpływu na środowisko.

W Polsce mamy zarówno odpowiednie złoża soli, jak i wypróbowaną technologię budowania kawern. Od szeregu lat mamy sprawnie działające magazyny gazu, ropy i paliw w kawernach solnych – KPMG Mogilno (Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu – własność PGNiG) i PMRiP Góra (Podziemny Magazyn Ropy i Paliw – własność SOLINO, grupa ORLEN). W UE oba takie magazyny posiadają poza Polską tylko Niemcy i Francja. CHEMKOP Sp. z o.o. był inicjatorem, pomysłodawcą i projektantem części podziem-

nej obu magazynów, a opracowane w CHEMKOP-ie specjalistyczne oprogramowanie komputerowe do projektowania kawern stosuje (na licencji) ok. 30 wiodących firm z całego świata (od Niemiec, Francji i Wielkiej Brytanii, po USA, Kanadę i Chiny).

Kawerny solne, podobne do magazynujących gaz ziemny, po odpowiednim zaprojektowaniu, mogą zostać wybudowane dla wodoru, w tej formie magazynując nadwyżki energii. Wodór byłby produkowany drogą elektrolizy wody przy wykorzystaniu nadwyżkowej energii elektrycznej, magazynowany w kawernie, a następnie wykorzystywany różnorodnie – jako dodatek do gazu ziemnego w sieci, jako paliwo do ogniw paliwowych lub turbin elektrycznych lub jako surowiec petrochemiczny.

Kluczowym zagadnieniem jest wykonanie kawern solnych – powinny być one zlokalizowane w rejonach umożliwiających zagospodarowanie solanki z ługowania. Instalacje magazynowe wodoru winny być ulokowane w pobliżu potencjalnych miejsc jego wykorzystania.

Obecnie istnieje na świecie kilka kawern solnych magazynujących wodór – w Wielkiej Brytanii i USA, ale nie dla celów energetycznych lecz dla petrochemii. W USA funkcjonuje też specjalny rurociąg wodorowy o długości ponad 300 mil, łączący kawerny magazynujące wodór z jego producentami i użytkownikami. Pierwsza kawerna magazynująca wodór, wyprodukowany z nadwyżek energii elektrycznej, powstanie w Niemczech na złożu solnym w Etzel.

Największe nakłady (setki milionów euro/rok) i najwięcej prac badawczych w tej dziedzinie prowadzi się obecnie w Niemczech. Jest to związane z tamtejszym bilansem energetycznym, powszechnością złóż soli i poziomem technologii niemieckich w zakresie podziemnego magazynowania. Sprawa jest pilna, bo problem okresowych lokalnych nadwyżek energii w sieci niemieckiej jest tak poważny, że Polska i Czechy są zmuszone budować specjalne urządzenia na granicznych połączeniach, aby zmniejszyć wpływ zmian w zasilaniu niemieckiej sieci energetycznej na własne sieci.

Należy się spodziewać, że w najbliższych latach Niemcy opracują bardziej ekonomiczną technologię elektrolizy wodoru na dużą skalę i będą produkować odpowiednie elektrolizery. Dostępna też będzie armatura naziemna dla tłoczni wodoru.

Polska ma okresowe nadwyżki energii elektrycznej już obecnie, bez dużego wpływu źródeł odnawialnych i bardzo dobre, w porównaniu z innymi krajami, możliwości budowy kawern solnych (liczne złoża soli). Większość krajów europejskich nie posiada odpowiednich złóż, więc możemy stać się jednym z europejskich potentatów w magazynowaniu paliwa przyszłości – wodoru. Niezbędne jest jednak rozpoczęcie już teraz prac badawczych nad taką formą magazynowania.

Wykonanie pierwszych prac badawczych pozwoli potencjalnym inwestorom określić na jakich podstawach mogą

wziąć udział w budowie podziemnych magazynów nadwyżkowej energii w Polsce. Zakres potencjalnie zainteresowanych inwestorów jest w dziedzinie efektywnego magazynowania energii bardzo szeroki – od firm energetycznych (wytwórcy i dystrybutorzy energii elektrycznej), poprzez firmy petrochemiczne (użytkownicy wodoru), do firm gazowych (wodór w sieci gazowej). Duża część tych potencjalnych inwestorów to firmy z poważnym udziałem skarbu państwa.

Zdaniem autorów, w Polsce jest zarówno potrzeba (okresowe nadwyżki energii) jak i doświadczony potencjał badawczy, projektowy i wykonawczy do budowy kawern solnych, magazynujących nadwyżki energii. Przy budowie takich kawern będzie można wykorzystać polską myśl techniczną i polskie urządzenia, podobnie jak i przy budowie i ciągłej trwającej rozbudowie polskich magazynów kawernowych na gaz, ropę i paliwa. Najbardziej specjalistyczne urządzenia naziemne magazynów energii będą mogły być zamówione zagranicą.

W realnej perspektywie kilkunastu lat, powstanie podziemnych kawern magazynujących nadwyżkową energię elektryczną może przynieść następujące efekty:

- zmagazynowanie nadwyżek energii i jej późniejszy odzysk w sposób ekologiczny – bez dodatkowej emisji,
- bezpieczeństwo podziemnych magazynów energii, podobne jak magazynów gazu, ropy i paliw,
- efektywność magazynowania podziemnego jest znacznie wyższa i proekologiczna w porównaniu z układami szczytowo-pompowymi,
- lepsze technicznie i ekonomicznie wykorzystanie okresowych nadwyżek mocy elektrowni i elektrociepłowni i związany z tym realny spadek emisji CO₂,
- łatwiejsze i spokojniejsze sterowanie systemem energetycznym kraju,
- prostsze włączenie w system energetyczny dużych farm wiatrowych i solarnych, ograniczenie potencjalnych problemów z dużym udziałem OZE w bilansie energetycznym kraju,
- spadek wynikowej ceny energii ze źródeł odnawialnych,
- lepsze pokrycie zapotrzebowania szczytowego dzięki odzyskowi energii elektrycznej z magazynów,
- możliwość magazynowania nadwyżkowej energii z zagranicy,
- możliwość uzyskania dodatkowej energii w sieci gazowej poprzez dodawanie wodoru do sieci gazu ziemnego,
- umożliwienie rozwoju ogniw paliwowych (wodór) np. w motoryzacji,
- możliwość wykorzystania tlenu z procesu elektrolizy do poprawy procesu spalania,
- ograniczenie emisji CO₂ poprzez możliwość wykorzystania wodoru i CO₂ do produkcji metanu,
- szersze możliwości wykorzystania wodoru w przemyśle petrochemicznym,

- możliwość eksportu technologii magazynowania energii zagranicę (np. Chiny, Rosja).

ASPEKTY EKONOMICZNE

Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w rozwiniętych krajach UE zależy od tego, jakie koszty zmienne mają elektrownie produkujące energię w danym momencie. Jeżeli w danej chwili produkcja ze źródeł odnawialnych jest niewielka, uruchamiane są elektrownie produkujące energię drogo (np. gazowe). Wówczas cena jednostkowa energii rośnie. Gdy na rynku pojawia się więcej **energii z OZE**, wtedy elektrownie drogie nie są już potrzebne i cena energii spada.

W Niemczech cena energii, w wyniku **rozwoju OZE**, obniżyła się ostatnio okresami tak bardzo, że nie opłaca się już budować **elektrowni konwencjonalnych**, zwłaszcza gazowych, bo nigdy nie uzyska się zwrotu z zainwestowanego kapitału. Bloki gazowe są jednak potrzebne, aby produkować energię w pochmurne i bezwietrzne dni. **Tak więc odnawialne źródła energii** tworzą kilka problemów w systemie. Po pierwsze, **produkcja energii z wiatru**, czy słońca jest niestabilna i potrzebuje rezerwowych mocy, które pozwolą na ich zbilansowanie. Z drugiej strony te rezerwowe źródła mogą być potrzebne tak rzadko, że nie opłaca się ich budować.

Kolejnym problemem jest fakt, że **rozwój OZE** obniża hurtowe **cenę energii** tak, że na rynku trudno już uzyskać zwrot z zainwestowanego w budowę instalacji kapitału. Z problemem obniżania **hurtowych cen energii**, spowodowanym rozwojem **energetyki odnawialnej**, o bardzo niskich kosztach zmiennych działania, mierzy się coraz więcej państw. Cena energii elektrycznej na niemieckiej giełdzie osiągnęła w święta Bożego Narodzenia 2012 (dla godzin wczesno-rannych) nawet **minus 220 €/MWh**. To oznacza, że sprzedawcy energii dopłacali duże pieniądze, aby ktoś ją zużył. Ujemne ceny w Niemczech się zdarzają, ale tak niskiej jeszcze nie było. Za ekstremalnie niskie ceny odpowiadały przede wszystkim dwa czynniki: bardzo niskie zużycie w wolne, świąteczne dni oraz duża ówczesna **produkcja energii w farmach wiatrowych**.

Na polskiej giełdzie teoretycznie także mogłoby dojść do sytuacji, gdy to **sprzedający energię** dopłaca kupującemu, aby ten ją zużył. Nigdy jednak do takiej sytuacji dotychczas nie doszło, można bowiem pozostawić tzw. otwarte pozycje i wówczas energia trafia na rynek bilansujący, na którym obowiązuje minimalna cena 70 zł/MWh.

Gdyby założyć, że w systemie energetycznym Polski dałoby się zmagazynować pod ziemią choćby **1% rocznej produkcji** energii elektrycznej w postaci wodoru uzyskanego drogą elektrolizy wody, to byłaby to energia ok. **1600 GWh**. Z takiej energii można by wyprodukować (z odpowiednią sprawnością obecnie istniejących elektrolizerów) wodór do napełnienia około 20 kawern w złożach soli (lub jedną kawernę w 20 cyklach zatłaczania-poboru). W świetle podanych

powyżej rozważań cenowych można przyjąć, że dla podmiotu magazynującego energię w postaci wodoru, wartość tej energii nie byłaby w cenach obecnych większa niż **70 zł/MWh**, bo wodór byłby wytwarzany w okresach najtańszej energii. Poniósłby więc roczny koszt operacyjny na energię rzędu **112 mln zł**. Zakładając dla uproszczenia, że cały zmagazynowany wodór zostałby w godzinach szczytu spalony w generatorach i zamieniony z powrotem na energię elektryczną, przy uwzględnieniu odpowiednich sprawności (dla obecnie projektowanych urządzeń), uzyskać można by było z niego ok. **800 GWh** energii, którą można by sprzedać po maksymalnej cenie szczytowej (obecnie blisko **500 zł/MWh**), czyli za **400 mln zł**. Czyli **roczny zysk brutto**, (bez kosztów stałych operacyjnych i amortyzacji nakładów inwestycyjnych) na wykorzystaniu 1% energii nadwyżkowej w Polsce **byłby rzędu 288 mln zł**.

Taki zysk można by uzyskać operując tylko jedną kawerną magazynową wodoru, bo możliwy do zastosowania jest 20-krotny w przeciągu roku cykl napełniania-oprózniczenia (czyli średnio co 18 dni), przy założeniu spalania wodoru w generatorze. A operowanie dwiema kawernami przy takich cyklach byłoby już bardziej spokojne. Przy bardziej opłacalnych metodach wykorzystania wodoru (ogniwa paliwowe, petrochemia), ilość cykli na jedną kawernę byłaby mniejsza, ale i nakłady inwestycyjne (brak generatorów) byłyby znacznie mniejsze.

Koszt inwestycyjny wykonania kawern magazynowych wodoru, czy sprężonego powietrza jest częścią kosztów budowy całego magazynu energii. Część podziemna dla magazynów na gaz ziemny (otwory wiertnicze z wyposażeniem, ługowanie kawern, głowice) stanowi zwykle ok. 40% całości nakładów na magazyn gazu. 60% kosztów stanowią instalacje naziemne – kompresory, układy chłodzenia, filtry, urządzenia pomiarowe itd. Koszty całościowe magazynów gazu na świecie, w zależności od warunków geologicznych, cen lokalnych oraz wielkości i ilości kawern wynoszą w przeliczeniu od 1 mld zł do 3 mld zł (w Polsce trochę taniej niż zagranicą). Przyjmuje się do szacunkowych obliczeń ok. 2 zł kosztów inwestycyjnych na 1Nm³ gazu w nominalnej pojemności kawerny gazowej. Dla magazynów energii w postaci wodoru koszt ten będzie wyraźnie większy z uwagi na dodatkowy koszt specjalnych materiałów i mniejsze rozmiary poszczególnych kawern, nie biorąc nawet pod uwagę dodatkowych kosztów elektrolizerów i generatorów.

Gdyby założyć budowę magazynu wodoru składającego się z **5 kawern**, w których dałoby się łącznie zmagazynować roboczo (nie licząc „poduszki”) ok. **100 mln Nm³** wodoru, to bardzo szacunkowy koszt samego magazynu (bez elektrolizerów i generatorów) byłby rzędu **500 mln zł**, porównywalny z kosztem budowy magazynu gazu Kossakowo (11 kawern). Przy założeniu, że pojemnością roboczą można by obrócić 12 razy do roku (raz na miesiąc, więc jest to rachunek ostroż-

ny, bo kawernę wodorową można opróżnić w kilka dni), to można by w takim magazynie przetworzyć, zmagazynować i wykorzystać w godzinach szczytu ponad **3% polskiej produkcji energii** rocznie. Taka ilość już obecnie mogłaby być wykorzystana jako tańsza energia nadwyżkowa. Zakładając, że w każdym cyklu pracy 1/3 czasu trwałoby wytwarzanie wodoru, 1/3 jego spalanie w generatorze, a 1/3 czasu trwałyby przerwy – to moc elektrolizerów musiałaby wynosić ok. **1.7 GW** a generatorów opalanych wodorem - ok. **850 MW**. Nakłady inwestycyjne na te urządzenia można oszacować biorąc dla porównania koszty budowy elektrowni gazowych (3.9 mln zł/MW w Polsce wg Ernst & Young) i koszty elektrolizerów wg źródeł amerykańskich (125 \$/kW = 400 tys. zł/MW) - dałoby to łącznie z kosztami budowy podziemnego magazynu ok. **4.5 mld zł nakładów**, przy czym koszt samego magazynu to tylko 11% tych nakładów – **główne koszty to elektrownia wodorowa**.

Zyski brutto, wyliczone podobnie jak powyżej, byłyby dla takiego układu elektrolizery-magazyn-elektrownia rzędu **0.9 mld zł rocznie**. Odliczając przybliżone koszty operacyjne stałe i inne obciążenia, można wstępnie stwierdzić że cała taka inwestycja (elektrolizery-magazyn-elektrownia) zwróciłaby się po 7 - 10 latach, a koszt samej części podziemnej magazynu energii zwróciłby się już po roku eksploatacji.

Obecnie w Polsce, zgodnie z obowiązującym prawem, każdy producent energii musi uzyskiwać określoną jej część z OZE - ta energia jest droższa od pochodzącej z konwencjonalnych źródeł, co poświadcza się odpowiednimi dokumentami, tzw. zielonymi certyfikatami. W przypadku, gdy nie ma takich certyfikatów, producent płaci tzw. opłatę zastępczą, która trafia do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska. Obecnie opłata ta wynosi - **286,74 zł/MWh**. Istnienie tej opłaty zastępczej powoduje, że klasyczni producenci energii elektrycznej są niejako zmuszani do inwestowania w elektrownie wiatrowe (i w przeszłości w solarne).

Każda z polskich grup energetycznych zamierza część inwestycji wiatrowych realizować samodzielnie, a część projektów kupić od deweloperów farm wiatrowych. Polska Grupa Energetyczna (PGE) dysponuje farmami o łącznej mocy 140 MW, a planuje że samodzielnie wybuduje farmy o mocy 500 MW, a drugie tyle odkupi od deweloperów. Największa grupa energetyczna Tauron, która obecnie posiada elektrownie wiatrowe o mocy również 140 MW, ma w planach samodzielną budowę jednej farmy oraz zakup dwóch. Do 2020 roku będzie w posiadaniu elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 800 MW. Enea, która do 2020 roku chce mieć 300-350 MW w elektrowniach wiatrowych, też planuje zakup gotowych projektów. Energa planuje budowę elektrowni wiatrowych o mocy 40 MW, ale aby zrealizować swoje zamierzenia odnośnie tego typu źródeł będzie potrzebowała do 2015 r. jeszcze obiektów o mocy ponad 200 MW. Nawet paliwowy koncern Orlen planuje budowę farm wiatrowych

na Bałtyku o mocy 150 MW i najprawdopodobniej na tym nie poprzestanie.

Przeciętne nakłady inwestycyjne w Polsce na 1 MW farm wiatrowych to wg firmy Ernst & Young ok. 6.6 mln zł na lądzie i ok. 13.6 mln zł na morzu, a więc plany inwestycyjne polskich firm energetycznych w tym zakresie na najbliższe lata to łącznie kilkanaście mld zł. Wszystkie wymienione wyżej grupy energetyczne będą więc miały w najbliższych latach rosnące problemy z nieregularnymi źródłami energii, takie jakie niemieckie firmy mają już teraz. **I wszystkie te grupy powinny być zainteresowane magazynowaniem nadwyżkowej energii w kawernach solnych pod ziemią.**

WNIOSKI

- Problem techniczny i finansowy właściwego wykorzystania energii z OZE będzie w Polsce narastał z roku na rok, tak jak obecnie w Niemczech.
- Nie da się tego problemu rozwiązać bez właściwego magazynowania nadwyżek energii dla wykorzystania jej w okresach niedoborów.
- Najlepszym obecnie rozwiązaniem jest magazynowanie energii w postaci wodoru w podziemnych kawernach solnych.
- W Polsce mamy zarówno odpowiednie złoża soli, jak i duże doświadczenie w projektowaniu i budowie kawernowych magazynów.
- W dziedzinie modelowania komputerowego procesów budowy i eksploatacji kawern gazowych jesteśmy w ścisłej światowej czołówce.
- Wszystkie te doświadczenia mogą być rozszerzone na specyfikę magazynowania wodoru, pod warunkiem odpowiednich prac badawczych.
- **Jest więc szansa, że Polska stanie się jednym ze światowych liderów magazynowania wodoru – ekologicznego paliwa przyszłości.**

SUMMARY

Underground storage of energy

In energy systems of developed EU countries, the serious problem is periodic surplus of electricity production, following by deficiencies of electricity. They are particularly important in systems, where renewable energy sources (wind/solar) are significant. These are irregular power sources, depending on season and day time. Power installed in such stations is much less used than power installed in thermal or nuclear power stations. Problem is growing with increase of renewable energy share, in conjunction with the pro-ecological EU policy and continuous support for renewable energy sources.

For example, in Germany (in 2011) 20% of produced electricity comes from renewable sources, in 2020 it has to be 35%, and 80% in 2050, because of nuclear plants closing and

reducing the CO₂ emission. Total power of wind stations there is 29 GW and of solar is 24 GW, despite the unfavorable, as it seems, climate. Germany becomes a world leader in the solar power, and power installed there is similar to total solar plants power in the rest of the world. And plans for 2050 are: 80 GW (wind) and 65 GW (solar).

Such a situation in neighboring country, with similar climate, considerably more developed, indicates that similar trends will be present also here. Currently, we are at the beginning - in 2011 total power of wind stations in Poland was 2 GW, and of solar stations – 2 MW. This means the lowest use of both energies among EU, per capita and per 1 km². In coming years the share of renewable energy sources in Poland must radically increase. Planning in Poland for 2030 is 19% of energy from renewable sources, in comparison with 6% at present (mainly hydro and biomass).

Irregularities in electricity production from wind/sun, make this energy still quite expensive. If usage of this energy periodic surpluses would be practically solved, resulting prices would be lower. Problem of electricity storage has not yet been generally solved. There are hydro pumped plants, but they cannot be applied larger, because specific terrain layout is required and the impact on environment is high.

Future of surplus electricity storage lies under the ground, in caverns leached in salt deposits, where one can store energy as hydrogen obtained by water electrolysis or as compressed air. This would give much greater density of stored energy than pumped hydro, without the negative environmental impact.

In Poland we have appropriate salt deposits, and proven technology of salt caverns building. We already have efficiently working storages in salt caverns: KPMG Mogilno (Cavern Underground Gas Storage - owner PGNiG) and PMRiP Góra (Underground Storage of Oil and Fuels - owner SOLINO/ORLEN).

In EU, both such magazines, besides of Poland, are built only in Germany and France. CHEMKOP was the initiator, originator and designer of both Polish underground storages, and specialized computer software for cavern designing, developed in CHEMKOP Sp. z o.o. was purchased (licenses) by 30 leading companies from all over the world. Salt caverns, similar to natural gas storage caverns, after due designing, may be successfully built for hydrogen, and in this form may store the excess energy.

Hydrogen will be produced by water electrolysis using excess electricity, stored in salt cavern and afterwards used in different ways: as supplement to natural gas in gas network, as fuel for fuel cells or electro generators or as a raw material in petrochemical industry.

The key issue is the salt caverns – they should be located where disposing of brine is possible. Hydrogen storage should be located near potential places of its use.

At present, few hydrogen storage salt caverns are existing in UK and USA, but for petrochemical use, not for energy purposes. Special hydrogen pipeline in USA, 300 miles long, connected storage caverns with hydrogen producers and users. The first storage cavern for hydrogen produced from surplus electricity will be built in Etzel (Germany). Pilot peak power stations, working on compressed air from salt caverns are working in Germany (Huntorf) and in USA (McIntosh).

Currently most of the research related to hydrogen storage takes place in Germany. It is associated with energy balance of Germany, with large amount of salt deposits and with high level of technologies for underground storage. Matter is urgent, because problem of periodic local energy surpluses in German network is so serious, that Poland and Czech Republic are forced to build special devices on border network connections, to reduce the impact of these irregularities on their own networks.

In next few years, as expected, Germany will develop more economical hydrogen electrolysis technology and adequate electrolyzers will be produced. The surface equipment for hydrogen pumping stations will be also available.

Poland has periodic surpluses of electricity production even now and very good possibility of salt caverns construction in comparison with others. Most countries do not have appropriate salt deposits, so we can become one of the European champions in storage of hydrogen – the fuel of future. It is necessary, however, to start the research work for such a storage just now.

In the authors opinion, the research works should include:

- identify the needs for energy storage in Poland, estimate a surplus of energy for storage in hydrogen or compressed air caverns, determine recommendation for hydrogen production by water electrolysis on a wider scale,
- define possibility of storage caverns construction for hydrogen in Polish salt deposits,
- determine specificity of storage caverns construction for hydrogen: size and shape, working pressures, recommendations for drilling/completion, used materials,
- examine geomechanical stability of hydrogen storage caverns in their specific pressure conditions, using special computer model,
- examine thermodynamic behavior of hydrogen storage caverns in their specific temperature conditions, using computer model for hydrogen cavern,
- compare and evaluate hydrogen storage and compressed air storage technologies for energy surpluses (HYES/CAES), looking for their usefulness in Polish conditions.

Further research work will help to create a sound basis for taking decision to build underground energy storage by specifying: storage policies, applied technology, location of storage caverns and scenarios of their work.

Final remarks

- *Technical and economical problems with proper use of renewable energy sources will be increasing in Poland in nearest future year by year; similarly as currently in Germany.*
- *The problem cannot be solved in other way than storage of energy surplus for use during deficiency periods.*
- *The best solution, at present, is energy storage in salt caverns in the form of hydrogen.*
- *In Poland, we have both appropriate salt deposits and large experience in designing and construction of salt cavern storages.*
- *We are world leaders in computer modeling of development and operation of salt cavern.*
- *Our experience can be extended to the hydrogen storage, provided that relevant research work will start and be performed.*
- *So, there is a chance that Poland will become one of the leading country in storage of hydrogen – a clean fuel of the future.*