FORUM ENERGETYKÓW

GRE 2014

GOSPODARUJEMY RACJONALNIE ENERGIĄ

XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna

pod patronatem Wicepremiera i Ministra Gospodarki dra inż. Janusza Piechocińskiego
oraz Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego prof. Leny Kolarskiej-Bobińskiej
Szczyrk 16-18 czerwca 2014

ORGANIZATORZY I WSPÓŁORGANIZATORZY

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

POLITECHNIKA OPOLSKA

VŠB TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA 1849

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМ. І. І. МЕЧНИКОВА 1865

nowa Energia

PATRONAT HONOROWY I NAUKOWY

Ministerstwo Gospodarki

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego

PAN POLSKA AKADEMIA NAUK

Komitet Problemów Energetyki PAN

ZADANIE BADAWCZE Nr 1

LIDER KONSORCJUM

PARTNERZY PRZEMYSŁOWI

PARTNERZY NAUKOWI

ZADANIE BADAWCZE Nr 2

LIDER KONSORCJUM

PARTNERZY PRZEMYSŁOWI

PARTNERZY NAUKOWI

ZADANIE BADAWCZE Nr 3

LIDER KONSORCJUM

PARTNERZY PRZEMYSŁOWI

PARTNERZY NAUKOWI

ZADANIE BADAWCZE Nr 4

LIDER KONSORCJUM

PARTNER PRZEMYSŁOWY

Komitet Honorowy Forum Energetyków GRE 2014

- dr inż. Janusz Piechociński, wicepremier, minister gospodarki
- prof. Lena Kolarska-Bobińska, minister nauki i szkolnictwa wyższego
- prof. Krzysztof Kurzydłowski, dyrektor Narodowego Centrum Badań i Rozwoju
- prof. Ryszard Knosala, Senator RP
- prof. Piotr Wach, Senator RP
- prof. Marek Tukiendorf, rektor Politechniki Opolskiej
- dr inż. Henryk Majchrzak, prezes zarządu, PSE S.A.

Komitet Problemów Energetyki PAN

- prof. Chmielewski Andrzej, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Warszawa
- prof. Chmielniak Tadeusz, czł. koresp. PAN, Politechnika Śląska, Gliwice
- dr hab. Chwieduk Dorota, Politechnika Warszawska, Przewodnicząca Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Słonecznej (IEES-Europe)
- prof. Domański Roman, Politechnika Warszawska
- prof. Dubiński Józef, czł. koresp. PAN, Główny Instytut Górnictwa
- prof. Graczyk Andrzej, Uniwersytet Ekonomiczny, Wrocław
- prof. Kabza Zdzisław, Politechnika Opolska
- prof. Kamrat Waldemar, Politechnika Gdańska
- prof. Kaproń Henryk, Politechnika Warszawska
- prof. Kiciński Jan, Instytut Maszyn Przepływowych PAN
- prof. Kolenda Zygmunt, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków
- prof. Kozioł Joachim, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. Kozłowski Jan, czł. koresp. PAN, Uniwersytet Jagielloński, Kraków
- prof. Krzyżanowski Jerzy, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk
- prof. Lewandowski Janusz, Politechnika Warszawska
- mgr inż. Lubera Dariusz, prezes zarządu, Tauron Polska Energia SA
- mgr inż. Łaskawiec Jerzy
- dr inż. Majchrzak Henryk, prezes zarządu, PSE SA
- prof. dr hab. Malko Jacek, Politechnika Wrocławska
- prof. Marecki Jacek, czł. rzecz. PAN, Politechnika Gdańska
- prof. Mikielewicz Jarosław, czł. koresp. PAN, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk
- prof. Mokrzycki Eugeniusz, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
- prof. Ney Roman, czł. rzecz. PAN, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
- prof. Nowak Wojciech, Politechnika Częstochowska
- dr inż. Parczewski Zygmunt, Energsys, Warszawa
- prof. Paska Józef, Politechnika Warszawska
- prof. Pawlik Maciej, Politechnika Łódzka
- mgr inż. Piekacz Jacek, Przewodniczący Komitetu Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych
- prof. Popczyk Jan, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. Siemek Jakub, czł. rzecz. PAN, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków

- prof. Składzień Jan, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. Skorek Janusz, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. dr hab. Stępień Jan, Politechnika Świętokrzyska
- dr hab. inż. Ściążko Marek, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze
- prof. dr hab. Taler Jan, Politechnika Krakowska
- mgr inż. Tokarski Stanisław, prezes zarządu, Tauron Wytwarzanie SA
- dr hab. Wańkowicz Jacek, Instytut Energetyki, Warszawa
- prof. Weron Aleksander, Politechnika Wrocławska
- prof. Wójs Kazimierz, Politechnika Wrocławska
- prof. Wrochna Grzegorz, Instytut Problemów Jądrowych, Świerk
- dr hab. Zaporowski Bolesław, Politechnika Poznańska
- prof. Ziębik Andrzej, Politechnika Śląska, Gliwice

Komitet Naukowy Forum Energetyków GRE 2014

- prof. Zdzisław Kabza (przewodniczący), Politechnika Opolska
- prof. Tadeusz Chmielniak, czł. kor. PAN (przewod. Komitetu Problemów Energetyki PAN) Politechnika Śląska
- prof. Pavel Santarius, Uniwersytet Techniczny w Ostrawie
- prof. Pavel Kolat, Uniwersytet Techniczny w Ostrawie
- prof. Frantisek Janicek, Uniwersytet Techniczny w Bratysławie
- prof. Ivan Imriš, Uniwersytet Techniczny w Koszycach
- prof. Michal Kolcun, Uniwersytet Techniczny w Koszycach
- prof. Anton Mazurenko, czł. UAN, Uniwersytet Techniczny w Odessie
- prof. Ałła Denisowa, czł. UAN, Uniwersytet Techniczny w Odessie
- prof. L. A. Kiesova, Uniwersytet Techniczny w Kijowie
- prof. E. P. Pistun, Politechnika Lwowska
- prof. A. E. Zariankin, Moskiewski Instytut Energetyczny
- prof. Gerhard Bartodziej, Politechnika Opolska
- prof. Maciej Chorowski, Politechnika Wrocławska
- prof. Ludwik Cwynar, Instytut Energetyki, Warszawa
- prof. Jacek Wankowicz, Instytut Energetyki, Warszawa
- prof. Stanisław Drobniak, Politechnika Częstochowska
- prof. Wojciech Nowak, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków
- prof. Zbigniew Gnutek, Politechnika Wrocławska
- prof. Jacek Malko, Politechnika Wrocławska
- prof. Maciej Pawlik, Politechnika Łódzka
- prof. Marek Pronobis, Politechnika Śląska
- prof. Andrzej Rusin, Politechnika Śląska
- prof. Józef Suchy, Akademia Górniczo-Hutnicza Kraków
- prof. Jan Taler, Politechnika Krakowska
- dr hab. inż. Sławomir Szymaniec, prof. Politechniki Opolskiej
- dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. Politechniki Opolskiej (wiceprzewodniczący)

Komitet Naukowy CDS - Coal Dry Symposium

- dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. Politechniki Wrocławskiej (przewodnicząca)
- prof. Klaus R.G. Hein, Professor Emeritus University of Stuttgart
- prof. Ioana Ionel, Universitatea Politehnica Timisoara
- dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej (wiceprzewodniczący)
- dr inż. Janusz Lichota, Politechnika Wrocławska

Przewodniczący komitetu organizacyjnego

- dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej (przewodniczący)
- mgr inż. Dorota Kubek (wiceprzewodnicząca)

Organizatorzy

- Politechnika Opolska
- Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych oraz Katedra Zarządzania Energetyką
- Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie

Współorganizatorzy

- Uniwersytet Techniczny w Ostrawie VSB-TU Czechy, Ostrava, prof. Pavel Santarius
- Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet Ukraina, Odessa, akademik Ałła Denisova
- Wydawnictwo Nowa Energia, Mariusz Marchwiak, prezes
- Wydawnictwo Nowa Energia, Dorota Kubek, redaktor naczelna

Gerard Lipiński, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie

Realizacja koncepcji programu strategicznego *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*

Strategiczny program badań naukowych i prac rozwojowych *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* ma na celu opracowanie rozwiązań technologicznych, których wdrożenie przyczyni się do zmniejszenia negatywnego wpływu sektora energetyki na środowisko. Rozwiązania te ułatwią ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz osiągnięcie celów UE określonych w Strategii 3x20 (poprawa efektywności energetycznej o 20%, zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% i redukcja emisji CO_2 o 20% w łącznym bilansie UE do 2020 r., w odniesieniu do 1990 r.). Znaczącym, chociaż nie podkreślonym we wstępnych założeniach, skutkiem prac programu jest rozwój technologii powodujących zmniejszenie emisji pyłów, tlenków azotu i tlenków siarki do powietrza.

Struktura organizacyjna

Po pracach mających na celu uszczegółowienie strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* w następstwie konkursów przeprowadzonych w 2009 r., od 2010 r. realizowane są 4 zadania badawcze (projekty):

- *Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin*, którego Liderem jest Politechnika Śląska, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak,
- *Opracowanie technologii dla spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2*, którego Liderem jest Politechnika Częstochowska, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
- *Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej,* którego Liderem jest Akademia Górniczo-Hutnicza, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Andrzej Strugała,
- *Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych*, którego Liderem jest Instytut Maszyn Przepływowych PAN, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Jan Kiciński.

Zakończenie ww. projektów planowane jest w I połowie 2015 r.

Od 2011 r. funkcjonuje uzupełniany dwukrotnie Komitet Sterujący tego programu. Aktualny skład pozwolił na wejście w jego skład przedstawicieli przedsiębiorców, administracji rządowej i nauki. Członkami tego gremium są obecnie:

- dr inż. Wojciech Jaworski - w KS od grudnia 2012 r., a od maja 2013 r. - Przewodniczący KS,
- Elżbieta Wróblewska - przedstawicielka Ministerstwa Gospodarki - w KS od maja 2013 r.,
- Maciej Kiełmiński - przedstawiciel Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego - w KS od maja 2013 r.,
- dr Igor Mitroczuk - przedstawiciel Ministerstwa Środowiska - w KS od maja 2013 r.,
- Witold Szczypiński - wiceprezes zarządu Grupy Azoty S.A. - w KS od grudnia 2012 r.,
- prof. dr hab. Krzysztof Szamałek - w KS od grudnia 2012 r.,
- prof. dr hab. inż. Janusz Terpiłowski - w KS od grudnia 2012 r.,
- prof. dr hab. inż. Tomasz Dobski - przewodniczący KS I kadencji w latach 2011-2013, nadal członek KS,
- prof. dr hab. inż. Zdzisław Kabza, w KS od 2011 r.,
- prof. dr hab. inż. Krzysztof Warmuziński, w KS od 2011 r.,

- Grzegorz Wiśniewski - prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej, w KS od 2011 r.

Funkcję Sekretarza KS w latach 2011-2013 pełniła pani Małgorzata Kostrzewa, a od października 2013 funkcję tę pełni pani Magdalena Margas.

Koordynatorem programu jest od 2011 r. autor tego artykułu.

Zadania badawcze programu obejmują dwa kluczowe obecnie dla energetyki polskiej obszary wytwarzania: energetykę konwencjonalną i odnawialne źródła energii. Stąd w konsorcjach realizujących projekty można znaleźć większość najsilniejszych uczelni i instytutów działających w tych obszarach w Polsce (poza wymienionymi wcześniej Liderami występują: Politechnika Łódzka, Politechnika Warszawska, Politechnika Wrocławska, Politechnika Krakowska, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Instytut Energetyki, Główny Instytut Górnictwa). Drugim filarem konsorcjów są partnerzy przemysłowi:

- przedsiębiorstwa energetyczne, w tym spółki grup TAURON, PGE i ENERGA,
- firmy związane z produkcją istotnych elementów bloków energetycznych RAFAKO S.A. i FOSTER-WHEELER POLSKA Sp. z o.o.,
- sektor wydobycia węgla reprezentują Południowy Koncern Węglowy S.A. (Grupa TAURON) oraz Katowicki Holding Węglowy S.A.,
- są też tak poważne koncerny zajmujące się nie tylko energetyką lub górnictwem węgla, jak KGHM S.A. i Grupa Azoty S.A.,
- ważnym i dynamicznym partnerem jest EUROL Innovative Technology Solution Sp. z o.o.

Zakres i główne efekty prac realizowanych w programie

Konsorcja podeszły do realizacji zadań programu strategicznego w sposób interdyscyplinarny, uwzględniając zarówno aspekty techniczne, środowiskowe, ekonomiczne, jak i społeczne. Odpowiada to koncepcji podejścia łączącego strategiczne cele polityki Państwa w obszarze energii i środowiska, zawarte w dokumentach dotyczących polityki energetycznej i ekologicznej, a także badań naukowych.

Prace programu nie mają jedynie charakteru teoretycznego, nie bazują jedynie na przeglądach literatury i obliczeniach modelowych. Prowadzone są także badania laboratoryjne, powstają instalacje badawcze, a prace wykonywane są też na rzeczywistych obiektach, takich jak bloki energetyczne lub kopalnie.

W efekcie prac udaje się osiągać wyniki pozwalające na zmniejszenie emisji najważniejszych zanieczyszczeń (pyłów, NOx i SO_2) znacznie poniżej standardów emisyjnych ustanowionych w Dyrektywie 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych[1]. Należy zauważyć, że osiągnięcia te nie są „sztuką dla sztuki", ponieważ standardy emisyjne dotyczące dużych źródeł energetycznego spalania paliw nie są jedynym ograniczeniem emisji do powietrza substancji szkodliwych. Z punktu widzenia strategii państwa należy pamiętać o ograniczeniach wynikających z krajowych pułapów emisyjnych, a z punktu widzenia lokalnego - o konieczności utrzymywania odpowiedniej jakości powietrza, wynikającej z regulacji wynikających z Dyrektywy 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszego powietrza dla Europy[2] (tzw. CAFE). W tym przypadku należy zwrócić uwagę na problemy związane z występowaniem nadmiernych ilości pyłu drobnego zawieszonego w powietrzu wielu stref zarówno w Polsce, jak i w innych krajach europejskich. Pył ten ma wpływ na problemy zdrowotne mieszkańców, w szczególności na większą zachorowalność na choroby układu oddechowego (np. astmę) i krążenia. Najbardziej narażonymi grupami są dzieci i osoby starsze. Ponadto występują inne problemy związane ze środowiskiem, takie jak kwaśne deszcze lub eutrofizacja. Bezpośrednie koszty dla społeczeństwa Unii Europejskiej oszacowane zostały na 23 mld euro rocznie, a koszty pośrednie związane z negatywnym wpływem na zdrowie szacowane są w zakresie 330-940 mld euro i stanowią 3-9% produktu krajowego brutto (GDP) UE[3].

Zewnętrzne zainteresowanie programem

Widząc takie dane, nietrudno zrozumieć, że finansowany z budżetu krajowego program strategiczny *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* znalazł zainteresowanie partnerów zagranicznych i Komisji Europejskiej. Pozwoliło to na przedstawienie w 2012 r. prezentacji pokazujących możliwości wykorzystania wyników prac badawczych programu (zadania badawcze 1 i 2) do *retrofittingu* bloków energetycznych podczas warsztatów w Sarajewie[4] (organizowanych przez Komisję Europejską oraz władze Bośni i Hercegowiny), a także w Wiedniu[5] (Austria) - w Sekretariacie Traktatu Wspólnoty Energetycznej *(Energy Community)*. W 2013 r. zainteresowanie współpracą znanego od wielu lat na rynku tureckim wytwórcy kotłów (RAFAKO S.A.) z instytucjami naukowymi wyraziły władze w Ankarze, co umożliwiło przedstawienie odpowiednich informacji podczas warsztatów[6] organizowanych we współpracy z KE w kwietniu 2013 r.

W chwili pisania tego artykułu została otworzona możliwość zaprezentowania doświadczeń programu w zakresie energetycznego wykorzystania biomasy na warsztatach w Belgradzie (Serbia), organizowanych przez Komisję Europejską wspólnie z serbskim Ministerstwem Zasobów Naturalnych, Górnictwa i Planowania Przestrzennego.

Efekty programu zostały dostrzeżone przez Janusza Piechocińskiego - Wicepremiera i Ministra Gospodarki, a pozytywna opinia przekazana do ministra właściwego ds. nauki w lutym 2013 r. Wyniki prac programu są brane pod uwagę przez Departament Energetyki Ministerstwa Gospodarki w bieżących pracach dotyczących nowoczesnych technologii energetycznych.

Również minister właściwy ds. środowiska z uwagą obserwuje wyniki prac badawczych w programie. Na szczególną uwagę zasługuje w tym przypadku tematyka podziemnego zgazowania węgla, zawierająca wiele elementów niezbadanych do końca I dekady XXI w., która początkowo budziła kontrowersje i obawy dotyczące możliwości ich wykorzystania. Zdecydowany przełom przyniósł w tej kwestii rok 2013, w którym minister ten wyraził głębokie zainteresowanie prowadzonymi w ramach programu strategicznego badaniami, zamierzając wykorzystać ich wyniki w prowadzonych przez jego resort pracach legislacyjnych w zakresie geologii.

Również ze strony Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego daje się dostrzec zainteresowanie efektami prac prowadzonych w programie, wykraczające poza zakres standardowych sprawozdań. Dostrzeżono, że dialog polsko-amerykański nt. współpracy naukowo-technicznej obejmuje m.in. zagadnienie "Advanced Energy Systems and Carbon Capture", które jest bezpośrednio związane z obszarem prac programu. Okresowo są też monitorowane postępy w niektórych obszarach prac badawczych.

W 2013 r. zakończona została wykonywana przez niezależnych ekspertów ewaluacja *mid-term* programu pozwoliła stwierdzić, że realizacja programu strategicznego *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* przebiega prawidłowo.

Warto zauważyć, że wielu spośród Wykonawców zadań badawczych potrafiło wykorzystać synergię pomiędzy pracami realizowanymi w ramach programu strategicznego a pracami w ramach projektów finansowanych z innych źródeł. Świadczy to o tym, że są oni postrzegani jako partnerzy o co najmniej europejskiej renomie. Przykładami mogą być m.in. zaangażowanie w koordynowane przez AGH prace CC Poland Plus w ramach „Knowledge and Innovation Community INNOENERGY", składanie interesujących wniosków w konkursach o dofinansowanie w ramach tzw. „Mechanizmu Norweskiego" lub współpracę w ramach mniejszych konsorcjów w projektach finansowanych Programu Badań Stosowanych NCBR z udziałem partnerów przemysłowych. Duża jest aktywność w wymienionych obszarach Politechniki Śląskiej i Częstochowskiej, a także RAFAKO S.A. O synergii świadczy też wykorzystywanie w pracach programu infrastruktury Centrum Czystych Technologii Węglowych, którego budowa była finansowana z innych źródeł.

Wnioski

- Program strategiczny *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* wspiera realizację celów długookresowych polskiej polityki w obszarach energetyki, środowiska i nauki, wykorzystując badania z zakresu różnych dyscyplin naukowych.
- Zrealizowane dotychczas prace dały efekty interesujące nie tylko z punktu widzenia krajowego, mając wpływ na wzmocnienie zaangażowanych jednostek naukowych i przedsiębiorców.
- Wykonawcy programu tworzą silny europejski ośrodek zajmujący się tematyką czystych technologii węglowych.
- W wyniku analizy już zrealizowanych prac i ich zakresu zaplanowanego do końca realizacji zadań badawczych programu można dostrzec już teraz, że niektóre elementy wymagają dodatkowych badań np. w obszarze technologii materiałowych, regulacji turbin, ogniw paliwowych czy też wielkoskalowego przetwarzania i wykorzystywania dwutlenku węgla ze spalin.
- Badania wykonywane w rzeczywistych obiektach przed podjęciem decyzji inwestycyjnych mogą pozwolić na uniknięcie znacznych kosztów dla gospodarki np. takich, jakie były związane z użyciem nowego materiału w budowanych blokach energetycznych w Niemczech[7].
- Prace badawcze programu powinny być kontynuowane i rozwijane, niezależnie od źródeł finansowania tych prac, jednak dla realizacji celów polityki krajowej zasadnym byłoby zapewnienie środków finansowych z budżetu państwa. □

Bibliografia:

[1] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:pl:PDF

[2] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:152:0001:0044:pl:PDF

[3] http://ec.europa.eu/environment/air/index_en.htm

[4] http://ec.europa.eu/enlargement/taiex/dyn/taiex-events/library/detail_en.jsp?EventID=48937

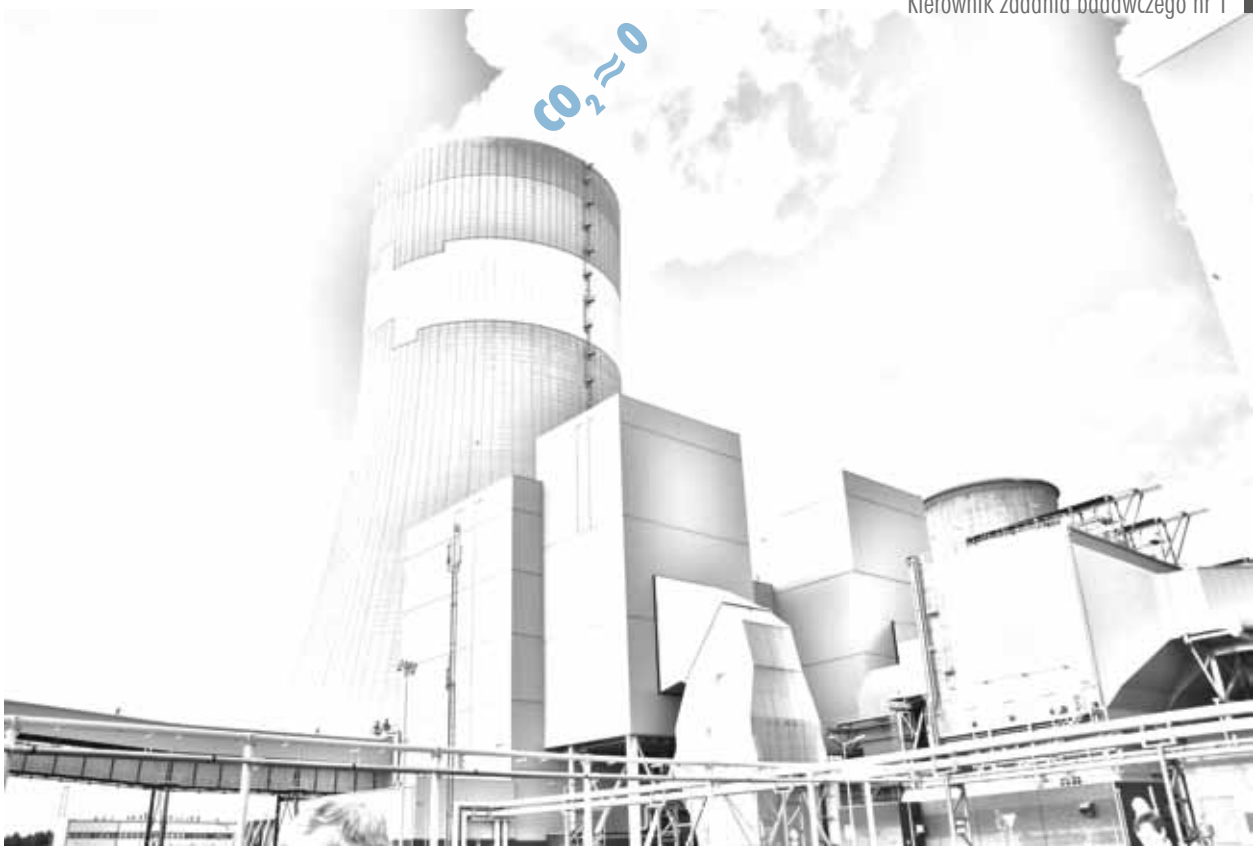
[5] http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/CALENDAR/Other_Meetings/2012/05_Oct/31_Oct

[6] http://ec.europa.eu/enlargement/taiex/dyn/taiex-events/library/detail_en.jsp?EventID=49005

[7] http://www.tuv.com/media/geschaeftsbericht/2011/new/pdf_5/TUEVGB11_Deutsch_Reportagen.pdf

Zadanie badawcze nr 1 pt.: „Opracowanie technologii dla wysokosprawnych "zero emisyjnych" bloków węglowych" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska
Kierownik zadania badawczego nr 1



Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin. Zadanie 1 Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii

Mimo dynamicznego wzrostu udziału w produkcji elektryczności i ciepła niektórych rodzajów technologii źródeł odnawialnych (głównie wiatru i energii słonecznej) oraz przewidywanego wzrostu udziału w bilansie energetycznym technologii jądrowych, węgiel pozostaje dla Polski istotnym paliwem dla produkcji elektryczności i innych produktów. Rozwój technologii węglowych spełniających kryteria ekologiczne, ekonomiczne i eksploatacyjne pozostaje więc ważnym zadaniem nauki i przemysłu. Waga tego problemu wzrasta, jeśli uwzględnić wiek polskich instalacji energetycznych.

Z kierunkiem poszukiwania nowych technologii węglowych ściśle wiąże się tematyka CCS (wychwytu, transportu i składowania) CO_2. Powszechne zainteresowanie tym zagadnieniem jest spowodowane:

- Wzrastającą świadomością, że istotna redukcja emisji gazów cieplarnianych może mieć ważne znaczenie dla uniknięcia zmian klimatycznych.
- Przekonaniem, że istotna zmiana emisji nie może być osiągnięta nagle - przez zmianę paliw czy technologii. Warto wziąć bowiem pod uwagę fakt, że gospodarka światowa obecnie opiera się głównie na wykorzystaniu paliw kopalnych (85%). Nagła zmiana tej sytuacji wymaga czasu. Punkt wyjścia Polski jest jeszcze bardziej dramatyczny. Technologia CCS oferuje rozwiązanie dla procesów energetycznych i przemysłowych zanim inne technologie nie osiągną stanu dojrzałości komercyjnej.
- Wynikami obliczeń z wykorzystaniem stosowanych obecnie modeli termodynamiczno-ekonomicznych wskazujących, że do i poza 2030 r. technologia CCS może być efektywną ekonomicznie opcją redukcji emisji CO_2.

W okresie krótko i średnioterminowym ważnym zadaniem jest także poszukiwanie i zastosowanie przedsięwzięć zapewniających wzrost sprawności, niezawodności i elastyczności cieplnej instalacji energetycznych paliw kopalnych (co ma istotne znaczenie dla szerszego wprowadzenia źródeł odnawialnych do systemu energetycznego i efektywnej eksploatacji) przy jednoczesnym spełnieniu wymogów ochrony środowiska.

Ten obszar tematyczny w zakresie energetyki węglowej jest przedmiotem zainteresowania Zad.1: *Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin* Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii finansowanego przez NCBiR oraz Tauron PE S.A, Rafako S.A i EUROL S.A. Główne założenia, cele i strukturę Programu przedstawiono podczas poprzedniej edycji Konferencji oraz opublikowano w [1]. W niniejszym opracowaniu zwrócono uwagę na wybrane rezultaty projektu.

Ma on na celu :

- Opracowanie i weryfikację nowych koncepcji wzrostu sprawności obiegu siłowni kondensacyjnych (w tym o najwyższych ultra-nadkrytycznych parametrach pary),
- Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu CO_2 ze spalin,
- Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem CO_2 ze spalin.

Osiągnięcie tych celów powinno przyśpieszyć i ułatwić wprowadzenie do polskiego systemu wytwarzania elektryczności prawie zero-emisyjnego bloku węglowego o wysokiej sprawności. Cele te są spójne z polityką energetyczną UE oraz polityką energetyczną Polski do 2030 r.

Wzrost sprawności

Wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej w układach siłowni parowych można oczekiwać jako następstwo:

- wzrostu parametrów pary pierwotnej i temperatury pary wtórnej,
- doskonalenia struktury obiegu,
- optymalizacji parametrów obiegu (np. dobór ciśnienia wtórnych przegrzewów, dobór przyrostów temperatury w podgrzewaczach),
- zmniejszania ciśnienia w skraplaczu łącznie z optymalizacją wylotów z turbiny,
- doskonalenia maszyn i urządzeń obiegu.

Wzrost sprawności musi być rozpatrywany nie tylko jako źródło poprawy efektywności techniczno-ekonomicznej istniejących i nowych bloków, ale także jako naturalny sposób ograniczenia emisji szkodliwych substancji, w tym CO_2. Z tego powodu zagadnienie to obok poprawy dyspozycyjności i elastyczności cieplnej jest bardzo istotne dla dalszego upowszechnienia węglowych bloków kondensacyjnych i elektrociepłowni rozpatrywanych zarówno bez, jak i z instalacjami CCS. Rozpatrywane w projekcie koncepcje wzrostu sprawności były sprawdzane dla bloku referencyjnego 900 MW o parametrach 650°C/670°C/30 MPa, który jednocześnie będzie spełniał wymagania *„capture ready"* (grupa tematyczna II, IV, VI). Analizę prowadzono dla dwóch rodzajów paliwa, węgla kamiennego i brunatnego o wartości opałowej odpowiednio 23 MJ/kg i 7,75 MJ/kg. Przyjęte parametry stanowią istotny postęp w stosunku do stosowanych w obecnie budowanych blokach, co wymagało zaprogramowania i prowadzenie rozległych badań materiałowych. Przedmiotem badań w projekcie były m.in. następujące tworzywa: stal SANICRO 25, stop niklu HR6W, nadstopy Ni: Alloy 617 i DMV617 mod. Koncepcja wyspy kotłowej dla tej klasy bloków została zaproponowana i opracowana przez Rafako. Wskaźniki pracy bloku dla nominalnego obciążenia przedstawiono w tabeli 1. W badaniach różnych rozwiązań służących doskonaleniu struktury obiegu rozważano wiele wariantów wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin: do podgrzania czynnika w układzie regeneracji turbiny jako źródło ciepła w obiegu ORC oraz do suszenia węgla brunatnego podawanego do kotła [np. 2, 3, 4]. Podgrzewanie kondensatu ciepłem odebranym od spalin prowadzi do zmniejszenia strumienia pary kierowanego z upustów turbiny do podgrzewaczy regeneracyjnych. Powoduje to przyrost mocy elektrycznej turbozespołu dla tej samej wydajności kotła lub umożliwia zmniejszenie ilości pary wytwarzanej w kotle dla takiej samej mocy turbozespołu. Analiza wykazała, że możliwe przyrosty sprawności wytwarzania energii elektrycznej dla

bloku opalanego węglem kamiennym wynoszą od 0,15 p. p. dla odzysku ciepła w regeneracji niskoprężnej do 0,60 p. p. dla odzysku ciepła w regeneracji wysokoprężnej oraz odpowiednio od 0,39 p. p. do 1,25 p. p. dla odzysku ciepła dla bloku opalanego węglem brunatnym.

Tab. 1. Wskaźniki pracy bloku

Wielkość	Jedn.	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Moc elektryczna (brutto)	MW_e	900,0	
Moc elektryczna (netto)	MW_e	832,5	
Sprawność obiegu	%	54,1	
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (brutto)	%	50,1	47,5
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (netto)	%	46,3	43,9
Jednostkowe zużycie ciepła	kJ/kWh	6791,1	
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa	kJ/kWh	7186,5	7583,4
Strumień CO_2 w spalinach	kg/s	171,1	207,4

W obecnym stadium realizacji projektu budowane są instalacje eksperymentalne wymienników do odzysku ciepła odpadowego oraz instalacje ORC, mające na celu uzyskanie informacji koniecznych do opracowania konkretnych konstrukcji przemysłowych.

W projekcie przeprowadza się także rozległe studia i analizy dotyczące bloku 50+ o parametrach pary 35MPa/700ºC /720ºC [np.5,6,7]. Ich zastosowanie umożliwia osiągnięcie bardzo ambitnego celu, a mianowicie przesunięcia granicy sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej netto 46% do 50% i wyżej. Osiągniecie tej granicy wymaga jednakże istotnych zmian technologicznych oraz znaczącego postępu w inżynierii materiałowej. Badania prowadzone w projekcie dotyczą optymalizacji schematu cieplnego oraz wyboru koncepcji jego integracji z instalacją wychwytu CO_2.

Dyspozycyjność i niezawodność

Kryteria jakości instalacji energetycznych formułowane są nie tylko w odniesieniu do sprawności, ale także do zagadnień ich niezawodności, dyspozycyjności oraz elastyczności cieplnej. W projekcie sformułowano zadania w tym zakresie (grupa tematyczna III i IV). Dotyczą one głównie:

- opracowania metodyki wykorzystania zmian własności magnetycznych stali ferromagnetycznych w diagnostyce stanu technicznego,
- algorytmizacji stanu naprężenia w elementach maszyn energetycznych,
- badania elastyczności cieplnej.

W pierwszym przypadku badano możliwości oceny stanu tworzywa elementu ferromagnetycznego na podstawie parametrów magnetycznych (własnego magnetycznego pola rozproszenia WMPR i szumu Barkhausena) mierzonych na powierzchni. Stwierdzono, że wzajemne uzupełnianie metody pasywnej, opartej na wykorzystaniu pomiaru WMPR, oraz metody aktywnej, wykorzystującej szum Barkhausena, otwiera nowe możliwości diagnostyki opartej na pomiarze własności magnetycznych. Pomiary WMPR to zarówno szybkie badania powierzchni elementu w celu lokalizacji anomalii magnetycznych, jak i wstępna analiza przyczyn ich powstania. Pomiary szumu Barkhausena to lokalna ocena stanu naprężeń i deformacji oraz stopnia degradacji struktury [np. 8]. W drugim obszarze tematycznym opracowano algorytmy, które przy zastosowaniu dostępnych współcześnie komputerów klasy PC pozwalają wyznaczać naprężenia termiczne w elementach maszyn w czasie rzeczywistym. Stanowi to ważny aspekt nadzoru nad ich bezpieczeństwem. Znajomość stanu naprężeń w każdej chwili eksploatacji pozwala oszacować zagrożenie wynikające z postępujących procesów zużycia takich jak zmęczenie i pełzanie, a także zagrożenie kruchym pękaniem. W ramach badań opracowano algorytmy, z których jeden jest oparty na podejściu wykorzystującym *Green's Function Technique* (GFT), drugi zaś bazuje na sztucznej sieci neuronowej (SSN). Klasyczny algorytm GFT wiąże odpowiedź układu w postaci naprężeń wywołanych jednostkową zmianą wymuszenia, którą jest temperatura płynu omywającego analizowany element. Ponieważ algorytm wyznacza naprężenia w pojedynczym przekroju korzystanie z temperatury czynnika omywającego nie uwidacznia efektów zmienności temperatur wzdłuż elementu. Stąd zaproponowano modyfikację klasycznego algorytmu GFT tak ,aby zamiast temperatury czynnika omywającego analizować wpływ temperatury metalu elementu. Takie podejście uwzględnia wpływ temperatury obszarów sąsiednich na temperaturę analizowanego przekroju. Dzięki takiemu zabiegowi udało się istotnie poprawić dokładność wy-

znaczanych naprężeń nieustalonych. Równolegle opracowywano algorytm wyznaczania naprężeń w głównych elementach turbiny parowej za pomocą SSN. Jest to metoda, która symulując działanie ludzkiego mózgu, pozwala za pomocą prostych operacji matematycznych przekształcać sygnały wejściowe na informację wyjściową. W przypadku analizy naprężeń w elementach turbiny sieć odtwarza wartość naprężenia maksymalnego na podstawie wielkości wpływających na te naprężenia, którymi są wielkości pomiarowe. Wyznaczanie naprężeń za pomocą wytrenowanej SSN jest natychmiastowe. Zaletą metody jest również możliwość jej cyklicznego douczania, w miarę pozyskiwania nowych danych eksploatacyjnych. Obie przedstawione metody bardzo dobrze sprawdzały się jako metamodele wyznaczania naprężeń w nieustalonych stanach eksploatacji, pozwalając na uzyskanie rezultatów w czasie rzeczywistym, przy błędach odtwarzania nie przekraczających 5%. Odpowiednie badania w tym zakresie prowadzone sa zarówno dla turbin, jak i kotłów [np. 9].

W zakresie elastyczności cieplnej podstawowych maszyn i urządzeń prowadzone w projekcie badania skoncentrowane zostały na rozwiązaniach konstrukcyjnych, które umożliwiają złagodzenie efektów wysokich obciążeń nadkrytycznych bloków węglowych. Analizy prowadzone są zarówno na drodze symulacji numerycznych, jak i testów laboratoryjnych. Szczególną uwagę zwraca się na nieustalone stany pracy. Dotychczasowe analizy pozwoliły określić możliwy zakres skrócenia czasu rozruchu i odstawienia turbin nadkrytycznych, co znacznie poprawia elastyczność eksploatacji bloków węglowych. Wyniki pomiarów laboratoryjnych wraz z wynikami symulacji numerycznych służą do weryfikacji opracowywanego systemu diagnostycznego przeznaczonego do nadzoru warunków pracy nowoczesnych turbin na nadkrytyczne parametry pary. Opracowane procedury nadzoru diagnostycznego są aktualnie testowane z wykorzystaniem danych pomiarowych z istniejących bloków parowych.

Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu CO_2 ze spalin

Zagadnienia wychwytu i transportu, i składowania dwutlenku węgla są przedmiotem badań w w różnych grupach tematycznych Projektu (Grupa I - opracowanie i sprawdzenie metodologii wielowymiarowej symulacji procesu, Grupa V - symulacje zeroprzestrzenne dla technologii absorpcji chemicznej, adsorpcji i separacji membranowej, badanie wykorzystania ogniw paliwowych, separacji w polu akustycznym, badania laboratoryjne różnych klas sorbentów, budowa mobilnej instalacji pilotowej dla technologii absorpcji chemicznej, badania instalacji pilotowej na dwóch obiektach rzeczywistych, Grupa VII - analiza wybranych zagadnień transportu i składowania) [np. 10, 11]. W marcu 2013 r. w ramach projektu uruchmiono Przewoźną Instalację Pilotową. Posiada ona wydajność 200 m3n/h. Obecnie jest to największa instalacja do realizacji procesu wychwytu CO_2 ze spalin w Polsce (rys. 1). Jej uruchomienie zostało poprzedzone wielorakimi badaniami laboratoryjnymi i półtechnicznymi. W dalszym etapie badań zostanie ona wykorzystana do weryfikacji różnych klas sorbentów i koncepcji doskonalenia struktury technologicznej pogłębionego odsiarczania spalin oraz procesów sorpcji i desorpcji dwutlenku węgla.

Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem CO_2 ze spalin

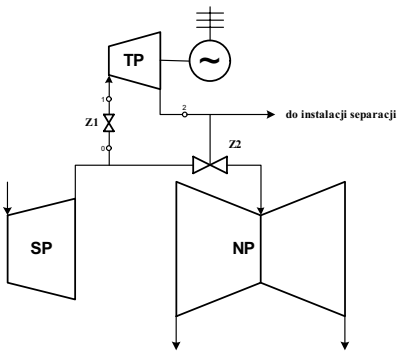
W projekcie przyjęto, że projektowana siłownia zostanie zintegrowaniu z instalacją separacji CO_2 metodą absorpcji chemicznej. Sorbentem stosowanym w tej instalacji

Rys. 1. Instalacja pilotowa aminowego usuwania CO_2 na terenie Elektrowni Łaziska - widok pracującej instalacji nocą. Całodobowe testy wychwytu CO_2 pozwalają sprawdzić stabilność pracy instalacji pilotowej

będą aminy o różnej wartości energochłonności. Rozważa się również zastosowanie amoniaku. Absorpcja chemiczna wymaga doprowadzenia znacznych ilości ciepła potrzebnego do regeneracji sorbentu. Użycie aminy o energochłonności 3,5 MJ/kgCO_2 powoduje, że około 32% ciepła dostarczonego do czynnika obiegowego w kotle musi zostać skierowane do instalacji separacji dla bloku opalanego węglem kamiennym. W przypadku węgla brunatnego udział ten wynosi 39%.

Przedmiotem analizy była możliwość zasilania w ciepło tej instalacji parą pobieraną z turbiny [np. 12, 13]. Spowoduje to spadek mocy turbozespołu i sprawności bloku zintegrowanego z instalacją separacji CO_2 oraz konieczność modernizacji turbiny i jej układu cieplnego. Analizowano dwa sposoby modernizacji turbiny poprzez dobudowanie dodatkowych stopni w części SP lub turbiny przeciwprężnej (rys. 2). Wskaźniki pracy bloku zintegrowanego z instalacją separacji CO_2 (z wykorzystaniem turbiny przeciwprężnej) o energochłonności sorbentu 3,5 MJ/kg CO_2 dla nominalnego strumienia pary wytwarzanej w kotle przedstawiono w tabeli 2.

Na osiągi bloku zintegrowanego z instalacją chemicznej separacji CO_2 największy wpływ mieć będzie energochłonność zastosowanego sorbentu. I tak dla energochłonności sorbentu 3,5 MJ/kg CO_2 spadek sprawności bloku brutto po dobudowaniu instalacji separacji wynosi 8 pkt. % dla węgla kamiennego i 9 pkt. % dla brunatnego. Zmniejszenie energochłonności o 1 MJ/kg CO_2 (z 3,5 do 2,5 MJ/kg CO_2) powoduje, że sprawność bloku brutto spadnie o ok. 5,1 pkt. % w przypadku węgla kamiennego, natomiast dla węgla brunatnego ten spadek wyniesie ok. 5,5 pkt. %.



Rys. 2. Schemat poboru pary do instalacji wychwytu z wylotu dobudowanej turbiny przeciwprężnej

Tab. 2. Wskaźniki pracy bloku zintegrowanego z instalacją wychwytu CO_2

Wielkość	Jedn.	Wartość	
		Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Strumień pary świeżej	kg/s	605,0	605,0
Strumień ciepła doprowadzonego w kotle	MW	1697,9	1697,9
Sprawność obiegu	%	44,01	42,44
Moc elektryczna turbiny parowej	MW	720,9	686,2
Moc elektryczna turbiny przeciwprężnej	MW	36,0	43,7
Moc elektryczna (brutto)	MW	756,9	729,9
Moc elektryczna (netto)	MW	633,2	598,0
Sprawność bloku (brutto)	%	42,1	38,5
Jednostkowe zużycie ciepła	kJ/kWh	8075,7	8374,6
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa	kJ/kWh	8545,9	9357,8

Uwagi końcowe

Złożoność badanych w projekcie technologii i procesów wymagała zastosowania w szerokim zakresie metod eksperymentalnych, analitycznych i numerycznych. W badaniach eksperymentalnych główną uwagę poświęcono realizacji pełnego cyklu badawczego obejmującego na ogół podstawowe badania laboratoryjne procesów, badań eksperymentalnych w większej skali (ułamkowo-technicznej) i w skali pilotowej. Dobrym przykładem są tu badania separacji CO_2 ze spalin oraz nowych koncepcji odsiarczania spalin. Rozwiązanie części zadań wymagało przygotowania i przeprowadzenia badań na obiektach rzeczywistych (instalacjach pracujących bloków), co jest zawsze dużym wyzwaniem w projektach naukowych. Jednym z celów projektu było opracowanie modeli złożonych procesów i technologii energetycznych i przeprowadzenie z ich wykorzystaniem szerokich analiz parametrycznych i optymalizacyjnych. Zadania te zostały i są rozwiązywane z wykorzystaniem algorytmów i kodów własnych oraz kodów komercyjnych dedykowanych do określonych klas zagadnień (ASPEN Plus, ANSYS CFX, Solidworks, Ebsilon, Gate Cycle i inne).

Aktualny stopień realizacji Zadania odpowiada przyjętemu harmonogramowi. Wszystkie merytoryczne cele są osiągane. Dotyczy to zarówno nowych informacji konstrukcyjnych (studiów konstrukcyjnych i projektowych), instalacji badawczych (w tym pilotowych), stopnia upowszechnienia wyników (publikacje naukowe, seminaria i konferencje naukowe), jak i kształcenia kadr i procesów wdrożeniowych. Wszystkie zaintersowane osoby i podmioty przemysłowe zainteresowane wynikami projektu mogą zwracać się do biura projektu dla uzyskania odpowiednich informacji. □

Literatura

[1] Nowa Energia 2(26) 2012.

[2] Łukowicz H, Chmielniak T, Kochaniewicz A, Mroncz M.: An analysis of the use of waste heat from exhaust gases of a brown coal-fired power plant for drying coal, Rynek Energii 1(92)/2011, 157-163.

[3] Łukowicz H, Kochaniewicz A.: Analysis of the use of waste heat obtained from coal-fired units in Organic Rankine Cycles and for brown coal drying, Energy, Available online 9 April 2012, ISSN 0360-5442, 10.1016/j.energy.2012.03.035.

[4] Łukowicz H., Kochaniewicz A.: Analysis of the use of waste heat in the turbine regeneration system of a 900 MW supercritical coal-fired power unit. Energetyka, ISSN 0013-7294, 2013, nr 11 str. 790-794.

[5] Stępczyńska K., Łukowicz H., Dykas S.: Obliczenia ultra-nadkrytycznego bloku węglowego o mocy 900 MW z odzyskiem ciepła ze spalin, Archiwum Energetyki, tom XLII (2012), nr 2, 155-164.

[6] Bochon K., Stępczyńska K., Dykas S.: Analiza technologii wychwytu CO_2 pod kątem ich zastosowania dla bloków dużej mocy, Systems - Journal of Transdysciplinary Systems Science, Vol.17 (2012), Special Issue, 33-39.

[7] Stępczyńska K., Kowalczyk Ł., Dykas S., Elsner W.: Calculation of a 900 MW conceptual 700/720°C coal-fired power unit with an auxiliary extraction-backpressure turbine, Journal of Power Technologies, Vol. 92, No 4 (2012).

[8] Roskosz M., Bieniek M.: Analysis of the universality of the residual stress evaluation method based on residual magnetic field measurements, NDT&E International 54 (2013) str. 63-68.

[9] Nowak G., Rusin A.: Shape and operation optimisation of a supercritical steam turbine rotor, Energy Conversion and Management, 10.1016/j.enconman.2013.06.037, 2013.

[10] Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Rulik S., Stolecka K.: Comprehensive analysis of pipeline transportation systems for CO_2 sequestration. Thermodynamics and safety problems, Energy Conversion and Management, Volume 76, 2013, Pages 665-673.

[11] Rusin A., Stolecka K.: Hazard to the environment caused by Carbon Capture and Storage (CCS) technologies, Polish Journal of Environmental Studies, nr 1, 2013, str. 205-211.

[12] Łukowicz H., Mroncz M.: Basic technological concepts of a "capture ready" power plant", Energy Fuels, DOI: 10.1021/ef201669g.

[13] Stępczyńska-Drygas K., Łukowicz H. Dykas S.: Calculation of an advanced ultra-supercritical power unit with CO_2 capture installation, Energy Conversion and Management, Vol. 74, Październik 2013, s. 201-208, [on-line:] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041300280X.

reklama

ax BIO, modułowe rozwiązanie do zamiany biogazu w energię elektryczną

KWE-Technika Energetyczna Sp. z o.o. została utworzona w 1999 roku w celu współpracy z firmą Jenbacher Energie produkującą gazowe agregaty do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w instalacjach o mocach od 250 kW do ponad 4000 kW.

Zasadnicze obszary działania:
- Autoryzowane Przedstawicielstwo w Polsce firmy GE JENBACHER,
- Autoryzowany serwis fabryczny oferowanych urządzeń oraz oryginalne części zamienne,
- Rozwiązania kontenerowe instalacji CHP "pod klucz" przy współpracy z AB GROUP,
- Współpraca z firmami z zakresu techniki energetycznej,
- Organizowanie kompletnych projektów wraz z doradztwem technicznym, projektowaniem, wykonawstwem, uruchamianiem i finansowaniem.

Distributor & Service Provider
Jenbacher gas engines

KWE - Technika Energetyczna
AUTORYZOWANY PRZEDSTAWICIEL GE JENBACHER GAS ENGINES W POLSCE
TEL./FAX. +48 33 821 65 62 +48 33 821 50 93 - www.kwe.pl

dr inż. Krzysztof Bochon, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Analiza energetyczna oraz ekonomiczna instalacji wychwytu CO_2 z wykorzystaniem absorpcji chemicznej*

Słowa kluczowe: wychwyt CO_2, absorpcja chemiczna, analiza ekonomiczna.

Jednym z najistotniejszych problemów instalacji wychwytu dwutlenku węgla jest energochłonność. W czasie badań przeprowadzono zatem dokładną analizę energetyczną instalacji wychwytu CO_2. Jej podstawowym celem była ocena zapotrzebowania na energię do regeneracji sorbentu oraz zapotrzebowania na chłodzenie instalacji wychwytu, co jest niezbędne do oceny warunków współpracy instalacji wychwytu z blokiem energetycznym. Badania uzupełniono o analizę ekonomiczną instalacji wychwytu.

Jako technologię wychwytu CO_2 ze spalin, dla bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne, przyjęto absorpcję chemiczną, z zastosowaniem rozpuszczalnika aminowego. Jest to metoda, która jest najczęściej brana pod uwagę w komercyjnych instalacjach energetycznych, bazujących na tradycyjnym spalaniu. Analizę energetyczną prowadzono w oparciu o obliczenia z wykorzystaniem komercyjnego programu do analizy procesów chemicznych Aspen Plus.

W wyjściowym wariancie instalacji osiągnięto wynik w postaci współczynnika zapotrzebowania ciepła do regeneracji na poziomie 3,49 MJ/kg CO_2. Obliczenia wykonano także dla wariantu, w którym skropliny z separatora CO_2/H_2O za desorberem trafiają do absorbera, a nie do desorbera, jak w wariancie wyjściowym. W tym przypadku uzyskano korzystniejszy wskaźnik zapotrzebowania ciepła do regeneracji, który wynosił 3,43 MJ/kg CO_2.

Analizę ekonomiczną przeprowadzono w oparciu o wskaźnik NPV (Net Present Value), stwierdzając, że dla obecnych warunków techniczno-ekonomicznych budowa instalacji wychwytu jest nieopłacalna. Cena graniczna uprawnień do emisji CO_2, przy której NPV = 0, wyniosła 162,71 zł/Mg.

Przeprowadzono również analizę wrażliwości, w której określono cenę graniczną uprawnień do emisji CO_2 w zależności od kosztu wytwarzania energii elektrycznej dla różnych wartości kosztów inwestycyjnych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, mgr inż. Paweł Pilarz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Model odazotowania spalin bloków węglowych w technologii selektywnej redukcji katalitycznej (SCR)*

W pracy zostały zaprezentowane metody redukcji emisji tlenków azotu wraz z dokładniejszą analizą selektywnej redukcji katalitycznej (SCR). Pozwala ona na osiągnięcie wysokiego stopnia redukcji NOx (powyżej 90%), jednak nie jest to technologia idealna. Niekorzystnym wynikiem działania SCR są reakcje dążące do tworzenia SO_3 oraz soli siarczanowych i amonowych, które zanieczyszczają powierzchnię katalizatora oraz pył, zmniejszając w ten sposób możliwość jego późniejszego wykorzystania.

W części badawczej przedstawiono wyniki modelowania reaktora SCR za pomocą programu *Ebsilon Professional®*. Analizie zostało poddane umiejscowienie reaktora SCR w ciągu technologicznym oczyszczania spalin wraz z jego wpływem na proces odazotowania. Obliczeniom poddano trzy lokalizacje instalacji: *High-dust SCR* - katalizator jest zainstalowany między podgrzewaczem wody a podgrzewaczem powietrza, spaliny w tym przypadku zawierają pyły oraz dwutlenek siarki; *Low-dust SCR* - reaktor redukuje NOx ze spalin odpylonych w elektrofiltrze; *Low-dust Tail-end SCR* - to instalacja redukująca stężenie tlenków azotu ze spalin odpylonych oraz odsiarczonych. Analizie poddano również zależności między składem spalin a przebiegiem procesu odazotowania w katalizatorze. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Daniel Czaja, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, dr inż. Sebastian Lepszy, mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas,
Politechnika Śląska

Opłacalność układu gazowo-powietrznego jako jednostki wytwórczej*

Układy gazowo-powietrzne wykorzystują w swojej strukturze zespół turbiny gazowej jako górne źródło ciepła. W celu lepszego porównania układów gazowo-powietrznych z gazowo-parowymi rozsądnym wydaje się być zastosowanie tej samem turbiny gazowej. Zdecydowano się zastosować zespoły turbiny gazowej o mocy z przedziału ok. 5-25 MW. Biorąc pod uwagę fakt, że czynnik dolnego obiegu układu gazowo-powietrznego charakteryzuje się niską pojemnością cieplną, analizowane układy mają większą szansę konkurować z układami gazowo-parowymi w przedziale małych mocy. Turbiny gazowe, których dane wykorzystywane są w obliczeniach znajdują miejsce w komercyjnych jednostkach układów kombinowanych gazowo-parowych. W artykule przedstawiono wyniki optymalizacji termodynamicznej różnych konfiguracji układów gazowo-powietrznych oraz określono koszty jednostkowe dla analizowanych układów celem przeprowadzenia analizy ekonomicznej. Wyniki odniesiono do osiągów rzeczywistych układów gazowo-parowych. Określono wielkości, które mają decydujący wpływ na opłacalność, a także konkurencyjność analizowanych jednostek w stosunku do powszechnie znanej technologii układów gazowo-parowych. Finalną wielkością porównywalną w obliczeniach jest cena za 1 MWh energii elektrycznej. Należy przy tym zaznaczyć, że rozważanymi układami są tutaj tylko jednostki wytwórcze, gdzie jedynym produktem jest energia elektryczna. W uwagi na dynamiczny charakter zmian legislacyjnych w stosunku do zagadnień wspierania niektórych technologii wytwarzania energii elektrycznej, w przeprowadzonych obliczeniach nie rozważano dodatkowych potencjalnych przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Piotr Duda, prof. PK, mgr inż. Łukasz Felkowski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

Analiza pracy wężownicy przegrzewacza pary w warunkach pełzania*

Celem artykułu jest modelowanie pracy wężownicy przegrzewacza pary SH3. Wykonany jest on ze stali austenitycznej Super 304H. Temperatura obliczeniowa T przegrzewacza SH3 to 604°C, zaś ciśnienie obliczeniowe p działające na wewnętrzną powierzchnię rur wynosi 284 bar. Wysoka temperatura pracy sprawia, że przegrzewacz pracuje w warunkach pełzania.

Przedstawione zostanie zaproponowane równanie pełzania. Współczynniki w równaniu wyznaczone są na podstawie badań przeprowadzonych w Instytucie Metalurgii Żelaza w Gliwicach. Opracowany model aproksymujący odkształcenia pełzania w zależności od czasu i naprężeń przedstawiony będzie w postaci trójwymiarowej powierzchni.

Następnie opisana będzie analiza numeryczna odpowiedzi układu rur przegrzewacza pary na jedno ze sposobów zamocowań rur wieszakowych oraz na ich regulację. Obliczenia wykonane są w programie Bentley AutoPipe.

W miejscu koncentracji naprężeń dokonana będzie szczegółowa analiza pracy rur przegrzewaczy w warunkach pełzania przy wykorzystaniu programu ANSYS Mechanical.

Przeprowadzone analizy pozwolą na oszacowanie czasu pracy rur przegrzewacza oraz określenie jego zużycia dla wybranego czasu eksploatacji.

Pracę wykonano w ramach Projektu Rozwojowego - *Ocena zachowania się i prognoza długotrwałej pracy stali nowych generacji na elementy kotłów eksploatowanych powyżej temperatury granicznej.* □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Katarzyna Janusz-Szymańska, mgr inż. Aleksandra Dryjańska, Politechnika Śląska

Analiza możliwości zwiększenia sprawności elektrowni typu oxy przez zastosowanie układu hybrydowego do separacji tlenu*

W artykule przedstawiono elektrownię, pracującą w technologii spalania tlenowego, o nadkrytycznych parametrach pary 29 MPa i 600/620°C. Omówiono założenia do obliczeń termodynamicznych układu oraz ich wyniki. Wyznaczono podstawowe wskaźniki energetyczne badanego bloku, tj. moc potrzeb własnych i sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Opisano wpływ zużycia energii elektrycznej przez instalację kriogenicznej separacji tlenu z powietrza na sprawność elektrowni, a także przeanalizowano możliwości obniżenia tej wielkości. Rozpatrzono dołączenie modułu membranowego do układu kriogenicznego. Zbadano dobór parametrów procesu rozdziału składników powietrza w celu obniżenia energochłonności instalacji tlenowni. Analizie poddano również wpływ tych parametrów na stopień odzysku i czystość produkowanego tlenu. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Magdalena Jaremkiewicz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

Eksperymentalne wyznaczanie stałych czasowych termometrów w funkcji prędkości przepływającego powietrza*

Problem dynamicznego błędu pomiaru temperatury czynnika jest bardzo istotny, szczególnie dla prawidłowej pracy układów regulacji temperatury. Przykładem może być regulator (schładzacz wtryskowy) pary przegrzanej - z uwagi na dużą bezwładność termometru, prawidłowy pomiar nieustalonej temperatury czynnika, a tym samym układu regulacji temperatury pary przegrzanej, jest daleki od doskonałości. W zależności od prędkości i ciśnienia czynnika roboczego, którego temperatura jest mierzona, można zastosować różne metody określania nieustalonej temperatury.

W przypadku, gdy czynnik przepływa z małą prędkością, jego nieustaloną temperaturę wyznacza się na podstawie przebiegu temperatury czujnika oraz wyznaczonej wcześniej zależności stałej czasowej termometru od prędkości omywającego go czynnika. Termometr jest traktowany jak model inercyjny I-go rzędu.

W pracy przedstawiona została metodyka wyznaczania stałych czasowych termometrów płaszczowych w funkcji prędkości przepływającego powietrza, którego temperatura jest mierzona. Na podstawie badań eksperymentalnych wyznaczono zależności na stałe czasowe dla termometrów o różnych średnicach i różnej budowie. Otrzymane funkcje można wykorzystać podczas pomiarów temperatury czynnika w celu określenia temperatury rzeczywistej w trybie on-line. Mogą one znaleźć zastosowanie podczas określania temperatury zarówno powietrza, jak i spalin, ze względu na podobne własności fizyczne obu czynników. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Adrian Balicki,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Sposób wyznaczania charakterystyk ekonomicznych i oceny ryzyka dla bloku typu oxy z wysokotemperaturową membraną „three - end" do produkcji tlenu*

Abstrakt: W artykule analizie poddano układ nadkrytycznej elektrowni z cyrkulacyjnym kotłem fluidalnym pracującej w technologii oksyspalania. Do spalania węgla brunatnego w kotle użyto tlenu wytworzonego w wysokotemperaturowej membranie typu three - end. Model kotła fluidalnego zintegrowany został z instalacją suszenia paliwa, w której jako czynnik suszący wykorzystywany jest strumień rozprężonego azotu skierowanego z instalacji separacji powietrza. Zastosowano również instalację osuszania strumienia spalin oraz ich sprężania w procesie przygotowania do transportu. Modele kotła CFB, instalacji separacji tlenu (ASU) oraz instalacji przygotowania strumienia spalin do transportu (CC) zbudowano w programie GateCycle™. W artykule pokazano metodologię wyznaczania charakterystyk ekonomicznych badanego układu przy założeniu, że wartość zaktualizowana netto inwestycji (NPV) będzie równa zero. W ramach obliczeń ekonomicznych przedstawiono sposób określenia nakładów inwestycyjnych w funkcji zmiany parametru termodynamicznego jakim jest stopień odzysku tlenu w membranie wysokotemperaturowej (R). Pokazano również sposób oceny ryzyka inwestycji, do której określenia wykorzystana została metoda Monte Carlo.

Słowa kluczowe: membranowa separacja powietrza, analiza ryzyka, analiza ekonomiczna. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Łukasz Bartela, mgr inż. Dorota Mikosz, Politechnika Śląska

Analiza termodynamiczna bloku dwupaliwowego zintegrowanego z absorpcyjną instalacją separacji CO_2*

Słowa kluczowe: separacja CO_2, analiza termodynamiczna, układ dwupaliwowy.

W opracowaniu zaprezentowano rezultaty analizy termodynamicznej bloku węglowego na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej brutto 900 MW z kotłem pyłowym na węgiel kamienny. Układ ten zintegrowany jest z absorpcyjną instalacją separacji CO_2. W bloku dla generacji ciepła wymaganego dla realizacji procesu desorpcji wykorzystano układ turbiny gazowej.

Analizy przeprowadzono dla dwóch wariantów tego układu. W pierwszym przypadku w skład układu prócz turbiny gazowej wchodzi parowacz zasilany spalinami opuszczającymi ekspander turbiny gazowej. Drugi, bardziej rozbudowany wariant, zakłada zabudowę układu gazowo-parowego z kotłem odzyskowym jednociśnieniowym oraz turbiną parową przeciwprężną. Przedstawiono sposób wyznaczania sprawności wytwarzania energii elektrycznej oraz zdefiniowanych w pracy podstawowych wskaźników oceny energetycznej badanego bloku. Wielkość układu turbiny gazowej dobrano z uwagi na zapotrzebowanie na ciepło procesu desorpcji, przyjmując wartość jednostkowego zapotrzebowania na poziomie 4 MJ/kg CO_2. Wyniki analiz uzyskane dla dwóch wariantów bloku zintegrowanego z instalacją separacji porównano z rezultatami uzyskanymi w wyniku analizy bloku, gdzie separacja nie jest prowadzona.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

dr inż. Paweł Rączka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs, Politechnika Wrocławska

Wykorzystanie kondensacyjnego wymiennika ciepła odpadowego w bloku energetycznym*

W pracy przedstawiono algorytm obliczeń oraz wyniki badań wymiennika ciepła typu spaliny/woda z kondensacją pary wodnej zawartej w spalinach. Algorytm wykorzystano do obliczeń projektowych wymiennika ciepła w skali pilotażowej o mocy 380 kW. Zaprojektowany i zbudowany wymiennik wykonano jako krzyżowo-przeciwprądowy, z wężownicami wykonanymi z tworzywa PFA. Odzysk ciepła następuje ze spalin wylotowych kotła parowego z paleniskiem pyłowym zasilanego węglem brunatnym, pracującego w bloku energetycznym 360 MWe. Przyjęto podział wymiennika na część bezkondensacyjną (odzysk ciepła jawnego) oraz z kondensacją pary wodnej zawartej w spalinach (odzysk ciepła jawnego oraz utajonego). Miejscem podziału jest temperatura spalin (temperatura wodnego punktu rosy) w pobliżu rury, wyższa niż w rdzeniu strugi, przy której następuje kondensacja pary wodnej na powierzchni wężownicy. Do obliczeń wymiany ciepła w części bezkondensacyjnej zastosowano formuły, jak dla spalinowego podgrzewacza wody w kotle pyłowym. Z kolei do obliczeń wymiany ciepła i masy w części kondensacyjnej, pozwalających obliczyć pole wymiany ciepła, wykorzystano algorytm VDI. Pozwoliło to uzyskać bardziej wiarygodne wyniki niż przy metodzie Colburne'a-Hougen'a. Przedstawiono wyniki obliczeń cieplnych oraz geometrię zbudowanego wymiennika wraz z jego miejscem zabudowy. Następnie poddano weryfikacji uzyskane wyniki obliczeń z wynikami badań przeprowadzonymi na obiekcie. Uzyskano bardzo dobrą zgodność uzyskanych wyników z założeniami i wynikami obliczeń projektowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Piotr Łukowicz, Politechnika Śląska

Analiza wariantów integracji elektrociepłowni na parametry supernadkrytyczne z instalacją wychwytu dwutlenku węgla metodą absorpcji chemicznej*

Zapotrzebowanie na zero-emisyjne technologie energetyczne stawia przed projektantami zero-emisyjnych bloków wyzwanie polegające na zapewnieniu siłowni cieplnej instalacji wychwytu CO_2, którą charakteryzuje wysokie zapotrzebowanie na moc cieplną i elektryczną lub mechaniczną do realizacji procesu wychwytu i sprężania tego gazu. W artykule zdecydowano się na analizę wykorzystania absorpcji chemicznej do oczyszczania spalin z CO_2. Metoda ta charakteryzuje się dużym zapotrzebowaniem na ciepło, które służy do regeneracji sorbentu. W pracy przedstawiono sposób wyboru miejsca poboru pary do regeneracji, który uwzględnia wymaganą temperaturę do jakiej należy podgrzać sorbent. Kolejnym ważnym problemem jest zapewnienie mocy mechanicznej dla sprężarek CO_2. Dlatego praca obejmuje analizę różnych metod napędu sprężarek od silnika elektrycznego po turbiny parowe połączone w różny sposób z obiegiem. Każdy sposób analizowany jest pod kątem jego wpływu na maksymalna moc ciepłowniczą elektrociepłowni oraz na wskaźniki, takie jak PES i EUF. Oprócz samych wariantów integracji analizowany jest również w sposób parametryczny wpływ zapotrzebowania na ciepło do procesu wychwytu na możliwości zaspokojenia potrzeb sieci ciepłowniczej oraz wcześniej wymienione wskaźniki. Wszystkie wyniki porównane są z osiągami układu elektrociepłowni o tej samej strukturze i parametrach, lecz nie współpracującej z instalacją wychwytu. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Sebastian Michalski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Analiza ryzyka ekonomicznego budowy supernadkrytycznego bloku typu oxy*

W pracy analizie poddana została elektrownia składająca się z następujących instalacji (elementów): kotła pyłowego typu oxy zasilanego węglem kamiennym, układu turbiny parowej, instalacji przygotowania do transportu i sprężania dwutlenku węgla oraz tlenowni wyposażonej w wysokotemperaturową membranę separacyjną typu four-end i układ turbiny gazowej. Moc bloku brutto jest równa 600 MW, parametry pary świeżej to 650°C/30 MPa, pary wtórnie przegrzanej to 670°C/6 MPa. Przeprowadzono analizę ekonomiczną takiego układu metodą UNIDO, wykorzystując wyniki analizy termodynamicznej, takie jak zależność sprawności wytwarzania energii elektrycznej bloku netto czy wskaźnika potrzeb własnych od stopnia odzysku tlenu w tlenowni oraz algorytm obliczeniowy wyznaczający nakłady inwestycyjne na budowę bloku oxy. Jako wskaźnik ekonomiczny wykorzystano graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Przedstawiono metodologię oraz wyniki obliczeń takiej analizy. Przedstawiono również analizę ryzyka ekonomicznego, wykorzystując metodę Monte Carlo. W artykule przedstawiono metodologię takiej analizy wraz z wynikami w postaci wykresów prawdopodobieństwa wystąpienia określonego przedziału warności granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Dodatkowo przedstawiono analizę wrażliwości opartą na algorytmie wykorzystanym do analizy ryzyka. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. "Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz, mgr inż. Marcin Stec, dr inż. Andrzej Wilk, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Absorpcja CO_2 w roztworach amin szansą obniżenia emisji krajowych elektrowni węglowych*

Słowa kluczowe: CCS, absorpcja aminowa, instalacja pilotowa, MEA.

Od kilku lat polityka klimatyczna Unii Europejskiej zwraca szczególną uwagę na obniżenie emisji gazów cieplarnianych, w szczególności CO_2 do atmosfery. Co prawda spowolnienie gospodarki UE, ze względu na światowy kryzys ekonomiczny, wyhamowało tempo inwestycji w technologie CCS (Carbon Capture and Sequestration), jednak procesy wychwytu transportu i składowania CO_2 w dalszym ciągu uznawane są przez Komisję Europejską za główne narzędzie w procesie redukcji emisji ditlenku węgla z dużych źródeł energetyki zawodowej.

Analizując dostępne opcje technologiczne i metody usuwania ditlenku węgla ze spalin bloków węglowych, najbardziej zaawansowaną pod względem technologicznym jest metoda polegająca na absorpcji CO_2 w roztworach amin - tzw. "post combustion capture", gdzie instalacja wychwytu CO_2 umiejscowiona jest w ciągu technologicznym po procesie spalania paliwa.

Realizowany przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla program zadania badawczego nr 1, Programu Strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" w obszarze technologii CCS obejmuje kompleksowe badanie sorbentów aminowych oraz proces optymalizacji absorpcji i desorpcji w układzie pracy ciągłej w skali laboratoryjnej i półtechnicznej. Dodatkowo uzyskana wiedza i doświadczenie zespołu we współpracy z Partnerami Przemysłowymi z Grupy TAURON, pozwoliły na zaprojektowanie i wykonanie pierwszej w Polsce Instalacji Pilotowej aminowego usuwania CO_2 ze spalin o wydajności 200 m^3n/h. Instalacja Pilotowa pozwala na prowadzenie badań absorpcji rzeczywistych spalin, pochodzących z klasycznego bloku węglowego, zawierającego ok. 13% obj. CO_2 w strumieniu, dla których uzyskano sprawność usuwania CO_2 powyżej 85%. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

Analiza możliwości pozyskiwania ciepła do instalacji separacji CO_2 z różnych źródeł dla bloku węglowego 900 MW*

W artykule rozpatrzono pracę nadkrytycznego bloku węglowego o mocy 900 MW po jego integracji z instalacją separacji dwutlenku węgla. Analizowaną metodą separacji CO_2 była absorpcja chemiczna o jednostkowej energochłonności procesu wychwytu 3,5 MJ/kg CO_2, gdzie sorbentem jest amina. Wskaźnik energochłonności został wyznaczony na podstawie wewnętrznych analiz. W artykule skupiono się na dwóch źródłach poboru ciepła do instalacji CO_2. Pierwsze źródło ciepła pochodziło z pary pobieranej z wewnątrz obiegu, a dokładnie z przelotni turbiny między częścią SP a NP. Po integracji obiegu cieplnego z układem wychwytu przeanalizowano zmianę warunków pracy bloku węglowego oraz zmianę wskaźników jego pracy. Opisano konieczne zmiany konstrukcyjne w turbinie, jakie muszą zostać dokonane w wyniku poboru pary do instalacji wychwytu. Drugim analizowanym źródłem ciepła doprowadzonym do instalacji wychwytu dwutlenku węgla było zewnętrzne źródło ciepła. W tym przypadku przeanalizowano możliwość dostawienia układu gazowo - parowego z turbiną przeciwprężną do zasilenia układu wychwytu. W analizie uwzględniono dodatkową ilość ciepła, jaką trzeba dostarczyć w celu wychwytu dwutlenku węgla z instalacji turbiny gazowej. Obliczenia zostały przeprowadzone dla bloku opalanego węglem kamiennym oraz brunatnym. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., mgr inż. Marcin Mroncz,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Wpływ modernizacji układu turbiny po zintegrowaniu jej z układem separacji CO_2 na pracę bloku węglowego na parametry nadkrytyczne*

Budowa nowych bloków energetycznych dużych mocy, opalanych węglem kamiennym lub brunatnym, wiąże się z koniecznością zarezerwowania miejsca, na którym powstaną w przyszłości instalacje separacji i transportu CO_2. Istnieje wiele metod redukcji dwutlenku węgla, jednak obecnie największe możliwości do zastosowania w energetyce ma metoda absorpcji chemicznej. Metoda ta, a dokładniej proces regeneracji sorbentu, jest wysoko energochłonna, a wartość tej energochłonności zależy od zastosowanego sorbentu. Oprócz zapotrzebowania na ciepło, drugim bardzo ważnym elementem integracji jest temperatura podgrzania nasyconego CO_2 sorbentu.

W artykule analizowano obieg cieplny na nadkrytyczne parametry pary o mocy elektrycznej brutto 900 MWe, do którego została dołączona instalacja wychwytu CO_2. Do usuwania dwutlenku węgla zastosowano dwa rodzaje sorbentów. Pierwszy to wodny roztwór monoetanoloaminy (MEA), a drugi to wodny roztwór amoniaku. Ciepło potrzebne do desorpcji pierwszego sorbentu zostało przyjęte na poziomie 3,5 MJ/kg CO_2, a dla drugiego - 2,45 MJ/kg CO_2. Określono wskaźniki pracy bloku bez i z separacją dwutlenku węgla, w których ujęto pracę ośmiostopniowej sprężarki przekładniowej służącej do transportu usuniętego CO_2. Zaproponowano niezbędną modernizację układu turbiny i jej wpływ na pracę bloku. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Paweł Niegodajew, dr inż. Dariusz Asendrych, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak,
Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

Modelowanie procesu wychwytu CO_2 w technologii "Post-combustion capture"*

W pracy przedstawiono model numeryczny instalacji wychwytu dwutlenku węgla ze spalin przy użyciu wodnego roztworu monoetanolaminy (MEA). Prace nad modelem prowadzone są w Instytucie Maszyn Cieplnych (IMC) Politechniki Częstochowskiej w ramach Strategicznego Programu Badawczego - *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin*. Efektem prac badawczych są modele cząstkowe kolumn absorbera oraz desorbera, które zostały poddane weryfikacji danymi eksperymentalnymi z obiektu referencyjnego, jakim była instalacja laboratoryjna o przepustowości nominalnej 5m^3 gazów spalinowych, pracująca w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla (IChPW) w Zabrzu. Modele kolumn instalacji wychwytu CO_2 uwzględniają wysoki stopień złożoności procesu, na który składają się hydrodynamika przeciwbieżnego przepływu 2-fazowego w złożu porowatym, egzo- i endotermiczne reakcje pochłaniania i uwalniania CO_2, przemiany fazowe oraz wymiana ciepła. W wyniku przeprowadzonych symulacji uzyskano szereg wyników, które pozwoliły na konstrukcję charakterystyk obydwu kolumn, tj. relacji pomiędzy parametrami procesu (natężeniami przepływu roztworu aminowego oraz gazów spalinowych, stopniami pochłonięcia CO_2, temperaturami wlotowymi mediów, mocą dostarczaną do desorbera), a wskaźnikami jego efektywności, tj. sprawnością wychwytu CO_2 oraz jednostkowym zużyciem ciepła. Uzyskane charakterystyki umożliwiają prowadzenie szczegółowych analiz procesu pod kątem jego optymalizacji.

Wyniki uzyskane przy użyciu opracowanego modelu numerycznego procesu CCS (ang. *carbon capture and storage*) potwierdzają możliwość uzyskania sprawności wychwytu na poziomie 90% przy jednoczesnej wartości ilości ciepła doprowadzonego na poziomie mniejszym niż 4MJ/kg CO_2 przy zastosowaniu monoetanolaminy jako sorbentu. Wyniki obliczeń numerycznych pokazują ponadto, iż optymalne warunki pracy instalacji odpowiadają stosunkowo wysokim wartościom stopnia pochłonięcia CO_2 przez MEA, które w obiegu instalacji wahają się w zakresie α= 0.35÷0.45.

Obecnie trwają prace nad zaimplementowaniem opracowanego modelu numerycznego do 0-wymiarowego modelu obiegu cieplnego bloku węglowego, dzięki czemu będzie możliwa kompleksowa analiza instalacji CCS w realnych warunkach przemysłowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Marcin Job, mgr inż. Mateusz Brzęczek,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Metodologia obliczeń sprawności instalacji turbiny gazowej*

W artykule przedstawiono metodologię obliczeń sprawności izentropowej instalacji turbiny gazowej (zarówno kompresora, jak i ekspandera) na podstawie charakterystyk sprawności politropowej. Model turbiny gazowej został wykonany w programie komercyjnym GateCycle™. Analizie poddano turbinę gazową bez oraz z chłodzeniem międzystopniowym kompresora. Przedstawiono algorytm obliczeniowy sprawności izentropowej sprężarki powietrza na podstawie modelu iteracyjnego oraz algorytm obliczeniowy dla sprawności izentropowej ekspandera turbiny gazowej w oparciu o temperaturę na wlocie do ekspandera (TIT). Wykonano charakterystyki sprawności izentropowej sprężarki powietrza oraz ekspandera za pomocą wyżej wymienionych algorytmów obliczeniowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Sebastian Rulik, dr inż. Andrzej Kochaniewicz,
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, Politechnika Śląska

Analiza możliwości odzysku ciepła z procesu sprężania CO_2*

Sprężanie dwutlenku węgla jest jednym z najbardziej energochłonnych etapów całego cyklu procesu jego wychwytu oraz składowania (CCS - *Carbon Capture and Storage*). Głównymi problemami związanym z procesem sprężania CO_2 są znaczne strumienie objętościowe wychwyconego CO_2, który musi zostać poddany procesowi sprężenia oraz niezbędny wysoki spręż całkowity, który wymagany jest w celu zniwelowania strat przesyłu na znaczne odległości. Czynniki te powodują, że proces sprężania jest wysoce energochłonny. Niezbędna moc sprężarek, przyjmując sprawność wychwytu CO_2 na poziomie 90%, oscyluje w granicach 6-8% całkowitej mocy nominalnej turbozespołu.

Jedną z możliwości ograniczenia energochłonności tego procesu jest odzysk ciepła z procesu sprężania CO_2. W przedstawionej pracy analizowane będą dwie koncepcje odzysku ciepła. Pierwsza z nich dotyczy możliwości wykorzystania ciepła odpadowego z chłodnic międzystopniowych sprężarki CO_2 w układzie regeneracji bloku kondensacyjnego o mocy 900 MW. Druga z koncepcji dotyczy zastosowania dodatkowego modułu ORC, współpracującego ze sprężarką CO_2. Przedstawione warianty zostaną porównane oraz poddane szczegółowej analizie. W ramach przeprowadzonych studiów przyjęto, że do procesu sprężania CO_2 wykorzystana zostanie 8-stopniowa sprężarka przekładniowa lub koncepcyjna sprężarka dwustopniowa wykorzystująca zjawisko fali uderzeniowej. Obliczenia przeprowadzone zostaną w dwóch podstawowych konfiguracjach obejmujących blok opalany węglem kamiennym oraz brunatnym. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Tomasz Spietz,
mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, dr inż. Andrzej Wilk,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Poszukiwanie efektywnych sorbentów aminowych w procesie usuwania CO_2 z mieszanin gazowych*

Słowa kluczowe: CCS, absorpcja aminowa, MEA, AMP

Zgodnie z trendem w badaniach nad ograniczaniem emisji badania prowadzone w tym obszarze skupiają się na poszukiwaniu efektywnych sorbentów do zastosowania przemysłowego. Sorbenty te muszą się charakteryzować jak największą pojemnością absorpcyjną oraz relatywnie niską energią potrzebną do regeneracji. Powinny być także nieagresywne chemicznie, wykazywać się dużą odpornością na degradację. Często stosowanym, tanim i efektywnym sorbentem jest wodny roztwór etanoloaminy. Posiada on jednak wady takie jak: wysoka energia potrzebna do regeneracji, właściwości korozyjne dla stali oraz podatność na degradację zarówno termiczną, jak i oksydacyjną. Dlatego też celowe było by zminimalizowanie stężenia MEA w sorbencie lub zastąpienie jej innymi składnikami.

W pracy przedstawiono wyniki badań procesu usuwania CO_2 za pomocą sorbentów aminowych. Przebadano właściwości sorbentów wieloskładnikowych, zawierających w swoim składzie różne typy amin oraz dodatki cieczy organicznych. Porównano wyniki z roztworem wodnym etanoloaminy. Wykazano właściwości sorpcyjne porównywalne bądź lepsze od roztworu MEA. Wybraną mieszaninę poddano testom na stanowisku laboratoryjnym do badań usuwania dwutlenku węgla z gazów procesowych. Przedstawiono wyniki pokazujące wyższą sprawność i niższe zużycie energii na regenerację dla sorbentu wieloskładnikowego w porównaniu do MEA. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr hab. inż. Grzegorz Nowak, dr inż. Marian Lipka, mgr inż. Adam Zalewski,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Identyfikacja obszarów zagrożonych pękaniem w elementach turbin na parametry nadkrytyczne*

Nadkrytyczne parametry pary stosowane w nowych konstrukcjach maszyn i urządzeń energetycznych powodują generację wysokich naprężeń, wyższych niż w elementach bloków na parametry podkrytyczne. Pomimo stosowania w budowie turbin i kotłów nowych materiałów stopień ich wytężenia jest wysoki. W pracy przedstawiono analizę stanu naprężenia w elementach turbiny w nieustalonych stanach jej eksploatacji.

Zwrócono szczególną uwagę na identyfikację obszarów o najwyższym poziomie naprężeń rozciągających. Są to obszary, które powinny być objęte nadzorem diagnostycznym z uwagi na możliwość pojawienia się i propagacji pęknięć. Rozważania szczegółowe skupiono na wirniku i kadłubie części wysokoprężnej turbiny. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas, dr hab. inż. Sławomir Dykas, dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl.,
mgr inż. Daniel Czaja, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Ocena wpływu integracji bloku węglowego z instalacją wychwytu CO_2 na pracę przy zmiennym obciążeniu*

Rozwój energetyki węglowej skupia się obecnie na poprawie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, co będzie odgrywać znaczącą rolę w redukcji zużycia paliw kopalnych oraz emisji CO_2. Budowa „zero-emisyjnych" bloków węglowych będzie jednakże wymagała wdrożenia technologii wychwytu i geologicznego składowania CO_2. Proces separacji CO_2 ze strumienia spalin metodą absorpcji chemicznej MEA charakteryzują trzy podstawowe wskaźniki: zapotrzebowanie na ciepło do regeneracji sorbentu, zapotrzebowanie na wodę chłodzącą oraz zapotrzebowanie na moc elektryczną do napędu sprężarki CO_2 i urządzeń pomocniczych instalacji. Integracja bloku z instalacją wychwytu wiąże się ze znaczną redukcją mocy bloku oraz spadkiem sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Ze względu na wymagania współczesnych systemów elektroenergetycznych, bardzo istotna jest również zdolność bloku energetycznego do elastycznej pracy przy obciążeniu częściowym z zachowaniem wysokiej sprawności. W artykule przedstawiono ocenę wpływu integracji bloku węglowego na ultra-nadkrytyczne parametry pary z instalacją wychwytu CO_2 metodą mokrej absorpcji chemicznej MEA, na charakterystyki pracy przy zmiennym obciążeniu. Wskaźniki pracy instalacji wychwytu CO_2 zostały oszacowane w oparciu o model mokrej absorpcji chemicznej MEA w programie Aspen Plus. Wskaźnik zapotrzebowania na ciepło do regeneracji sorbentu wyniósł 3,51 MJ/kg CO_2, a zapotrzebowanie na wodę chłodzącą - 99,6 kg/kg CO_2. Wyznaczone wskaźniki zostały wykorzystane w modelu bloku zintegrowanego (Ebsilon Professional). Do regeneracji sorbentu wykorzystano parę z przelotni SP/NP turbiny. Spadek sprawności netto bloku wyniósł 11 pkt.% przy obciążeniu nominalnym. Zauważono, że spadek sprawności bloku jest wyższy przy niższych obciążeniach, co jest związane przede wszystkim ze stratami dławienia pary w celu utrzymania optymalnej temperatury regeneracji MEA. Analizie poddano różne sposoby modyfikacji turbiny parowej oraz regulacji parametrów pary do regeneracji MEA w celu minimalizacji strat sprawności zarówno przy obciążeniu nominalnym, jak i częściowym bloku zintegrowanego. Przeprowadzono również obliczenia dla różnych trybów współpracy bloku z instalacją wychwytu i sprężania CO_2 (rozdzielna praca absorbera i desorbera połączona z magazynowaniem bogatego roztworu MEA, praca z niższym stopniem wychwytu CO_2, praca z wyłączoną instalacją wychwytu CO_2). □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Andrzej Wilk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Wychwyt CO_2 z gazów o zwiększonej zawartości ditlenku węgla*

Artykuł prezentuje postęp prac w badaniach prowadzonych w etapie: Badania laboratoryjne optymalnych warunków pracy instalacji separacji CO_2. W ramach badań zostały wykonane testy nad określeniem parametrów potencjalnych sorbentów aminowych oraz określono wpływ parametrów pracy instalacji wychwytu CO_2 na sprawność i zużycie energii.

Spośród dostępnych technologii ograniczenia emisji CO_2 wyróżniamy m.in. technologię spalania tlenowego, w przypadku której nie ma konieczności stosowania dodatkowego węzła separacji CO_2. Mimo to należy brać pod uwagę również sytuacje, w których będziemy mieli do czynienia ze spalaniem w powietrzu wzbogaconym w tlen w okresie przejściowym przed wdrożeniem technologii oksyspalania. W tym przypadku stężenie ditlenku węgla jest niższe, niż w przypadku spalania tlenowego (~95%), ale wyższe, niż w przypadku klasycznego spalania w powietrzu (~12%), więc istnieje konieczność zastosowania technologii wychwytu CO_2, typowych dla metod post-combustion. Spośród dostępnych metod najłatwiejszymi do zaimpementowania są metody absorpcyjne. Z metod absorpcyjnych najlepiej przebadaną i stosowaną w wielu gałęziach przemysłu do usuwania składników kwaśnych, np. z gazów procesowych lub gazu ziemnego, jest absorpcja w roztworach amin. Poza szeregiem zalet technologia ta posiada istotną wadę - wysoką energochłonność. Można ją jednak ograniczyć albo poprzez optymalizację parametrów pracy instalacji (obniżenie zużycia energii do 10%), albo poprzez zastosowanie odpowiedniego sorbentu (redukcja zużycia energii nawet do 30%).

W ramach prowadzonych badań przetestowano szereg roztworów, począwszy od 30% MEA po układy bazujące na aminach z zawadą steryczną, pod kątem:

- szybkości absorpcji i pojemności absorpcyjnej,
- ciepła absorpcji CO_2,
- efektywności oraz energochłonności sorbentu w rzeczywistym układzie absorber-desorber.

Uzyskane wyniki pokazały, iż jesteśmy w stanie otrzymać roztwory cechujące się niższym ciepłem absorpcji ditlenku węgla oraz wykazującymi wyższe sprawności wychwytu CO_2 przy niższym zużyciu energii na kg wychwyconego CO_2, niż najszerzej stosowany do procesu wychwytu CO_2, roztwór 30% monoetanoloaminy. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. Andrzej Rusin, mgr inż. Michał Bieniek, dr inż. Adam Wojaczek, dr inż. Michał Strozik, dr inż. Mirosław Majkut,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Określenie własności mechanicznych i stanu materiału na podstawie badań mikropróbek metodą spt*

Nowe materiały stosowane w budowie maszyn i urządzeń energetycznych, a także nowe warunki eksploatacji stosowane w nowych blokach energetycznych są przyczyną trudności w szacowaniu ich trwałości eksploatacyjnej. Stąd koniecznością staje się opracowanie nowych metod diagnostyki stanu materiału głównych elementów turbin i kotłów.

W artykule omówiono badania mikropróbek materiału metodą SPT w celu określenia jego własności mechanicznych. Opisano zbudowane w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej stanowisko badawcze oraz podano wybrane wyniki badań własności mechanicznych nowych stali stosowanych w budowie turbin na parametry nadkrytyczne. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Jan Taler, dr inż. Tomasz Sobota, dr inż. Piotr Dzierwa, dr inż. Marcin Trojan, dr hab. inż. Dawid Taler, prof. PK,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

Eksperymentalne wyznaczanie obciążenia cieplnego ściany komory paleniskowej kotła*

Procesy zanieczyszczania żużlem i popiołem silnie zależą od rodzaju węgla. Zwykle są one bardziej intensywne, gdy z węglem współspalana jest biomasa. W przypadku komory paleniskowej często występuje zróżnicowanie procesów szlakowania ścian komory paleniskowej. W zależności od aerodynamiki komory paleniskowej mogą tworzyć się lokalne nawisy żużla w okolicy palników lub innych miejscach na ścianach komory.

Aby eksploatować kocioł z dużą sprawnością, zachodzi konieczność oczyszczania ścian komory paleniskowej za pomocą zdmuchiwaczy wodnych lub parowych, a powierzchni przegrzewaczy za pomocą zdmuchiwaczy parowych. Zdmuchiwanie zanieczyszczeń przyczynia się do wzrostu kosztów eksploatacji kotła, jak również do erozyjnego zużycia rur. Ponadto szokowe zmiany temperatury rur parownika mogą powodować pęknięcia rur ekranowych. Monitorowanie zanieczyszczenia komory paleniskowej i przegrzewaczy umożliwia eksploatację kotła z wysoką sprawnością. Zdmuchiwanie żużla i popiołu może być przeprowadzane natomiast w zależności od stopnia zanieczyszczenia powierzchni ogrzewalnych kotła, a nie ze stałą częstotliwością. Do wyznaczania stopnia zanieczyszczenia ścian komory paleniskowej mogą być stosowane wstawki termometryczne.

W pracy przedstawione zostanie konstrukcja wstawki termometrycznej oraz wyniki eksperymentalnego wyznaczania obciążenia cieplnego ściany komory paleniskowej kotła. Obciążenie cieplne wyznaczane jest na podstawie pomiaru temperatury wstawki w czterech punktach usytuowanych w jej czołowej części. Temperatura mierzona jest za pomocą czterech termoelementów NiCr-NiAl o zewnętrznej średnicy płaszcza równej dz = 1 mm, umieszczonych w otworach równoległych do osi wstawki tak, aby uniknąć błędów spowodowanych przewodzeniem ciepła wzdłuż osi termoelementów. Osiem wstawek termometrycznych rozmieszczono w różnych miejscach na wysokości i szerokości ściany komory. Lokalne obciążenie komory paleniskowej może być określone za pomocą jednej z poniższych metod:

- lokalne obciążenie cieplne jako funkcja liniowa średniej różnicy temperatur mierzonej od strony ogniowej,
- lokalne obciążenie cieplne jako funkcja kwadratowa średniej różnicy temperatur mierzonej od strony ogniowej,
- wyznaczanie obciążenia cieplnego, współczynnika wnikania ciepła na wewnętrznej powierzchni rur oraz temperatury czynnika z rozwiązania zagadnienia optymalizacyjnego z iteracyjnym wywoływaniem programu Ansys,
- wyznaczanie obciążenia cieplnego, współczynnika wnikania ciepła na wewnętrznej powierzchni rur oraz temperatury czynnika przy wykorzystaniu własnej procedury do wyznaczania rozkładu temperatury w przekroju wstawki bez konieczności stosowania programu Ansys.

Pomiar lokalnego obciążenia cieplnego stanowić może podstawę do oceny lokalnego stopnia zażużlowania komory paleniskowej. W przypadku wystąpienia zjawiska żużlowania ścian komory paleniskowej lokalne obciążenia cieplne będą zmieniać się w czasie i dla ścian zanieczyszczonych będą dużo mniejsze. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr inż. Mirosław Majkut, dr inż. Katarzyna Stolecka,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Procesy transportu CO_2 z instalacji wychwytu bloku energetycznego do miejsca składowania*

Omówiono zasady doboru sprężarek do procesu sprężania i transportu rurociągowego dwutlenku węgla z instalacji wychwytu bloku energetycznego do miejsca składowania. Przeprowadzono analizę zmienności parametrów termodynamicznych dwutlenku węgla w trakcie transportu z punktu widzenia efektywności i bezpieczeństwa transportu CO_2. Przeanalizowano wpływ parametrów otoczenia oraz celowość stosowania izolacji w krajowych warunkach klimatycznych. Podano zasady optymalnego doboru rozstawu zaworów bezpieczeństwa na rurociągach z uwzględnieniem kryterium ryzyka. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Michał Gandor, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr Barbara Balt, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

Wpływ aktywacji elektromagnetycznej na proces spalania węgla brunatnego*

W pracy przedstawiono wyniki analizy termograwimetrycznej procesu spalania próbek węgla brunatnego przed i po aktywacji elektromagnetycznej. Jest to innowacyjna metoda służąca do aktywacji i rozdrabniania materiałów z jednoczesnym ich podsuszeniem. W trakcie pracy młyna elektromagnetycznego niewielkie elementy mielące obracając się z bardzo dużymi prędkościami wskutek wirującego pola magnetycznego generowanego przez wzbudnik, uderzają w cząstki paliwa, rozdrabniając je. W wyniku takiego rozdrabniania silnie zmieniona zostaje struktura powierzchniowa węgla. Badaniom poddano próbki węgla brunatnego pochodzącego z Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów przed procesem mielenia i aktywacji oraz po tym procesie. Użyto próbek o masie 20 mg i o dwóch różnych rozmiarach ziaren: 80-100 µm oraz 800-1000 µm. Spalanie prowadzono w termograwimetrze atmosferycznym przy zastosowaniu syntetycznego powietrza (21% O_2, 79% N_2) w warunkach quasi-izotermicznych oraz dynamicznych. Wyznaczone zostały charakterystyczne temperatury procesu (obszar temperatur suszenia, odgazowania oraz spalania), szybkości ubytku masy oraz ubytek całkowity masy próbki w wyniku jej utlenienia, a także przeanalizowano wpływ aktywacji elektromagnetycznej na zmianę wartości tych parametrów. Obliczono parametry kinetyczne procesu: energię aktywacji, współczynnik przedekspotencjalny oraz rząd reakcji spalania aktywowanego węgla oraz porównano je z wartościami uzyskanymi dla węgla przed procesem aktywacji. Otrzymane wyniki mają na celu skierowanie uwagi na znaczną poprawę efektywności energetycznej oraz korzyści płynące z inwestycji w innowacyjne technologie, dzięki którym możliwe jest ograniczenie degradacji środowiska naturalnego. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr Barbara Balt, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr inż. Michał Gandor, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

Wpływ młyna elektromagnetycznego na jednoczesny proces suszenia i mielenia węgla brunatnego*

W pracy przedstawiono wyniki badań dotyczące procesu jednoczesnego suszenia i mielenia węgla brunatnego w młynie elektromagnetycznym. Węgiel brunatny jest klasyfikowany jako węgiel niskiej jakości, co wynika z jego niskiej kaloryczności oraz wysokiej zawartości wilgoci około 40-50% [1]. Szacuje się, że wszystkie węgle niskiej jakości stanowią około 50% światowych zasobów energii [2]. Duża część polskiej energetyki oparta jest na spalaniu węgla brunatnego. Elektrownie spalające to paliwo produkują 9433 MW, natomiast jego zużycie w przemyśle energetycznym odpowiada około 34% zużycia wszystkich paliw w tej gałęzi przemysłu (II kw. 2013) [3]. Duże zawilgocenie węgla brunatnego spowodowało, iż na całym świecie podejmuje się próby jego waloryzacji poprzez suszenie, proponując różnorodne rozwiązania zarówno procesowe, jak i konstrukcyjne.

Autorzy niniejszej pracy proponują koncepcję waloryzacji węgla brunatnego poprzez proces rozdrabniania i suszenia w instalacji opartej na technologii młyna elektromagnetycznego. W artykule przedstawiono cykl badań pozwalających określić optymalne parametry mielenia oraz suszenia w młynie elektromagnetycznym. Celem badań było uzyskanie dwóch produktów o pożądanym rozkładzie wielkości ziaren (pierwszy - 0-6,3 mm do stosowania w kotłach ze złożem fluidalnym i drugi - 100-300 µm do palników pyłowych) i obniżonej wilgotności. Przedstawiono ponadto teoretyczne rozważania dotyczące zjawisk fizycznych i mechanizmów występujących przy jednoczesnym suszeniu i rozdrobnieniu cząstek stałych. □

Literatura:

[1] Aziz M., Kansha Y., Kishimoto A., Kotani Y., Liu Y., Tsutsumi A., Advanced energy saving in low rank coal dryling based on self-heat recuperation technology, Fuel Processing Technology 104 (2012) 16-22, Elsevier 2012 r.

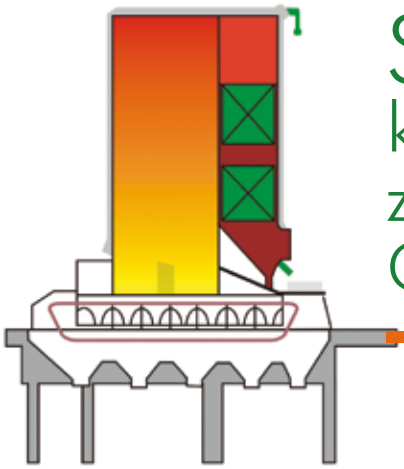
[2] Osman H., Jangam S.V., Lease J.D., Mujumdar A.S., Drying of low-rank coal (LRC) - A review of recent patents and innowations, Drying Technology: An International Journal Volume 29, Issue 15, 2011 r.

[3] Pietraszewski A., Polskie górnictwo węgla brunatnego w pierwszym półroczu 2013 roku. Węgiel Brunatny, 3/84, 2013, PPWB 2013.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

Zadanie badawcze nr 2 pt.: „Opracowanie technologii spalaniatlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO2" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Kierownik zadania badawczego nr 2,
dr inż. Tomasz Czakiert, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska



Spalanie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2-Projekt Strategiczny NCBR

W2007 r. z inicjatywy Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego powołano Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) z siedzibą w Warszawie. Zadaniem NCBR jest wspieranie wspólnych inicjatyw integrujących ze sobą świat nauki i biznesu. Takie działanie ułatwić ma szybki transfer wyników badań prowadzonych przez ośrodki akademickie do gospodarki. Tym samym z jednej strony stawia się na innowacyjność wspieranych rozwiązań, z drugiej zaś na możliwość ich szybkiej komercjalizacji.

Nie powinno zatem stanowić większego zaskoczenia, że w 2010 r. to właśnie NCBR stało się podmiotem zarządzającym Strategicznym Programem Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pt. Zaawansowane technologie pozyskiwania energii [1]. Program ten obejmuje cztery Zadania Badawcze, których wspólnym celem jest przedstawienie gotowych rozwiązań technologicznych umożliwiających radykalne ograniczenie negatywnego wpływu sektora energetycznego na środowisko naturalne:

- Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin - Zadanie Badawcze nr 1,
- Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2 - Zadanie Badawcze nr 2,
- Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej - Zadanie Badawcze nr 3,
- Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczychi innych - Zadanie Badawcze nr 4.

Wszystkie rozwijane w Programie technologie bazują na podstawowym polskim surowcu paliwowym, jakim jest węgiel, a także na innych dostępnych w kraju źródłach energii pierwotnej. Zadbano jednak o to, by ewentualne wdrożenia wybranych rozwiązań nie oddalały Polski od osiągnięcia celów stawianych w tym zakresie przez Unię Europejską [2]. Tym samym promuje się rozwiązania technologiczne dla których rozwój gospodarczy naszego kraju i dotrzymanie międzynarodowych zobowiązań nie wykluczają się wzajemnie.

Zadanie Badawcze nr 2 [3] realizują wspólnie: Politechnika Częstochowska, Politechnika Śląska, Politechnika Wrocławska, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Instytut Energetyki, TAURON Wytwarzanie SA Elektrownia Łagisza, PGE GiEK SA Elektrownia Turów, Foster Wheeler Energia Polska oraz Eurol Innovative Technology Solutions. Prace rozpoczęto w maju 2010 i planowo mają być prowadzone do kwietnia 2015. Koordynacji projektu podjął się prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak z Politechniki Częstochowskiej.

Wyzwaniem postawionym przed zawiązanym na potrzeby realizacji projektu Konsorcjum jest osiągnięcie technicznej gotowości do demonstracji w skali przemysłowej bloku energetycznego ze spalaniem tlenowym *(ang. oxy-fuel combustion)* zintegrowanego z układem sekwestracji CO_2 *(ang. carbon capture and storage)*. Wstępne studium wykonalności zakłada również wytypowanie potencjalnych miejsc w Polsce dla realizacji takiego przedsięwzięcia. Zakrojone na szeroką skalę badania umożliwić mają przede wszystkim:

- zarekomendowanie jednej z trzech technologii spalania węgla, tj. spalania w kotle pyłowym (PC), spalania w kotle atmosferycznym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CFB) i spalania w reaktorze ciśnieniowym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (PCFB), do skojarzenia z technologią tlenową,
- ocenę możliwości modernizacji obecnego systemu energetycznego poprzez adaptację eksploatowanych lub wyeksploatowanych jednostek do spalania tlenowego,
- wskazanie kierunków rozwoju czystych technologii węglowych w naszym kraju.

Organizacja spalania tlenowego w ramach pełnoskalowego bloku energetycznego (rys. 1) przewiduje z natury rzeczy trzy główne moduły, mianowicie:

- kocioł realizujący spalanie tlenowe i towarzyszącą mu instalację recyrkulacji spalin *(FGR - ang. Flue Gas Recirculation),*
- stację separacji powietrza *(ASU - ang. Air Separation Unit),*
- układ doczyszczania CO_2 *(CPU - ang. CO_2 Processing Unit).*

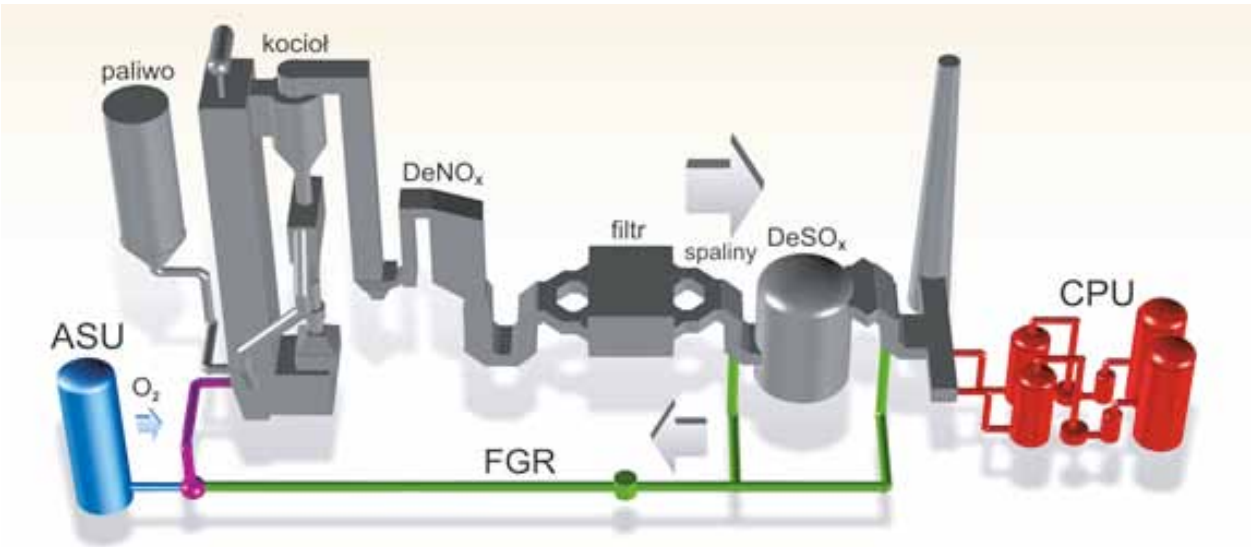
Taka konfiguracja procesu narzuciła w pewnym sensie konstrukcję szkieletu merytorycznego realizowanego projektu, który podzielony został na siedem grup tematycznych, koncentrujących się w następujących obszarach badawczych:

- procesy zachodzące w kotle i ciągu spalinowym, które analizowane są szczegółowo w małej skali laboratoryjnej - Grupa Tematyczna nr 1, w pełnej skali laboratoryjnej - Grupa Tematyczna nr 2 oraz w skali małej-pilotowej - Grupa Tematyczna nr 3,
- procesy związane z produkcją tlenu - Grupa Tematyczna nr 4,
- procesy z zakresu doczyszczania CO_2 - Grupa Tematyczna nr 5,
- modelowanie matematyczne i symulacje numeryczne procesów analizowanych eksperymentalnie w Grupach Tematycznych 1-5 - Grupa Tematyczna nr 6,
- opracowanie studium wykonalności obiektu demonstracyjnego z blokiem energetycznym realizującym spalanie tlenowe zintegrowanym z układem sekwestracji CO_2 - Grupa Tematyczna nr 7.

Szczegółowe wyniki prowadzonych badań publikowane są sukcesywnie w czasopismach branżowych [3] oraz w formie wydawnictw monograficznych [4, 5, 6].

Niewątpliwym sukcesem Konsorcjum jest uruchomienie trzech instalacji w skali małej-pilotowej do badań procesu spalania tlenowego, tj.:

- instalacja z paleniskiem atmosferycznym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CFB) o mocy 0,1 MW, zlokalizowana w Politechnice Częstochowskiej w Instytucie Zaawansowanych Technologii Energetycznych,
- instalacja z reaktorem ciśnieniowym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (PCFB) o mocy 0,2 MW, zlokalizowana w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu,



Rys. 1. Układ kotłowy realizujący spalanie tlenowe

- instalacja z palnikiem pyłowym (PC) o mocy 0,5 MW, zlokalizowana w Instytucie Energetyki w Warszawie

oraz dwóch kontenerowych instalacji pilotowych do badań procesów separacji tlenu z powietrza i dwutlenku węgla ze spalin, mianowicie:

- instalacja zmiennociśnieniowej adsorpcji tlenu na stałych sorbentach (VPSA-O_2),
- instalacja zmiennociśnieniowej adsorpcji dwutlenku węgla na stałych sorbentach (VPSA-CO_2).

Obie instalacje mają charakter mobilny. Konstrukcja układu VPSA-O_2 przewiduje możliwość integracji z dowolną instalacją spalania tlenowego, o których mowa powyżej. Z kolei układ VPSA-CO_2 podłączony został do kanału spalin z kotła CFB 460 MWe w Elektrowni Łagisza, gdzie przechodzi testy przemysłowe na rzeczywistych spalinach.

Aktualnie uwaga Konsorcjum koncentruje się na ocenie możliwości adaptacyjnych starszych jednostek wytwórczych do realizacji spalania tlenowego, celem odbudowy mocy w krajowym systemie energetycznym. Rozpoznaniu podlegają również tematy dotyczące podziemnego składowania CO_2 oraz gospodarczego wykorzystania tego gazu. Te dwa aspekty przesądzić mogą bowiem w przyszłości o ewentualnej komercjalizacji technologii spalania tlenowego, promowanej w Zadaniu Badawczym nr 2 Programu Strategicznego NCBR. □

Literatura

[1] http://www.ncbir.pl/programy-strategiczne/zaawansowane-technologie-pozyskiwania-energii

[2] Ruszel M., Polska perspektywa pakietu energetyczno-klimatycznego, Nowa Energia, Nr 4, 2009, s. 5-8.

[3] http://www.is.pcz.czest.pl/strategiczny

[4] Nowak W., Czakiert T. (red.), Spalenie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2012.

[5] Nowak W., Rybak W., Czakiert T. (red.), Spalenie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2. Kinetyka i mechanizm spalania tlenowego oraz wychwytu CO_2, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2013.

[6] Nowak W., Chorowski M., Czakiert T. (red.), Spalenie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2. Produkcja tlenu na potrzeby spalania tlenowego, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, w druku.

Praca naukowa dofinansowana przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pt. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" Zadanie Badawcze nr 2 „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2", umowa nr SP/E/2/66420/10.

PENTAIR

ZIMA CIĘ ZASKOCZYŁA?

Jeszcze możesz zrobić przegląd instalacji grzewczej!

Raychem Pyrotenax TRACER DigiTrace

Zimą rurociągi i aparaty technologiczne będą narażone na niekorzystne, długotrwałe działanie ujemnych temperatur. Jako wiodący dostawca elektrycznych systemów grzewczych firma **Pentair Thermal Management** przygotowała wykaz zimowych czynności kontrolnych, które pomogą przy zabezpieczeniu wszystkich istotnych procesów technologicznych na terenie zakładu przed niepożądanym wpływem śniegu i mrozu.

Pełen przegląd instalacji grzewczej możesz również zlecić firmie Pentair Thermal Management.

PENTAIRTHERMAL.PL

dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

Model własności radiacyjnych mieszaniny CO_2/H_2O dla warunków spalania OXY pyłu węglowego*

Zasadnicza zmiana udziałów CO_2 i H_2O podczas spalania w atmosferze wzbogaconej w tlen prowadzi do znacznych zmian własności radiacyjnych spalin i intensywności wymiany ciepła przez promieniowanie. W pracy przedstawiono model własności radiacyjnych mieszaniny spalin (CO_2/H_2O) powstających ze spalania węgla w atmosferze wzbogaconej w tlen oparty na matematycznej formule WSGG - tzw. ważonej sumie gazów szarych. Modele oparte na tej formule należą do najprostszych i stąd są chętnie stosowane w niezwykle wyczerpujących symulacjach 3-D przepływów ze spalaniem w kotłach energetycznych. Zaproponowano model złożony z pięciu gazów szarych. Współczynniki modelu wyznaczono stosując odpowiednie techniki regresji wykorzystując referencyjne emisyjności spalin dla temperatur od 400 do 2500 K i grubości warstwy spalin od 0.1 cm do 50 m. Współczynniki wyznaczono oddzielnie dla kilku stosunków udziałów molowych XH_2O/XCO_2, spotykanych w instalacjach oxy spalania (od 0.125 do 4.0). Referencyjne emisyjności spalin uzyskano przy pomocy aktualnej bazy danych HITRAN (HITEMP), stosując metodę LBL lub model spektralny SNB oparty na bazie danych ośrodka EM2C. Model wykazuje zgodność z wartościami referencyjnymi i modelem literaturowym Johanssona. Pokazano nieadekwatność popularnego modelu własności radiacyjnych Smith'a dla spalin, w których stosunek udziałów molowych XH_2O/XCO_2 odbiega od jedności. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

Modelowanie spalania OXY pyłu węglowego w kotle energetycznym*

Modelowano spalanie oxy pyłu węglowego w referencyjnym kotle energetycznym o wydajności 650 t/h. Kocioł zasilany jest palnikami wirowymi umieszczonymi w narożnikach. Celem modelowania było dostarczanie informacji o zakresie niezbędnych prac modernizacyjnych istniejącego kotła przy przejściu ze spalania powietrznego na tlenowe. W oddzielnych testach symulowano pracę pojedynczego palnika wirowego. Oprogramowanie CFD zawierało: rozszerzony mechanizm reagowania CO, model powstawania osadów, model własności radiacyjnych mieszaniny CO_2/H_2O, charakterystycznej dla spalania tlenowego. Skład części lotnych i szybkości spalania węgla w warunkach oxy wzięto z własnych badań laboratoryjnych. Zastosowana siatka zawierała około 1200 tys. objętości kontrolnych. Analizowano ponad 120 tys. trajektorii cząstek pyłu. Testy pokazały, że przy recyrkulacji spalin (mokrych) zapewniającej udział 28% O_2 w strumieniu wlotowym kocioł uzyska moc znamionową - parownik osiągnie moc podobną jak przy spalaniu w powietrzu. W tych warunkach obserwuje się powiększony strumień promieniowania do powierzchni grodziowych.

Należy unikać pracy palników bez zawirowania - praktyki stosowanej czasami przy spalaniu tradycyjnym. Test pokazał, że może wtedy dojść do zerwania płomienia. Zmniejszony w stosunku do spalania powietrznego strumień gazów do palników wprowadza nowe warunki ich pracy. Należy rozważyć zmianę w rozdziale i zawirowaniu strumieni II i III. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Sylwia Jankowska, dr inż. Tomasz Czakiert, mgr inż. Grzegorz Krawczyk, mgr inż. Paweł Borecki, mgr inż. Łukasz Jesionowski, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, IZTE, Politechnika Częstochowska

Wpływ stopniowania tlenu na konwersję azotu paliwowego w procesie spalania tlenowego w CWF*

W artykule przedstawione zostały wyniki badań konwersji azotu paliwowego w procesie tlenowego spalania węgla kamiennego przeprowadzone na instalacji pilotażowej paleniska z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CWF) o mocy 0,1 MWt. Omawiane badania prowadzone były przy ustalonych warunkach procesowych: 21% - obj. udziale tlenu w gazie pierwotnym na bazie O_2/CO_2, nadmiarze tlenu λ =1,15, rozdziale utleniacza w stosunku PG/SG=70/30 oraz temperaturze w komorze paleniskowej na poziomie 850°C. W celu określenia wpływu stopniowania tlenu na proces konwersji N-paliwowego, testy przeprowadzono przy różnych udziałach tlenu: 21, 25, 30 i 35% w gazie wtórnym. Rezultaty badań pozwoliły przeanalizować mechanizmy tworzenia i destrukcji związków azotu w atmosferze symulującej recyrkulację spalin (mieszanka O_2/CO_2), od N-paliwowego do NO, NO_2, N_2O, NH_3 oraz HCN. Pomiar składu gazów spalinowych dokonany wzdłuż wysokości komory paleniskowej pozwolił prześledzić przebieg konwersji danego składnika, od momentu odgazowania paliwa do chwili, w której odprowadzany jest on do atmosfery. Na podstawie zaprezentowanych w artykule wyników wnioskować należy, że wzbogacenie tlenem atmosfery gazowej panującej w górnej części komory paleniskowej ma silny wpływ na zachowanie się związków azotu pochodzenia paliwowego. Podnoszenie stężenia O_2 w gazie wtórnym znacząco wpłynęło na udziały N_2O i NO w spalinach. Wyniki prezentowane w artykule są kontynuacją badań zrealizowanych w ramach Strategicznego Programu „Zaawansowane Ttechnologie Pozyskiwania Energii", zadanie nr 2 - *„Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2"*. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Marcin Kopczyński, dr inż. Janusz Lasek, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Spalanie pyłu węgla kamiennego w komorze z wewnętrzną cyrkulacją spalin*

W wielkolaboratoryjnej instalacji do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad spalaniem objętościowym paliw stałych, ciekłych i gazowych w komorze o wzburzonej turbulencji o mocy nominalnej 150 kW, przeprowadzono badania spalania węgla kamiennego KWK Makoszowy. Proces spalania węgla w postaci pyłu o uziarnieniu 99%>0,1 mm prowadzono w warunkach spalania ze stopniowaniem powietrza i wewnętrzną cyrkulacją spalin, uzyskując moc ok. 145 kW. Zawirowanie substratów i produktów spalania uzyskano poprzez doprowadzenie do komory spalania, na różnych poziomach paleniska, trzech strumieni powietrza wtórnego skierowanych stycznie względem średnicy wewnętrznej komory. Powietrze pierwotne doprowadzono do komory wraz z paliwem poprzez palnik pyłowy. Stosunek strumienia powietrza pierwotnego do strumieni powietrza wtórnego wynosił 29%. Po osiągnięciu stabilnych warunków spalania średnia temperatura w środkowej części komory utrzymywała się na poziomie ok. 980°C. Emisja NO i SO_2 (w odniesieniu do 6% O_2) wynosiła odpowiednio: 282 ppm i 327 ppm. Części palne w popiele lotnym oznaczone w temp. 900°C wynosiły 3,02%. Przeprowadzony test zgodności (wymywania) dla metali ciężkich, chlorków, fluorków, siarczanów oraz rozpuszczalnego węgla organicznego wykazał, że ich wymywalność nie przekracza dopuszczalnych wartości. Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w trakcie realizacji badań współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 - Strategiczny Program Badawczy - *„Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin"*. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Paweł Kuczyński, Institute of Power Engineering, Warsaw,
prof. dr hab. inż. Ryszard Białecki, Institute of Thermal Technology, Silesian University of Technology

Monte Carlo Ray Tracing method on ortho-Cartesian meshes in radiation heat transfer modeling*

The solution of radiation heat transfer problems using ray tracing on hierarchical ortho-Cartesian meshes is presented in the paper. The radiative heat transfer problems can be solved on much coarser grids than their CFD counterparts due to the nature of radiation. The resulting code is an add-on to an open-source CFD program - OpenFOAM. Ortho-Cartesian mesh involving boundary elements is created based upon CFD mesh. In order to deal with enclosures of complex shapes, boundaries are defined as parametric NURBS surfaces. Several algorithms are discussed in detail, including determination of random, uniformly distributed locations of rays leaving NURBS surfaces.

The developed model is tested on examples of view factor and pit furnace with an assumption of gray diffuse walls. The results show how the number of rays traced from boundary element and the ortho-Cartesian mesh resolution influence the solution. Moreover, model ability to deal with geometries of complex shapes is proved. Wall heat fluxes and temperature predictions obtained by MCRT model are in good agreement with S2S Fluent model. In the current version of the model the radiation is not absorbed within gases. However, the ultimate aim of the work is to upgrade the functionality of the model, to problems in absorbing, emitting and scattering medium projecting iteratively the results of radiative analysis on CFD mesh and CFD solution on radiative mesh. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Robert Zarzycki, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

Analiza numeryczna spalana pyłu węglowego w przedpalenisku cyklonowym w atmosferze O_2/N_2*

W pracy przedstawiono wyniki obliczeń numerycznych procesu spalania pyłu węglowego w powietrzu oraz w atmosferach wzbogaconego powietrza w tlen do 30, 40 oraz 50%. Obliczenia przeprowadzone zostały przy założeniu stałego strumienia podawanego paliwa i tlenu do przedpaleniska cyklonowego. Zastosowanie powietrza wzbogaconego w tlen wpływa znacząco na zmianę aerodynamiki przepływu pyłu węglowego we wnętrzu przedpaleniska cyklonowego ze względu na zmienny strumień podawanego azotu, a także na przebieg procesu spalania.

Przedstawione w pracy wyniki obliczeń numerycznych pozwalają stwierdzić, że dla opracowanej w ramach Programu Strategicznego koncepcji paleniska cyklonowego możliwe jest sterowanie przebiegiem procesu spalania poprzez wzrost strumienia podawanego paliwa i strumienia podawanego gazu lub też poprzez wzrost strumienia podawanego paliwa i wzrost stężenia tlenu w gazie zasilającym palenisko. Pierwszy wariant sterowania powodować będzie istotny wzrost erozji wymurówki, co jest zjawiskiem wysoce negatywnym. Zastosowanie natomiast odpowiedniego wzrostu stężenia tlenu w gazie napędowym nie przełoży się na wzrost prędkości, co mogło by istotnie przyczynić się do erozji wymurówki.

W pracy ustalono graniczne wartości strumienia masy paliwa oraz strumienia masy gazu napędowego i stężenia O_2 w tym gazie, przy założeniu realizacji stabilnego procesu spalania, minimalizacji straty niecałkowitego spalania i nieprzekraczania dopuszczalnych temperatur, wynikających z wytrzymałości termicznej zastosowanego materiału ogniotrwałego przy uwzględnieniu strat ciepła z komory paleniska cyklonowego do otoczenia.

Zastosowanie w procesie spalania pyłu węglowego w przedpalenisku cyklonowym powietrza wzbogaconego w tlen o różnych stężeniach pozwala na ograniczenie erozji wnętrza paleniska cyklonowego i jest jednym ze sposobów kontroli procesu spalania. Spaliny powstające w wyniku takiego spalania zawierają do 50% CO_2, co w znaczący sposób ułatwi proces separacji tego gazu ze spalin. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Wojciech P. Adamczyk[2], mgr inż. Paweł Kozołub[2], dr inż. Gabriel Węcel[2], dr inż. Adam Klimanek[2], prof. dr hab. inż. Ryszard A. Białecki[2], Marcin Klajny[2,1]
1) Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o., 2) Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Śląska

Modelowanie procesu fluidyzacji w przemysłowym kotle fluidalnym*

Głównym celem pracy było zbudowanie modelu numerycznego, pozwalającego na modelowanie skomplikowanego i złożonego procesu fluidyzacji w gęstej cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej przemysłowego kotła fluidalnego. Jako bazowy program do obliczeń numerycznych wykorzystano komercyjne oprogramowanie Ansys FLUENT, które zostało rozszerzone o dodatkowe funkcje użytkownika (ang. *User Defined Functions* - UDF) zaimplementowane do procedury obliczeniowej. Ze względu na skomplikowany charakter przepływu wielofazowego w złożu fluidalnym, budowa modelu została podzielna na szereg etapów. W pierwszym etapie prac wykorzystano uproszczony model kotła z cyrkulacyjną warstwą fluidalną elektrowni Łagisza. Na tym etapie budowy modelu pominięto wpływ skomplikowanego modelu spalania na hydrodynamikę warstwy fluidalnej. Wyniki symulacji numerycznych zostały porównane z danymi pomiarowymi. Uzyskane wyniki symulacji numerycznych pokazały zadowalającą zgodność z danymi pomiarowymi. W kolejnej fazie prac uwzględniono procesy wymiany ciepła, masy oraz pędu przy spalaniu konwencjonalnym oraz tlenowym. Podobnie jak w pierwszym etapie prac, wyniki symulacji numerycznych zostały zestawione z danymi pomiarowymi. Profile temperatur w komorze kotła fluidalnego otrzymane z wykorzystaniem opracowanego modelu numerycznego pokazują porównywalne trendy z wynikami pomiarów. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Krzysztof Głód, dr inż. Janusz Lasek, dr hab. inż. Jarosław Zuwała, dr hab. inż. Marek Ściążko,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Aspekty energetyczne i środowiskowe ciśnieniowego spalania tlenowego paliw stałych

Ciśnieniowe spalanie postrzegane jest jako atrakcyjny pod względem środowiskowym i technologicznym proces konwersji energii chemicznej paliw stałych. Dodatkowe zastosowanie technologii spalania w tlenie, określanej w literaturze jako tzw. *oxy-fuel*, bądź *oxy combustion*, jest godnym uwagi rozwiązaniem ze względu na ograniczenia emisji NO_x oraz łatwiejsze wychwytywanie CO_2 ,ze względu na jego wysoką koncentracje w spalinach.

W referacie zaprezentowane zostaną wyniki prac zrealizowanych z wykorzystaniem prototypowych instalacji badawczych, służących do badań procesów ciśnieniowego oxy-spalania w technologii fluidalnego złoża typu pęcherzykowego (BFB) oraz cyrkulującego (CFB). Potwierdzono oczekiwany, korzystny wpływ ciśnienia na gęstość mocy uzyskiwanej z jednostki objętości komory spalania. Omówiono wpływ ciśnienia, a także składu utleniacza na poziom emisji NO_x i SO_2, wykorzystując jako paliwa do badań węgiel kamienny, brunatny oraz biomasę.

Analizę i ocenę procesu oxyspalania, a w szczególności konwersję głównych zanieczyszczeń gazowych przeprowadzono z wykorzystaniem tzw. metody „elastycznego" przejścia ze spalania w atmosferze powietrznej do spalania w atmosferze O_2/CO_2.

W odniesieniu do spalania w powietrzu przy ciśnieniu 2,4 bar uzyskano zmniejszenie emisji NO o 70%, podczas przejścia do reżimu spalania tlenowego (*oxy-fuel*).

Prace badawcze realizowano w ramach Strategicznego Programu badań naukowych i prac rozwojowych „*Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*" zadnie badawcze nr 2 „*Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2*", dofinansowane przez NCBR, umowa nr SP/E/2/66420/10. □

dr inż. Robert Zarzycki, mgr inż. Marcin Kratofil, mgr inż. Damian Pawłowski, mgr inż. Mariola Ścisłowska,
dr inż. Rafał Kobyłecki, prof. dr hab. inż. Zbigniew Bis, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

Badania kinetyki odsiarczania spalin powstałych w procesie oxy-spalania w przedpalenisku cyklonowym w warunkach podwyższonego stężenia SO_2*

Nieodłącznym elementem procesów oxy-spalania jest recyrkulacja spalin, która pozwala w dużej mierze na kontrolę temperatury procesu. Strumień recyrkulowanych spalin zależy od przyjętej technologii realizowanego procesu oxy-spalania, recyrkulacja spalin wpływa na podwyższenie stężenia SO_2 w porównaniu do spalania powietrznego. Wzrost stężenia SO_2 może istotnie zmienić proces odsiarczania spalin z wykorzystaniem sorbentów wapniowych.

W pracy przedstawiono wyniki procesu jednoczesnej kalcynacji oraz siarczanowania sorbentów wapniowych w atmosferze spalin powstałych w procesie oxy-spalania węgla w przedpalenisku cyklonowym opracowanym w ramach Programu Strategicznego. Badania te przeprowadzono w warunkach laboratoryjnych dla spalin syntetycznych o podwyższonym stężeniu SO_2 (2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm), przy założeniu zawartości O_2 w spalinach - 5% oraz zawartości CO_2 - 30 i 50%. W celu dokładniejszego odwzorowania spalin z procesu oxy-spalania uzupełniono je o zawartość pary wodnej w ilości do 30%. Badania te przeprowadzono w temperaturze 850°C, dla sorbentu o granulacji <50 μm.

Wykorzystując model matematyczny procesu jednoczesnej kalcynacji i siarczanowania, dokonano analizy przebiegów czasowych zmian masy próbek kamienia wapiennego spowodowanych procesami równoczesnej kalcynacji i siarczanowania.

Obliczono stopnie siarczanowania dla procesów, w których próbka sorbentu poddawana była oddziaływaniu spalin syntetycznych suchych oraz zawierających parę wodną. Ustalono, że obecność pary wodnej w spalinach korzystnie zmienia warunki prowadzenia procesu, wpływając pozytywnie na ilość dwutlenku siarki zaabsorbowanego przez badane próbki sorbentu.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Henryk Radomiak, dr inż. Monika Zajemska, Katedra Pieców Przemysłowych i Ochrony Środowiska,
Wydział Inżynierii Produkcji i Technologii Materiałów, Politechnika Częstochowska

Wpływ wybranych parametrów procesu spalania węgla na formowanie zanieczyszczeń*

W artykule przeanalizowano z użyciem metod numerycznych wpływ wybranych parametrów procesu spalania, takich jak: temperatura, stosunek nadmiaru powietrza i czas przebywania na skład chemiczny produktów spalania węgla kamiennego. Obliczenia numeryczne wykonano za pomocą licencjonowanego oprogramowania CHEMKIN-PRO. Użyty do obliczeń mechanizm chemiczny obejmował 72 związki i pierwiastki chemiczne oraz 384 reakcje chemiczne, w tym reakcje heterogeniczne.

Przedmiotem rozważań był proces spalania węgla przebiegający w kotle eksperymentalnym CFD o mocy 0,1 MW. Obliczenia przeprowadzono dla atmosfery gazowej o składzie: 35% O_2 i 65% CO_2.

W ramach obliczeń wyznaczono 72 produkty spalania. Przeprowadzone symulacje komputerowe dowiodły, że wykorzystanie metod numerycznych do przewidywania produktów spalania stanowi nieodłączny i niezastąpiony element badań. Ze względu na ograniczenia techniczne i pomiarowe nie jest bowiem możliwa szczegółowa analiza złożonych zagadnień związanych z procesami spalania. Uzyskane wyniki obliczeń wskazują, że skład chemiczny spalin ściśle zależy od warunków przepływowych oraz termodynamicznych panujących w komorze spalania, jak również od czasu przebywania. Wraz z obniżaniem stosunku nadmiaru powietrza udział molowy CO, SO_2 oraz niedopalonych węglowodorów i części lotnych wzrasta,

natomiast obniżeniu ulega udział molowy NO, NO_2 i N_2O. Im wyższa wartość stosunku nadmiaru powietrza, tym niższe stężenie CO i wyższe tlenków azotu. Przeprowadzone obliczenia pokazały, że dla jednych związków dłuższy czas przebywania jest zjawiskiem korzystnym, gdyż wpływa na ich mniejszą koncentrację w spalinach np. CO, NO_2 czy SO_2, natomiast niekorzystny dla drugich, powodując wzrost ich udziałów molowych w spalinach np. NO, N_2O i SO_3. Im dłuższy czas przebywania, tym mniejsza koncentracja CO, NO, NO_2, N_2O i niedopalonych węglowodorów, natomiast wyższa SO_2 i części lotnych dla czasów przebywania 0,001 s i 0,01 s. Ponadto obliczenia dowiodły, że wyższe temperatury sprzyjają wyższej koncentracji molowej takich związków jak CO, NO_2, SO_2 oraz niedopalonych węglowodorów i części lotnych oraz niższej koncentracji NO, N_2O i SO_3.

Analiza porównawcza otrzymanych wyników obliczeń i pomiarów wykazała dużą zgodność, co świadczy o poprawności sformułowanych warunków początkowych i przeprowadzonych obliczeniach.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

dr inż. Robert Zarzycki, dr inż. Marcin Panowski,
Katedra Inżynierii Energii, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

Analiza energochłonności procesu separacji CO_2 metodą VPSA*

W ostatnich kilkunastu latach prowadzone są intensywne prace dotyczące ograniczania emisji CO_2 do atmosfery z procesów spalania paliw węglowych w energetyce. Jedną z dróg mogą być rozwijane nowe technologie spalania paliw w atmosferach wzbogaconych w tlen - oxyspalanie. W procesach tych uzyskiwane spaliny o wysokiej koncentracji CO_2 po doczyszczeniu mogą być transportowane i składowanie. Innym rozwiązaniem jest realizacja spalania w klasyczny sposób (w atmosferze powietrza) w wyniku czego uzyskiwane są spaliny o zawartości CO_2 dochodzącej do 12-15%. Ograniczenie emisji CO_2 w tym przypadku związane jest z koniecznością realizacji procesu separacji CO_2 ze spalin. Aktualnie prowadzone są badania głównie nad zastosowaniem technologii absorpcyjnych oraz adsorpcyjnych do separacji CO_2. Obie technologie wymagają jednak dostarczenia znacznych strumieni energii na potrzeby separacji CO_2. W przypadku technologii absorpcyjnych jest to strumień ciepła, natomiast w przypadku technologii adsorpcyjnej VPSA konieczne jest dostarczenie energii do napędu sprężarek.

W pracy przedstawiono analizę energochłonności procesu separacji CO_2 ze spalin dla bloku o mocy 900 MW ,opracowanego na potrzeby Programu Strategicznego. Analizie poddano zapotrzebowanie energii do układu sprężania wstępnego spalin przed jednostką separacyjną VPSA. Rozważono optymalny dobór struktury tego układu z uwzględnieniem minimalizacji nakładów energetycznych na tą część procesu. Dokonano także analizy energochłonności procesu sprężania wyseparowanego w jednostce VPSA dwutlenku węgla do ciśnienia 0.11 MPa i doboru optymalnej struktury tego układu, także z uwzględnieniem minimalizacji nakładów energetycznych na tą część procesu. Uzyskane wyniki pozwoliły na określenie optymalnych parametrów procesowych jednostki VPSA oraz określenie zapotrzebowania sorbentu do separacji CO_2.

W celu określenia całkowitych nakładów energetycznych związanych z procesami separacji i transportu w pracy przedstawiono także analizę procesu sprężania wyseparowanego CO_2 na potrzeby transportu. W tym przypadku przyjęto, że konieczne jest sprężenie CO_2 do ciśnienia 12 MPa, a zrealizowano to za pomocą wielostopniowego układu sprężania z chłodzeniem międzystopniowym. W tym przypadku także przeprowadzono dobór struktury układu i wyznaczono optymalny rozdział spręży pomiędzy poszczególne stopnie sprężania z uwzględnieniem minimalizacji zapotrzebowania na energię do napędu sprężarek. W wyniku przeprowadzonych obliczeń określono strumienie ciepła odbierane w chłodnicach międzystopniowych, które mogą zostać skierowane np. do układu regeneracji wody zasilającej.

W pracy dokonano porównania zapotrzebowania energii w procesach separacji CO_2 ze spalin technologiami absorpcyjnymi i technologią adsorpcyjną VPSA.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

dr inż. Teresa Topolnicka, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Ciśnieniowe, tlenowe spalanie węgla - badania kinetyki*

Do ciśnieniowego, tlenowego spalania paliwa używa się tlenu o wysokiej czystości (powyżej 95%), a produktem procesu jest gaz składający się głównie z CO_2 i pary wodnej. Wśród zalet technologicznych spalania ciśnieniowego wyróżnia się zmniejszenie gabarytów reaktorów wskutek intensyfikacji procesów transportu ciepła i masy, niższą zawartość części palnych w ubocznych produktach spalania oraz zwiększenie sprawności procesu oxy-spalania przez stworzenie warunków do łatwiejszego zapłonu. W procesie ciśnieniowego, tlenowego spalania ziarna paliwa stałego wyróżnia się następujące etapy: nagrzewanie, suszenie, odgazowanie, spalanie części lotnych, fragmentację ziarna i wypalenie pozostałości koksowej. Etapy te przebiegają z różną szybkością, przy czym najwolniej przebiega konwersja pozostałości koksowej, z uwagi na to większość badań poświęconych mechanizmowi i kinetyce tlenowego spalania dotyczy tego etapu. Reakcyjność paliwa wpływa na stopień wypalenia węgla w konsekwencji, zmniejsza się ilość palnych części w popiele. Porównując reakcyjność paliw w warunkach oksyspalania (O_2/CO_2) i spalania w atmosferze O_2/N_2 dla takiej samej zawartości tlenu, w gazie zasilającym wykazano ich zróżnicowanie. Jednym z głównych czynników jest kinetyka i szybkość reakcji spalania w warunkach atmosfer modyfikowanych, O_2/CO_2 oraz zwiększonego ciśnienia. Badania prowadzone za pomocą układów termograwimetrycznych (atmosferycznych i ciśnieniowych) oraz instalacji do badań zdolności reakcyjnej, pozwoliły na określenie wpływu parametrów samej próbki, jak i warunków prowadzenia analiz (koncentracja tlenu, ciśnienie całkowite) na kinetykę procesu oksysapalania. Wykazały, że podczas oksyspalania węgli w warunkach nieizotermicznych proces przebiega w dwóch etapach: piroliza węgla, a następnie oksyspalanie wytworzonego in-situ karbonizatu. Nie jest możliwe wyraźne rozdzielenie różnych mechanizmów reakcji tlenowego spalania karbonizatów i węgli z kinetycznego na kinetyczno-dyfuzyjny (brak szczególnego punktu, w którym następuje istotna zmiana wartości energii aktywacji). Wzrost ciśnienia całkowitego wykazuje wyraźny wpływ na szybkość reakcji oksyspalania i przebieg w reżimie kinetycznym w niskim zakresie temperatur (< 700°C). Znajomość kinetyki i reakcyjności paliwa względem atmosfer wzbogaconych w tlen jest niezbędna przy projektowaniu nowych kotłów dla realizacji tej technologii.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

Zadanie badawcze nr 3 pt.: „Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
Kierownik zadania badawczego nr 3

Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej

Zadanie badawcze nr 3 realizowane jest w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" finansowanego ze środków NCBR oraz środków własnych partnerów przemysłowych. Jego realizatorem jest Konsorcjum Naukowo-Przemysłowe „Zgazowanie węgla" kierowane przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie. Pozostałymi członkami Konsorcjum są: Główny Instytut Górnictwa w Katowicach, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu, Politechnika Śląska w Gliwicach, Katowicki Holding Węglowy SA, KGHM Polska Miedź SA, GA Zakłady Azotowe w Kędzierzynie SA, Tauron Polska Energia SA, Tauron Wytwarzanie SA oraz Południowy Koncern Węglowy SA.

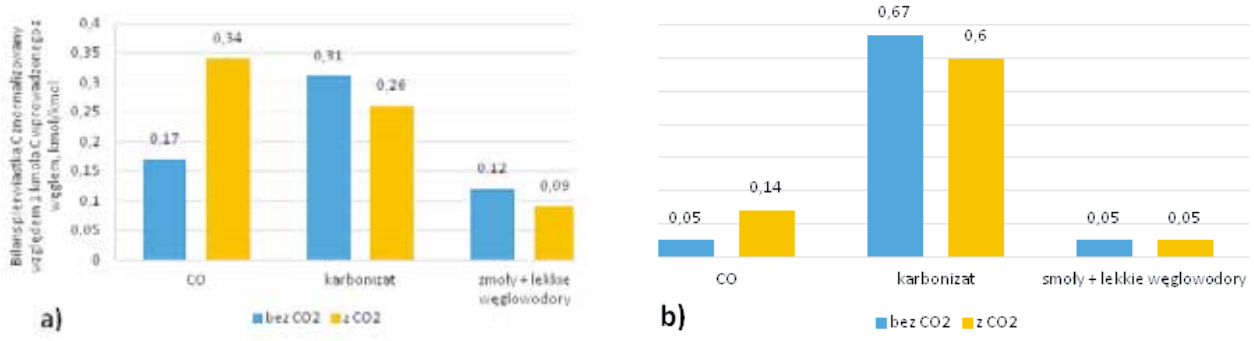
Realizacja projektu rozpoczęła się w maju 2010 r., a przewidywany termin jego zakończenia to maj 2015 r. Do głównych zadań projektu zaliczyć należy opracowanie technologii na- i podziemnego zgazowania węgla, określenie bazy surowcowej dla tych procesów oraz opracowanie strategii rozwoju zgazowania węgla w Polsce. Poniżej w sposób syntetyczny przedstawiono główne kierunki prowadzonych prac i ich dotychczasowe rezultaty.

Rozwój technologii zgazowania węgla w reaktorze CFB z wykorzystaniem CO_2 jako składnika mieszaniny zgazowującej

W ramach rozwijanej technologii zgazowania węgla w sposób praktyczny realizowana jest koncepcja tzw. chemicznej sekwestracji CO_2, czyli wykorzystanie go jako surowca chemicznego. Rozwijany proces zgazowania przebiega w warunkach cyrkulującego złoża fluidalnego (CFB), do którego wprowadzany jest dodatkowy strumień CO_2. Jest on nośnikiem zarówno tlenu, jak i pierwiastka węgla. Dzięki temu obniża się zużycie zarówno utleniacza, jak i paliwa węglowego. Badania prowadzone są w instalacji pilotowej (skala: do 100 kg węgla/h) w reaktorze z cyrkulującą warstwą fluidalną. Dodatek CO_2 do mieszaniny zgazowującej intensyfikuje przebieg kluczowej dla tej technologii reakcji Boudouarda, czego efektem jest wyższa zawartość monotlenku węgla w gazie procesowym, wzrost stopnia konwersji węgla, a w konsekwencji także wzrost efektywności procesu. Na rysunku 1 w sposób syntetyczny zaprezentowano wyniki eksperymentalne zgazowania w reaktorze CFB dwóch węgli - kamiennego (z KWK Wieczorek) i brunatnego (z KWB Bełchatów). Przedstawiono profile zmian zawartości pierwiastka C w poszczególnych produktach procesu zgazowania. Wynikiem tej części prac projektowych będzie opracowanie technologii na VI stopniu gotowości (zgodnie z wytycznymi zawartymi w Rozporządzeniu Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego z dnia 4 stycznia 2011 r. - Dziennik Ustaw Nr 18, poz.91).

Do głównych efektów realizacji tej części projektu należą m.in.:

- wytyczne procesowe dla nowo-opracowanej technologii usuwania rtęci z węgla kamiennego i brunatnego na drodze niskotemperaturowej pirolizy,
- technologia zgazowania węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy wykorzystaniu CO_2, jako czynnikiem zgazowującym dla zastosowań w chemii i energetyce,
- technologia termiczno-katalitycznego usuwania smół zawartych w



Rys. 1. Znormalizowany bilans pierwiastka C dla procesów zgazowania w reaktorze CFB bez i z dodatkiem CO_2 dla węgla Bełchatów (a) i Wieczorek (b)

Rys. 2. Instalacja ciśnieniowego zgazowania węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym. Hala technologiczna CCTW, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

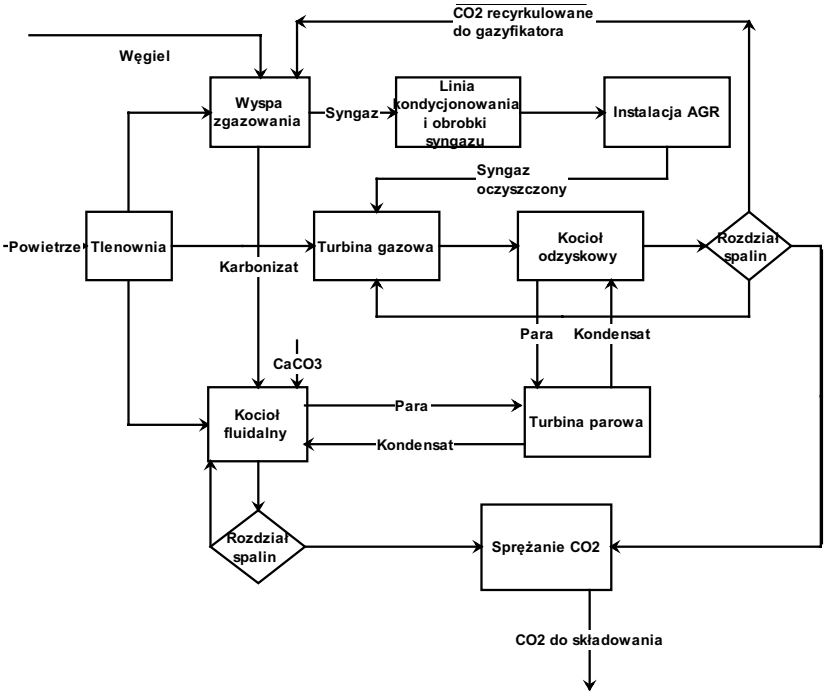
surowym gazie syntezowym powstającym z fluidalnego zgazowania paliw stałych,
- technologie usuwania CO_2 z gazów procesowych przy wykorzystaniu procesów absorpcyjnych, adsorpcyjnych oraz pętli chemicznej,
- technologia wysokotemperaturowego odsiarczania gazów procesowych.

Koncepcja układu elektrociepłowni zintegrowanej ze zgazowaniem węgla w reaktorze z recyrkulacją CO_2

Koncepcja przewiduje zgazowanie węgla w reaktorze fluidalnym z cyrkulującym złożem, do którego zawracana jest część powstającego w procesie CO_2. Produkowany w reaktorze gaz jest ochładzany i oczyszczany, a następnie kierowany do turbiny gazowej, w której jest realizowany proces spalania tlenowego. Powstałe spaliny zawierają głównie CO_2, parę wodną oraz śladowe ilości innych składników. Po wykropleniu pary wodnej otrzymuje się CO_2 o czystości pozwalającej na jego transport rurociągowy. Część strumienia CO_2 jest zawracana do reaktora zgazowania, część do turbiny gazowej w celu rozcieńczenia utleniacza a pozostała ilość jest wyprowadzana z układu.

Oprócz gazu w procesie fluidalnego zgazowania ubocznym produktem jest karbonizat. W celu zwiększenia sprawności całego układu powstały karbonizat wykorzystuje się jako paliwo do kotła fluidalnego. Aby było możliwe pełne usunięcie CO_2 z układu przewidziano tlenowe spalanie karbonizatu, w wyniku którego powstałe spaliny zawierają głównie CO_2 oraz parę wodną. Podobnie jak w przypadku spalin z turbiny gazowej ochładza się je w celu wykroplenia wilgoci, a pozostały strumień dwutlenku węgla częściowo zawracany jest do kotła fluidalnego, zaś jego nadmiar jest wyprowadzany z układu. Przeznaczeniem tej technologii jest produkcja ciepła dla miejskiego systemu

Rys. 3. Spalanie gazu procesowego ze zgazowania węgla przy wykorzystaniu CO_2 (widok pochodni)



Rys. 4. Koncepcja rozpatrywanego układu elektrociepłowni

ciepłowniczego przy maksymalnym wykorzystaniu ciepła odpadowego pokrywającego zapotrzebowanie podstawowe. Część szczytowa ciepła jest wytwarzana w klasycznym wymienniku ciepłowniczym zasilanym z upustu turbiny parowej lub w kotle szczytowym. Przeanalizowano dwa warianty układu, a mianowicie bez kotła szczytowego oraz z kotłem szczytowym. Wariant bez kotła szczytowego możliwy jest do zastosowania w istniejących systemach ciepłowniczych, w których występuje już rezerwowanie mocy cieplnej. Wariant z kotłem szczytowym może być ofertą dla nowych systemów ciepłowniczych, gdzie konieczne jest zapewnienie rezerwowego źródła ciepła.

Układ charakteryzuje się korzystnymi wskaźnikami energetycznymi nawet przy uwzględnieniu pełnego wychwytu CO_2. Układ bez kotła szczytowego osiąga maksymalną moc cieplną ok. 135 MWt, przy średniorocznej sprawności elektrycznej netto 31,8%. Dzięki zastosowaniu kotła szczytowego maksymalna moc cieplna układu wzrasta do wartości 220MWt, natomiast średnioroczna sprawność elektryczna netto kształtuje się na poziomie 29,1%.

Rozwój technologii podziemnego zgazowania węgla kamiennego

W ramach tej części projektu powstają podstawy technologii podziemnego zgazowania węgla dla potrzeb produkcji ciepła i energii elektrycznej w układach średniej mocy. Prace zostały ukierunkowane na opracowanie technologii PZW metodą szybową, w której zakłada się wykorzystanie istniejącej infrastruktury kopalni dla wykorzystania tzw. złóż resztkowych węgla.

Głównym elementem prac będzie przeprowadzenie długotrwałej próby zgazowania w gazogeneratorze pilotowym wybudowanym w oparciu o wyniki doświadczeń laboratoryjnych, modelowania i analiz dotyczących lokalizacji i ryzyka technicznego. Ponadto opracowano i wybudowano układ dla efektywnego wykorzystania wytworzonego gazu (instalacje oczyszczania gazu oraz spalania gazu). Ta część prac zakończy się opracowaniem projektu technologicznego oraz studium wykonalności instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla dla produkcji ciepła i energii elektrycznej o mocy ok. 20 MWel.

W oparciu o wyniki otrzymane w gazogeneratorze pilotowym dokonana zostanie ocena efektywności procesowej, ekologicznej i ekonomicznej procesu podziemnego zgazowania węgla. Za pomocą symulacji komputerowej, z wykorzystaniem również wyników doświadczeń w skali laboratoryjnej.

Istotnym rozwinięciem badanej technologii może w przyszłości stać się hybrydowa technologia podziemnego zgazowania węgla kamiennego w złożach pozabilansowych z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury kopalń likwidowanych. Wykorzystuje ona różnorodne techniki przygotowania i eksploatacji pokładów zalegających na dużej głębokości, tj. poniżej poziomu wydobywczego (klasyczne techniki górnicze i techniki otworowe, szczelinowanie utworów złożowych, odmetanowanie, a następnie zgazowanie węgla). Wdrożenie takiego rozwiązania zapobiegnie bezpowrotnej utracie możliwości wykorzystania udostępnionych przez istniejące kopalnie bardzo istotnych zasobów węgla kamiennego, a także bezpowrotnej stracie już zamortyzowanego, ale jeszcze o ogromnej wartości, majątku zgromadzonego w likwidowanych kopalniach podziemnych węgla kamiennego.

Identyfikacja krajowej bazy węglowej dla procesów na- i podziemnego zgazowania

W celu określenia bazy węglowej dla procesów naziemnego zgazowania wyznaczono dwie grupy parametrów (tzw. parametry kluczowe i tzw. parametry istotne) determinujących przydatność węgla kamiennego

Rys. 5. Infrastruktura powierzchniowa pilotowej instalacji podziemnego zgazowania węgla w KWK Wieczorek

i brunatnego dla różnych procesów ich zgazowania. W oparciu o te parametry sporządzone zostały „Karty technologiczne przydatności węgla do zgazowania". Zgodnie z zaproponowaną metodyką wykonano badania i analizy weryfikujące wartości liczbowe wytypowanych parametrów.

Dla oceny złóż węgli kamiennych pod względem ich przydatności dla zgazowania podziemnego określono preferowane parametry technologiczne, geologiczne, górnicze i geomechaniczne związane z oddziaływaniem na środowisko oraz proces zgazowania. Przeprowadzono też badania własności mechanicznych górotworu w zmiennych uwarunkowaniach termicznych wynikających z procesu zgazowania podziemnego. Dokonano również oceny możliwości adaptacji wiedzy z podziemnych pożarów w pokładach węgla w celu objaśnienia i zabezpieczenia przed niekontrolowanymi skutkami rozwoju procesów zgazowania w georeaktorze. W oparciu o wyniki tych prac opracowano wzór „Karty Paszportowej Pokładu". Dzięki szczegółowej analizie dokumentacji geologicznych złóż oraz zawartych w niej map pokładowych, opracowań kartograficznych i inwentaryzacji złóż z uwzględnieniem stanu środowiska dokonano szczegółowej analizy bazy zasobowej węgla kamiennego w Polsce w rozbiciu na DZW, GZW i LZW. Stwierdzono przy tym, że uwarunkowania techniczno-ekonomiczne i środowiskowe mogą jednak w znacznym stopniu ograniczyć stosowanie PZW na szeroką skalę w obszarach spełniających złożowe kryteria przydatności tej metody. Z tego właśnie względu poszerzono zakres prowadzonych badań o ocenę bazy zasobowej dla wspomnianej wcześniej hybrydowej technologii podziemnego zgazowania węgla. Pod kątem tej technologii dokonano oceny głęboko położonych zasobów węgla w zakresie stanu rozpoznania zasobów na głębokość poniżej 1000 m, opracowano metodologię oceny zasobowej dla tej metody oraz zweryfikowano ją w odniesieniu do zasobów w KWK „Ziemowit".

Na podstawie analizy budowy geologicznej formacji węglonośnej trzeciorzędu na Niżu Polskim opracowano parametry kryterialnej oceny przydatności bazy surowcowej miękkiego węgla brunatnego (ortolignitu) dla potrzeb podziemnego zgazowania. W tym miejscu należy podkreślić, że doświadczenia światowe w zakresie podziemnego zgazowania węgla brunatnego dotyczą prawie wyłącznie odmiany węgla brunatnego twardego (metalignitu) o zdecydowanie odmiennych właściwościach fizykochemicznych. W efekcie przeprowadzonych prac dokonano waloryzacji punktowej polskich złóż węgla brunatnego. Szczególna rekomendacja dotyczy lokalizacją instalacji pilotowej na niewyeksploatowanej południowozachodniej odnodze złoża Turów (rej. Ścinawki), gdzie pod zwałowiskiem wewnętrznym pozostał III pokład ścinawski węgla brunatnego z zasobami ok. 50 mln Mg.

Wnioski

Pomimo szeregu trudności realizacja zadania Badawczego przebiega zgodnie z harmonogramem Umowy projektowej z NCBR. Należy więc spodziewać się osiągnięcia głównych założonych w projekcie celów, tj.:

- opracowania i weryfikacji w skali pilotowej procesu ciśnieniowego zgazowania węgla,
- opracowania i sprawdzenia w skali pilotowej procesu podziemnego zgazowania węgla,
- optymalizacji i sprawdzenia w skali pilotowej procesów oczyszczania i konwersji gazu w powiązaniu z systemem usuwania CO_2,
- opracowania strategii rozwoju zgazowania węgla w Polsce. □

mgr inż. Grzegorz Tomaszewicz, dr hab. inż. Marek Ściążko, dr inż. Aleksander Sobolewski, dr inż. Tomasz Chmielniak, mgr inż. Andrzej Czaplicki, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Zgazowanie węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy zastosowaniu CO_2 jako czynnika zgazowującego*

Atrakcyjność technologii zgazowania paliw wynika z szeregu zalet, do których należą wysoka efektywność procesu, możliwość wielokierunkowego wykorzystania gazu zarówno do produkcji energii, jak również w syntezie chemicznej oraz relatywnie niski negatywny wpływ na środowisko naturalne. Szczególnie istotną zaletą procesu jest możliwość usuwania ditlenku węgla z gazu przed procesem spalania, co umożliwia osiągnięcie wysokich sprawności separacji przy relatywnie niskich kosztach. Dodatkową zaletą zgazowania jest możliwość wykorzystania ditlenku węgla jako czynnika zgazowującego w tym procesie. Jest to uzasadnione szczególnie w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym. Efektywne wykorzystanie CO_2 jako nośnika węgla i tlenu w procesie zgazowania wymaga kilku warunków podstawowych, które muszą być spełnione: temperatura wyższa niż 650°C, dostępność karbonizatu, odpowiedni czas z powodu ograniczeń kinetycznych i intensywny kontakt pomiędzy fazami gazową i stałą (np. CO_2). Wykorzystanie cyrkulującego złoża fluidalnego zapewnia korzystne warunki wymiany ciepła i masy oraz odpowiedni czas przebywania cząstek stałych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Wykaz osiągniętych oraz planowanych głównych rezultatów realizacji Zadania Badawczego nr 3 pt.: *Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej (w aspekcie możliwości ich praktycznego wykorzystania)*

Rezultaty już osiągnięte:

- Metodyka prognozowania deformacji powierzchni terenu na skutek podziemnego zgazowania węgla (w oparciu o zmodyfikowaną teorię Budryka-Knothego).
- Procedury analizy ryzyka technicznego przedsięwzięcia podziemnego zgazowania węgla zweryfikowane na przykładzie gazogeneratora pilotowego.
- Kryteria techniczno-technologiczne oraz środowiskowe determinujące zastosowanie procesu podziemnego zgazowania węgla kamiennego i brunatnego.
- Ocena kosztów pozyskania i udostępnienia złóż węgli kamiennych dla potrzeb ich podziemnego zgazowania.

- Zasady bezpieczeństwa obowiązujące w systemach wentylacji dla rejonu georeaktora zlokalizowanego w warunkach czynnej kopalni.
- Procedury dotyczące lokalizacji instalacji podziemnego zgazowania węgla, w tym obejmujące zagadnienia prawne i bezpieczeństwa zweryfikowane na podstawie analizy wstępnie wybranych lokalizacji instalacji pilotowej.
- Rozwiązanie instalacji pozwalające na sterowanie wieloparametrowym procesem podziemnego zgazowania i jego dalszy rozwój poprzez prowadzenie zgazowania w wielu obszarach.
- Układ wyrobisk w kopalni głębinowej węgla kamiennego i sposób eksploatacji w kopalni głębinowej węgla kamiennego dla wybierania pokładów zalegających na dużych głębokościach poniżej poziomu wydobywczego - Zgłoszenie patentowe nr P.405345 z dnia 16.09.2013 r.
- Modele numeryczne dla symulacji procesów zachodzących w rejonie gazogeneratora.
- Instalacja pilotowa podziemnego zgazowania węgla kamiennego, usytuowana w rzeczywistych warunkach złoża („know-how" dla tego typu instalacji).
- Układ technologiczny efektywnego wykorzystania gazu z podziemnego zgazowania węgla (obejmujący oczyszczanie gazu oraz zastosowanie palnika/silnika do jego spalania).
- Metodologia projektowania z zastosowaniem nowych metod komputerowych i zintegrowanego cyklu projektowo-obliczeniowego procesów konwersji termochemicznej węgla połączonego cyklu energetycznego.
- Modele palników dostosowanych do spalania gazów o niskiej wartości opałowej.
- Karty oceny technologicznej przydatności węgla dla procesu zgazowania naziemnego.
- Koncepcja układu elektrociepłowni zintegrowanej ze zgazowaniem węgla w reaktorze z recyrkulacją CO_2.
- Technologia usuwania rtęci z węgla na drodze pirolizy niskotemperaturowej (stan gotowości technologii: IV).
- Technologia stosowania transportu zawiesin wodno-smołowych przy zmniejszonych oporach przepływu (stan gotowości technologii: IV).
- Sposób wykonania ustnika do formowania monolitów wielokanalikowych z materiałów ceramicznych lub organicznych z wymiennymi elementami formującymi. Zgłoszenie patentowe nr P.401180 (autorzy: Z. Blok, R. Kluczowski, A. Świeca).
- Sposób odpowietrzania masy ceramicznej w prasie tłokowej z ruchomym sitem. Zgłoszenie patentowe nr P.401179. (autorzy: R. Nowak, Z. Blok, M. Gromada).
- Sorbent do usuwania siarkowodoru z gorącego gazu i sposób jego wytwarzania. Zgłoszenie patentowe nr P.399237. (autorzy: J. Trawczyński, M. Chomiak).

Rezultaty planowane do osiągnięcia w ramach Projektu:

- Technologia zgazowania węgla w cyrkulującym złożu fluidalnym z wykorzystaniem CO_2 jako czynnika zgazowującego (stan gotowości technologii: IV).
- Model numeryczny (CFD) reaktora zgazowania węgla w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym.
- Wstępne studium wykonalności układu produkcji energii elektrycznej i gazu syntezowego.
- Projekt technologiczny układu produkcji energii elektrycznej i gazu syntezowego na drodze naziemnego zgazowania węgla.
- Układ wytwarzania gazu syntezowego na drodze naziemnego zgazowania węgla.
- Technologia usuwania CO_2 z gazu procesowego na drodze VPSA (stan gotowości technologii: IV).
- Technologia usuwania CO_2 z gazu procesowego na drodze chemicznej pętli wapniowej (stan gotowości technologii: IV-V).
- Roztwór absorpcyjny do usuwania CO_2 z gazu procesowego (stan gotowości technologii: IV).
- Sorbent monolityczny do wysokotemperaturowego usuwania H_2S z gazu procesowego (stan gotowości technologii: VI).
- Wysokotemperaturowy katalizator usuwania związków smołowych z gazu procesowego (stan gotowości technologii: VI).
- Projekt technologiczny instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla kamiennego dla produkcji ciepła i energii elektrycznej o mocy ok. 20 MW.
- Studium wykonalności instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla kamiennego dla produkcji ciepła i energii elektrycznej o mocy ok. 20 MW.
- Ocena efektywności procesowej, ekologicznej i ekonomicznej procesu podziemnego zgazowania węgla kamiennego w oparciu o wyniki otrzymane przy wykorzystaniu gazogeneratora pilotowego.
- Model gazogeneratora przygotowany przy pomocy symulacji komputerowej z wykorzystaniem wyników doświadczeń w skali laboratoryjnej (ex-situ).
- Długotrwały test zgazowania w gazogeneratorze pilotowym wybudowanym w oparciu o wyniki doświadczeń laboratoryjnych, modelowania i analiz dotyczących lokalizacji i ryzyka technicznego („know-how").
- Baza zasobowa GZW, LZW i DZW dla na- i podziemnego zgazowania węgla kamiennego w złożach niezagospodarowanych, złożach kopalni zlikwidowanych.
- Lista rankingowa krajowych złóż węgla brunatnego w aspekcie ich podziemnego zgazowania.
- Zweryfikowana metodologia oceny złóż poniżej 1000 m dla potrzeb podziemnego zgazowania węgla przy zastosowaniu technologii hybrydowej.

- Zweryfikowana propozycja lokalizacji instalacji pilotowej i instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla brunatnego.
- Karty technologiczne i baza danych źródłowych obejmująca parametry makroekonomiczne, prognozy cen surowców i produktów, nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne dla perspektywicznych w warunkach Polski technologii naziemnego zgazowania węgla oraz wchodzących w ich skład operacji jednostkowych.
- Karty rozwiązań technologicznych i baza danych źródłowych dla procesów oczyszczania i kondycjonowania gazu procesowego ze zgazowania węgla.
- Ocena efektywności ekonomicznej i analizy wielokryterialne technologii zgazowania węgla w warunkach krajowych (dla zastosowań energetycznych i chemicznych).
- Metodyka i standardy oceny projektów z obszaru zgazowania węgla ukierunkowanych na wytwarzanie energii eklektycznej oraz produktów chemicznych na bazie metod dyskontowych, opcji rzeczowych i optymalizacji wielokryterialnej.
- Strategia rozwoju zgazowania węgla w Polsce - Mapa Drogowa identyfikująca najbardziej perspektywiczne kierunki rozwoju technologii zgazowana węgla w warunkach polskich, z uwzględnieniem przewidywanych uwarunkowań makro- i mikroekonomicznych.

Zadanie badawcze nr 4 pt.: „Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomas, odpadów rolniczych i innych" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku
Kierownik zadania badawczego nr 4

Przykłady Technologii i Urządzeń Energetyki Rozproszonej (URE) bazującej na energii z biomasy i odpadach rolniczych (OZE)

W pracy przedstawione zostały przykłady technologii URE/OZE dla rozproszonej energetyki, rozwijanych w ramach Projektu Strategicznego Zadanie 4 (PS-Z4): *Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych* i innych, koordynowanego przez IMP PAN w Gdańsku. Ograniczono się tu jedynie do niektórych wyników badań prowadzonych w samym instytucie przy współpracy z partnerami przemysłowymi i kilkunastoma zespołami badawczymi z różnych ośrodków naukowych w całym kraju. Są to wyniki nakierowane na przyszłe wdrożenia i adresowane do odbiorców indywidualnych oraz gminnych.

Projekt PS-Z4 w swych założeniach powinien przyczynić się do rozwoju **energetyki prosumenckiej** lub szerzej - **obywatelskiej** w naszym kraju. Energetyka obywatelska to piękna wizja, w której obywatel (lub społeczność samorządowa) jest podmiotem, a nie przedmiotem rynku energii, a ponadto ma swego wirtualnego doradcę w sieciach inteligentnych i w technologiach przetwarzania danych w cyfrowej „chmurze". Celem projektu była także budowa **Autonomicznych Regionów Energetycznych ARE** (lub też inaczej Gminnych Centrów Energetycznych) dedykowanych dla gminnych ośrodków samorządowych, w czym można upatrywać dużą szansę dla polskiej wsi.

Ramowe cele główne Projektu PS-Z4

Projekt PS Z4 pod względem organizacyjnym stanowi dwuczłonową strukturę konsorcjum IMP - Partner Przemysłowy wraz z szeregiem umów o współpracy, zawartych pomiędzy IMP i Współwykonawcami z różnych uczelni i ośrodków.

To rzadki w naszym kraju przykład bezpośredniego zaangażowania się przemysłu w współpracę z nauką na taką skalę.

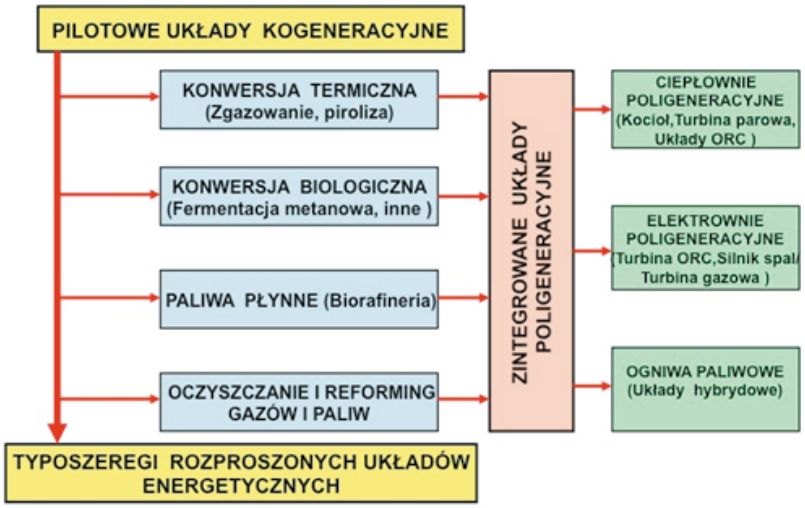
Projekt został nakierowany głównie na budowę kilkunastu prototypowych instalacji, w tym trzech głównych (sztandarowych) stanowiących istotę ARE, czyli Autonomicznych Regionów Energetycznych. Rysunek 1 przedstawia ramowe cele główne projektu w rozbiciu na procesy i źródła energii. W ramach tak nakreślonych celów budowane są wszystkie instalacje.

Nowe technologie dla ARE. Wzorcowa siłownia gminna

W ramach projektu PS Z4 opracowana została kompleksowa koncepcja oraz **innowacyjne technologie dla wzorcowej siłowni kogeneracyjnej dla Autonomicznych Regionów Energetycznych ARE.** W swych założeniach siłownia ta wykorzystywać będzie dostępne w regionie źródła pierwotne energii, ze szczególnym uwzględnieniem biomasy, innych źródeł OZE oraz odpadów komunalnych lub rolniczych.

Opracowane zostały technologie wytwarzania nowoczesnych instalacji kogeneracyjnych o mocy cieplnej od 1-3 MW i elektrycznej od 0,15 do 0,5 MW, bazujące na lokalnych i odnawialnych zasobach energii.

Wytworzone w projekcie technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła oparte będą na źródłach odnawialnych (biomasa, odpady) i stanowić będą element rozproszonego systemu energetycznego. Opracowano koncepcję modernizacji lokalnych ciepłowni małej mocy (do 50 MWt mocy zainstalowanej) do układów skojarzone-



Rys. 1. Ramowe cele główne projektu PS Z4 w rozbiciu na procesy i źródła energii

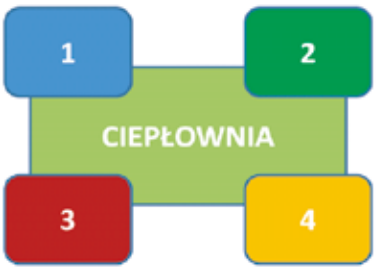
go wytwarzania ciepła i energii elektrycznej CHP. Opracowane Studium Wykonalności ma posłużyć wybudowaniu pierwszego w Polsce obiektu łączącego wiele technologii generacji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem. W wyniku opracowanej technologii możliwa jest modernizacja wielu ciepłowni w Polsce z wykorzystaniem układu ORC oraz wykorzystaniem kotłów nowego typu, umożliwiających spalanie wielu rodzajów biomasy. Planuje się także zastosowanie silników spalinowych zasilanych gazem ziemnym oraz bloku parowego na biomasę. Zgodnie z programem badań tak opracowaną technologię hybrydowych układów da się zaimplementować w ponad 300 zidentyfikowanych ciepłowniach w kraju, umożliwiając im produkcję ciepła i energii elektrycznej, zachowując przy tym standardy emisji gazów po 2016 r. Rozwiązanie to wychodzi naprzeciw idei budowy rozproszonych źródeł wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła.

Typowe ciepłownie w naszym kraju pracują na ogół na przestarzałych technologiach i z niskimi sprawnościami. Jednakże podstawowy problem, jaki one generują sprowadza się do pytania: co zrobić z niewykorzystaniem latem mocy zainstalowanej?

Wzorcową siłownię kogeneracyjną tworzyć może kilka niezależnych modułów, a mianowicie (rys. 2):

- biomasowy układ kogeneracyjny ORC o mocy elektrycznej 0.1-0.3 MWe i grzewczej około 1 MWc,
- układ kogeneracyjny z silnikiem/silnikami spalinowymi zasilanymi gazem ziemnym o łącznej mocy elektrycznej kilku MW,
- kogeneracyjny blok parowy opalany biomasą o mocy elektrycznej i grzewczej od 2-5 MW,
- zmodernizowane kotły węglowe z nowymi instalacjami odpylania spalin.

Biomasowy układ kogeneracyjny CHP - ORC, dopasowany do letniego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową, będzie pracował cały rok, podczas gdy inne układy będą uruchamiane w miarę zapotrzebowania na ciepło (ograniczenie szczególnie istotne dla silników spalinowych, dla których dochód z produkcji energii elektrycznej nie pokrywa wszystkich kosztów operacyjnych - potrzebny jest zatem dochód z ciepła). Wyjątkiem jest blok parowy również przewidziany do pracy całorocznej. W sezonie grzewczym pracował będzie w trybie ciepłowniczym (upustowym), natomiast poza sezonem w trybie kondensacyjnym z maksymalną sprawnością w zakresie produkcji energii elektrycznej. Gdy zapotrzebowanie na ciepło wzrasta dalej włączane są zapasowe kotły węglowe.



Rys. 2. Przykładowy schemat blokowy siłowni ARE. 1 - biomasowy układ kogeneracyjny ORC, 2 - układ kogeneracyjny z silnikami spalinowymi, 3 - kogeneracyjny blok parowy, 4 - zmodernizowane kotły węglowe

W Autonomicznym Regionie Energetycznym zastosowanie znajdą również inne instalacje energetyki rozproszonej: biogazownie i mikrobiogazownie, zgazowarki suchej biomasy odpadowej (rolniczej, leśnej, przemysłowej i municypalnej) wraz z układami czyszczenia i wzbogacania bio- i syngazu wykorzystywanych w lokalnych układach kogeneracyjnych z wykorzystaniem silników, turbin oraz ogniw paliwowych. Urządzenia te również powstają w projekcie strategicznym PS-Z4 i będą integrowane z siecią poprzez inteligentną sieć dystrybucyjną (typu Smart Grid). Instalacje te aktualnie poddawane są badaniom eksploatacyjnym.

Niezbędnym i zarazem doskonałym wsparciem dla idei ARE jest budowa zaplecza laboratoryjnego. Przykładem może tu być Laboratorium Mikrosiłowni Parowych w IMP PAN w Gdańsku (rys. 3). Będą tu testowane układy z silnikami spalinowymi o mocy 500 KW oraz mikroturbinami ORC o mocy 100 KW i turbinami gazowymi o mocy 30 KW. Po zakończeniu budowy w 2014 r. będzie to najnowocześniejsze laboratorium tego typu w kraju.

Biorafineria - instalacja do wytwarzania bioetanolu II generacji z biomasy lignocelulozowej

W ramach prac badawczo-rozwojowych zainicjowanych w projekcie PS-Z4 powstają pierwsze w kraju dwie pilotażowe linie technologiczne wytwarzania biopaliw II generacji. Pierwsza z linii technologicznych umożliwia konwersję masy lignocelulozowej do bioetanolu, druga zaś hodowlę alg olejowych oraz konwersję uzyskanego biooleju do energii użytecznej. W założeniach projektowych obu instalacji zintegrowano zarówno źródła surowcowe (biomasa drzewna, wodna i odpadowa), jak i procesy wytwarzania energii w oryginalnych instalacjach procesów biologicznych i termochemicznych oraz ogniw paliwowych: etanolowego (DEFC) i mikrobiologicznego (MFC).

Rys. 4. Biorafineria - Instalacja do wytwarzania etanolu z biomasy lignocelulozowej - sekcja obróbki wstępnej, hydrolizy enzymatycznej i fermentacji oraz reaktor obróbki wstępnej [prace zespołu UWM w Olsztynie]

Rys. 3. Zaplecze badawcze dla ARE. Budowa największego Laboratorium Mikrosiłowni Parowych w Polsce budowanego w ramach projektu PS-Z4 w IMP PAN w Gdańsku. Stan budowy z końca 2013 r. Na górze: hala główna, na dole: siłownia poligeneracyjna - kocioł i zespół chłodnic [prace zespołu IMP PAN w Gdańsku]

Potencjał komercyjny tej instalacji jest bardzo duży. Jest to instalacja przyszłości i przyszłego rynku bioproduktów - biogospodarki. Zakłada się, że w perspektywie 10-15 lat w UE 25% produktów będzie wytwarzanych z biomasy, co dramatycznie zmieni wykorzystanie biomasy na cele energetyczne, predysponując ją do wykorzystania w produkcji zamienników produktów naftowych. Odpady biorafinerii będą wykorzystane głównie na własne potrzeby energetyczne.

Instalacja do przetwarzania pirolitycznego pozostałości z biogazowni

W ramach projektu została wytworzona przez zespół UWM w Olsztynie oryginalna instalacja pilotażowa do termicznego traktowania biomasy w zakresie warunków i temperatur pirolizy. Instalacja może być zintegrowana z biogazownią w warunkach, gdy poferment jest separowany na fazę ciekłą i stałą. Fazę stałą pofermentu można wówczas doprowadzać do postaci różnych produktów o walorach zagęszczonej energii i wygodnego przechowywania nawet w naturalnych warunkach klimatycznych (biowęgiel). Instalacja kompletna,

z uwagi na relatywnie prostą konstrukcję rurową, ma duże szanse komercjalizacji, szczególnie wówczas, gdy nadmiaru pofermentu nie można bezpośrednio wykorzystać do nawożenia roślin lub gdy jest toksyczny (np. ze ścieków).

Instalacje pilotowe zgazowania biomasy odpadowej

Instalacja zlokalizowana w miejscowości Paruszowice (woj. opolskie) wykorzystuje odpady zakładu przetwarzającego biomasę agro na pelety i produkującego drewno kominkowe (rys. 5a). Dzięki takiej korzystnej lokalizacji możliwie jest bezproblemowe pozyskiwanie surowca do procesu zgazowania, jak również zapewniony jest odbiór ciepła procesowego na potrzeby podsuszania biomasy. Druga z instalacji o mocy 50 kWe została uruchomiona w Olsztynie pod Częstochową dla zgazowania suszonych osadów ściekowych (rys. 5b).

Rys. 5. Instalacje zgazowania (a) w Paruszowicach oraz (b) w Olsztynie pod Częstochową - prace montażowe i rozruchowe [prace zespołów ICHPW z Zabrza oraz IBWM/PCz]

Technologia energetycznego wykorzystania produktu ubocznego powstającego przy produkcji bioetanolu

Zaproponowana przez zespół Politechniki Wrocławskiej technologia energetycznego wykorzystania wywaru gorzelnianego pozwala na spalanie wywaru odwodnionego mechanicznie do wilgotności 60%, bez konieczności suszenia termicznego i bez udziału paliwa pomocniczego.

Obecnie technologia jest w fazie badań na instalacji pilotowej w skali półtechnicznej, których celem jest dobór i optymalizacja parametrów procesu zgazowania, takich jak temperatura, strumień powietrza do zgazowania, gabaryty urządzeń w stosunku do wymaganej mocy. Wyniki uzyskane w tych badaniach będą stanowić dane wyjściowe do zaprojektowania instalacji w skali technicznej, gotowej do wdrożenia.

Uwagi końcowe

Opracowywane w ramach projektu PS-Z4 innowacyjne technologie i instalacje stanowią szansę dla ekologicznej energetyki rozproszonej (prosumenckiej) i gminnych Autonomicznych Regionów Energetycznych, bazujących na własnych zasobach biomasy oraz odpadach komunalnych i rolniczych. Wdrożenia tych technologii na szerszą skalę mogą wprowadzić Polskę na ścieżkę zmian zachodzących z coraz większą intensywnością na całym świecie. W Europie, w Ameryce Północnej, ale również w Chinach powstają „zielone" (bezemisyjne, zeroenergetyczne i plus-energetyczne) wioski, osiedla, dzielnice i miasta: Güssing w Austrii, Sztokholm, Malmoe i inne miasta w Szwecji, Feldheim i Freiberg w Niemczech, Toronto w Kanadzie i wreszcie Tangshan w Chinach.

Przedsięwzięcia z zakresu energetyki prosumenckiej oraz ARE, a więc technologii URE/OZE małej mocy są w głównej mierze ukierunkowane na energetykę, ale jest oczywiste, że pobudzą one także rozwój innowacyjnych technologii w wielu innych dziedzinach. Można tu mówić zarówno o budownictwie (inteligentny dom plus-energetyczny), jak i rolnictwie (rolnictwo energetyczne: uprawa roślin energetycznych, mikrobiogazownie, biogazownie, mobilne peleciarnie, itd). Rozwój ten będzie się dokonywać w środowisku Smart Grid i z zachowaniem pełnego bezpieczeństwa ekologicznego. □

prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner[1], mgr inż. Roman Borecki[2], dr inż. Marian Wysocki[1],
1) Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska, 2) Instytut Badawczo-Wdrożeniowy Maszyn Sp. z o.o.

Instalacja kogeneracyjna do zgazowania pirolitycznego odpadów komunalnych i ściekowych

Badania zaprezentowane w pracy dotyczą technologii zgazowania biomasy, odpadów komunalnych i ściekowych oraz metody wykorzystania tego gazu do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Zagadnienie to jest niezmiernie istotne, gdyż wraz z rozwojem cywilizacyjnym produkowana jest coraz większa ilość odpadów, które bardzo często stanowią poważne zagrożenie dla środowiska. W ramach Programu Strategicznego „*Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*"; zadanie Badawcze nr 4 pt. „*Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych*", zaprojektowano i zbudowano instalację kogeneracyjną małej mocy, wykorzystującą proces zgazowanie pirolitycznego biomasy, odpadów komunalnych i osadów ściekowych, która może być wykorzystana jako element systemu energetyki rozproszonej.

Widok instalacji kogeneracyjnej o mocy 50

Instalacja o mocy 50 kWe składa się z gazyfikatora dolno-ciągowego typu Imberta, układu oczyszczania gazu, układu odbioru żużlu i oczyszczania cieczy roboczych, 6-cio cylindrowego silnika spalinowego z zapłonem iskrowym oraz układu wykorzystania ciepła odpadowego. W ramach badań eksploatacyjnych instalacji przeprowadzono badania parametryczne, w tym wpływu składu paliwa i jego zawilgocenia na jakość gazu generatorowego, analizę dynamiki gazogeneratora w odpowiedzi na zmianę strumienia powietrza, analizę efektywność procesu wytwarzania energii elektrycznej oraz analizę toksyczności spalin. Przeprowadzono również badania wpływu ilości osadów ściekowych w strumieniu paliwa stwierdzając, że dla mieszanki 40% peletu drzewnego i 60% osadu wartość opałowa gazu generatorowego przekracza 4 MJ/m^3 co zapewnia wciąż stabilne warunki pracy silnika spalinowego. Najważniejszym efektem długotrwałych testów eksploatacyjnych jest stabilny skład i wydatek gazu generatorowego oraz stosunkowo wysoki stopień konwersji energii, gdzie sprawność tzw. uzysku energii elektrycznej z biomasy wyniosła ponad 20%.

Tego typu rozwiązanie technologiczne wymaga niższych, w porównaniu z innymi, nakładów inwestycyjnych oraz niższych kosztów eksploatacji i obsługi. Wydaje się, że jej zastosowanie otwiera obiecującą możliwość przyjaznego dla środowiska unieszkodliwiania odpadów połączonego z konwersją zawartej w nich energii, która w przeciwnym razie pozostałaby niewykorzystana. □

inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, mgr inż. Bogusław Szumiło,
Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

Zgazowanie frakcji nadsitowej odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii cieplnej*

Zgazowanie odpadów komunalnych jest technologią alternatywną dla dużych spalarni odpadów. Optymalna wydajność takiej instalacji wynosi 2-3 Mg/h. W pracy przedstawiono wstępne badania wykonane na instalacji w skali technicznej, o wydajności 500 kg/h. Wykonano analizy własności fizykochemicznych frakcji nadsitowej odpadów komunalnych poddanych zgazowaniu w obrotowej komorze zgazowania. Pobrano próbki gazu procesowego wytwarzanego w czasie zgazowania odpadów i wykonano analizę chromatograficzną składu gazu. Na podstawie uzyskanych wyników wyznaczono wartość opałową gazu. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Łukasz Kowalczyk, prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak,
Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

Analiza efektywności ekonomicznej bloków węglowych na parametry nadkrytyczne o mocach 400-800 MW*

Artykuł poświęcony jest analizie ekonomicznej nadkrytycznych bloków węglowych o mocach z przedziału 400-800 MW. Analiza została przeprowadzona dla struktury obiegu cieplnego zbliżonej do bloku nadkrytycznego 460 MW pracującego w Elektrowni Łagisza. W obliczeniach zastosowano procedurę liczenia kosztów w oparciu o metodę RRM (*Revenue Requirement Method*), stosowaną m.in. przez EPRI (*Electric Power Research Institute*) and NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), która została zaimplementowana w module obliczeniowym zintegrowanym z pakietem do rozwiązywania równań bilansowych IPSEpro firmy SimTech. Podstawową zaletą metody RRM jest możliwość szczegółowej oceny kosztów inwestycji, analiza oparta jest na wyrównanych kosztach i dochodach, co zapewnia wiarygodne oszacowanie minimalnego poziomu zwrotu nakładów inwestycyjnych. Na wstępie przeprowadzono obliczenia termodynamiczne i porównano wartości podstawowych wskaźników pracy bloku ,jak również wartości parametrów czynnika roboczego w wybranych punktach obiegu. W ramach analizy ekonomicznej oprócz szczegółowej analizy kosztów oraz takich wskaźników jak całkowity koszt inwestycji (TCI), wyrównany koszt paliwa (LFC), wyrównany koszt produktu głównego (MPUC), przeprowadzono oszacowanie wrażliwości m.in. na cenę zakupu energii elektrycznej. Uzyskane wyniki odniesiono do danych literaturowych zamieszczonych w ocenie technologiczno-ekonomicznej przeprowadzonej przez firmę Foster Wheeler (Fan. Z., Robertson A., Goidich S., Roche R., 2007). □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Adam Cenian, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

Innowacyjne technologie OZE - typoszereg mikroinstalacji kogeneracyjnych*

Rys. 1. Typoszereg instalacji zgazowania biomasy powstających w IMP PAN Gdańsk, UWM Olsztyn oraz IBWM/PCz Częstochowa

Biomasa odpadowa (rolnicza, leśna, przemysłowa i municypalna), do dziś w kraju niewykorzystana w stopniu zadowalającym, będzie odgrywać znaczącą rolę w najbliższej przyszłości ze względu na daleko posunięte wymagania legislacji UE (patrz Dyrektywa 2008/98/EC). Świadomość tego dała silny impuls do rozwoju biogazowni odpadowych dla biomasy mokrej (nielignocelulozowej) oraz instalacji zgazowania dla biomasy suchej.

Typoszereg tego typu instalacji wraz z dokumentacją oraz powiązanymi innowacyjnymi technologiami materiałowymi i procesowymi powstaje w ramach Projektu Strategicznego Zadanie 4 (PS-Z4) - rys. 1. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Tomasz Golec, Instytut Energetyki w Warszawie

Instalacja zgazowania KAJOT produkująca gaz o wysokiej wartości kalorycznej i wysokiej czystości*

W ramach Etapu 21 Zadania 4 projektu został zbudowany i przetestowany modelowy reaktor zgazowania z rozdzielonymi strefami pirolizy, zgazowania i spalania - KAJOT opracowany w Instytucie Energetyki. Nowatorska konstrukcja reaktora umożliwia produkcję gazu o wysokiej czystości i wysokiej wartości opałowej w prostym procesie zgazowania biomasy powietrzem.

Układ modelowego reaktora KAJOT zasilany jest zrębkami drzewnymi, moc układu wynosi 20-30 kW w paliwie.

Przeprowadzone testy wykazały zdolność reaktora do produkcji paliwa gazowego ze sprawnością powyżej 75%, średni molowy skład gazu wynosi: wodór 25%, tlenek węgla 19%, metan 2%, ditlenek węgla 13,5%, azot ok. 40%; wartość opałowa gazu ok. 6 MJ/m^{3}n.

Gaz charakteryzuje się wysoką czystością: zawartość związków organicznych (o masie molowej >78 g/mol) wynosi poniżej 500 mg/m^{3}n.

Kierunki dalszych prac nad reaktorem modelowym i oczekiwane efekty:

- wzrostu sprawności procesu i wartości opałowej gazu. Oczekiwana wartość opałowa gazu 7-8 MJ/m^{3}n,
- przeprowadzenie testów prostego oczyszczania gazu poprzez chłodzenie i filtrację do czystości wystarczającej do bezpośredniej aplikacji w typowym silniku spalinowym bez dodatkowych modułów oczyszczania,
- poprawa czystości spalin przez optymalizację strefy spalania, w celu zmniejszenia emisji,
- recyrkulacja kondensatu w celu uzyskania technologii bezodpadowej.

W Etapie 22 planuje się badania skalowalności reaktora KAJOT, w tym budowę układu o mocy 150 kW i jego testy.

Planowana jest budowa układu kogeneracyjnego na bazie zgazowania biomasy KAJOT oraz silnika spalinowego z agregatem prądotwórczym. □

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

prof. dr hab. Janusz Gołaszewski, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie

Bioprocesy wytwarzania energii*

Szacuje się, że znaczna część z tysięcy produktów dzisiejszej rafinerii petrochemicznej będzie miała w przyszłości swoje odpowiedniki lub zamienniki w produktach ze źródeł odnawialnych wytwarzanych w tzw. zintegrowanej biorafinerii (bioenergia, biopaliwa, biomateriały, biochemikalia). W ramach prac badawczo-rozwojowych zainicjowanych w Zadaniu 4 Programu Strategicznego NCBiR powstają pierwsze w kraju dwie pilotażowe linie technologiczne wytwarzania biopaliw II generacji. Pierwsza z linii technologicznych umożliwia konwersję masy lignocelulozowej do bioetanolu, druga zaś hodowlę alg olejowych oraz konwersję uzyskanego biooleju do energii użytecznej. W założeniach projektowych obu instalacji zintegrowano zarówno źródła surowcowe (biomasa drzewna, wodna i odpadowa), jak i procesy wytwarzania energii w oryginalnych instalacjach procesów biologicznych i termochemicznych oraz ogniw paliwowych: etanolowego (DEFC) i mikrobiologicznego (MFC).

Instalacja do wytwarzania bioetanolu z surowca lignocelulozowego obejmuje szereg oryginalnych rozwiązań technicznych składających się na kompletną linię technologiczną procesów: (I) obróbki wstępnej: młyn, reaktor ciśnieniowy eksplozji pary i hydrolizy chemicznej, (II) hydrolizy enzymatycznej: reaktory hydrolityczne, (III) separacji frakcji i zatężania, (IV) fermentacji alkoholowej: fermentory oraz (V) oczyszczania i zatężania etanolu: kolumny destylacyjna i rektyfikacyjna. W odniesieniu do odpadów poprocesowych i uzyskanego biopaliwa opracowano technologie i wykonano (VI) pilotażowe instalacje przetwarzania/wytwarzania energii.

Na linię technologiczną instalacji do wytwarzania oleju z alg składają się (I) bioreaktory hodowli alg olejowych zasilane energią odnawialną - PV, (II) prasa do pozyskania biooleju oraz (III) silnik spalinowy.

Efekt energetyczno-ekonomiczny biorafinerii wynika z kaskady procesów systematycznego odzyskiwania z bio-

masy wartościowych produktów, w tym biopaliw i energii. Zatem wymienione linie technologiczne wraz z szeregiem pilotażowych instalacji wspomagających należy rozważać w kategoriach składowych wartości dodanej wszystkich procesów wytwórczych. W kontekście prognoz gospodarczych, obie linie technologicznej mają bardzo duży potencjał wdrożeniowy, ponieważ zadecydują o przyszłym rynku bioproduktów oraz energetyki odnawialnej. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Sławomir Wiśniewski, Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

Chłodzenie ogniwa paliwowego typu PAFC z wykorzystaniem układu ORC z mokrymi i suchymi czynnikami obiegowymi*

Wykorzystywanie węgla do produkcji energii elektrycznej w konwencjonalnych elektrowniach negatywnie wpływa na środowisko naturalne. To negatywne działanie wynika z faktu emisji do atmosfery CO_2, NO_x i innych związków, które wydzielają się w trakcie spalania tego paliwa. Dodatkowo sprawność konwersji energii chemicznej zawartej w węglu w energię elektryczną w klasycznych elektrowniach odbywa się przy niezbyt wysokich sprawnościach (rzędu 35-40%), co dodatkowo przyczynia się do wzrostu emisji. Zauważalne w ostatnim czasie zmiany klimatyczne, będące skutkiem postępującej degradacji środowiska naturalnego, stały się bodźcem do wielokierunkowych działań. Do działań tych zaliczyć można poszukiwanie alternatywnych źródeł energii, ograniczanie emisji w istniejących układach, podwyższanie sprawności układów generujących energię elektryczną oraz wprowadzanie i rozwijanie nowych wysokosprawnych instalacji energetycznych. Niską emisją CO_2 oraz wysoką sprawnością wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się ogniwa paliwowe. Technologie ogniw paliwowych są dość mocno rozwijane, a aktualne trendy ukierunkowane są na zastosowanie tych układów do celów energetycznych. Ogniwa paliwowe, poza energią elektryczną, generują także energię cieplną. Z tego względu układy takie mogą pracować w kogeneracji, co zwiększa ich sprawność.

W niniejszym referacie przeanalizowano możliwość wykorzystania energii cieplnej generowanej w ogniwie paliwowym typu PAFC do zasilania układu ORC (*Organic Rankine Cycle*). W pracy założono, że analizowane ogniwo zasilane jest paliwem pochodzącym ze zgazowania biomasy. Ogniwo PAFC to ogniwo, w którym elektrolitem jest kwas fosforowy o wysokim stężeniu. Ze względu na przewodność tego elektrolitu oraz trwałość ogniwa optymalna temperatura pracy tego ogniwa wynosi 150-200°C. Czynnik chłodzący ogniowo o takiej temperaturze z powodzeniem można wykorzystać do zasilania układu ORC. W analizie uwzględniono różne organiczne czynniki obiegowe układu ORC. Obliczenia dotyczące mocy elektrycznej generowanej w układzie ORC oraz sprawności tego układu, w celach porównawczych, dokonano dla kilku czynników z grupy tzw. czynników suchych oraz kilku z grupy czynników mokrych. W pracy przyjęto, że w układzie ORC realizowany jest podkrytyczny obieg Clausiusa-Rankine'a, w którym skraplanie czynnika organicznego odbywa się w temperaturze 30°C. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs,
Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

Technologia energetycznego wykorzystania produktu ubocznego powstającego przy produkcji bioetanolu*

Technologia opracowana w ramach Programu Strategicznego „*Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*" w pracach Zadania Badawczego nr 4 „*Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych*".

Zaproponowana technologia energetycznego wykorzystania wywaru gorzelnianego pozwala na spalanie wywaru odwodnionego mechanicznie do wilgotności 60%, bez konieczności suszenia termicznego i bez udziału paliwa pomocniczego.

Wywar gorzelniany może być źródłem energii cieplnej, zużywanej w procesie destylacji alkoholu. Wartość energetyczna tego odpadu jest wystarczająca na pokrycie zapotrzebowania na energię procesu destylacji. Zastąpienie paliw kopalnych odwodnionym mechanicznie wywarem gorzelnianym, będącym biomasą, pozwoli poprawić efektywność energetyczną produkcji bioetanolu, obniżyć udział energii paliw kopalnych w produkcji bioetanolu, wyeliminować emisję CO_2 z procesu produkcji, uzyskać oszczędności na paliwie oraz uprościć proces technologiczny.

Obecnie technologia jest w fazie badań na instalacji pilotowej w skali półtechnicznej, których celem jest dobór i optymalizacja parametrów procesu zgazowania, takich jak temperatura, strumień powietrza do zgazowania, gabaryty urządzeń w stosunku do wymaganej mocy. Wyniki uzyskane w tych badaniach będą stanowić dane wyjściowe do zaprojektowania instalacji w skali technicznej, gotowej do wdrożenia. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Izabella Maj, dr inż. Piotr Ostrowski, mgr inż. Michał Polok,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Analiza procesu konwersji termicznej paliw alternatywnych - biomasy oraz odpadów przemysłowych i komunalnych*

Unia Europejska stawia krajom członkowskim restrykcyjne wymagania dotyczące udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Biorąc pod uwagę obecnie obowiązujące regulacje prawne, ceny energii elektrycznej i ciepła oraz stosowane wsparcie finansowe największym potencjałem do wykorzystania w Polsce jest przede wszystkim biomasa. Równie istotny jest problem energetycznego wykorzystania odpadów, ponieważ znaczne ich ilości, pomimo dużego potencjału energetycznego, są bezpowrotne tracone na wysypiskach, będąc jednocześnie obciążeniem dla środowiska. Możliwość rozwiązania tego problemu stworzyć może powiązanie interesów i działań posiadaczy odpadów z ewentualnymi wytwórcami energii w sposób umożliwiający racjonalną termiczną konwersję akceptowalną przez nich pod względem ekonomicznym i technicznym. W artykule przedstawiono wyniki badań paliw alternatywnych (biomasy oraz odpadów komunalnych i przemysłowych) pod kątem ich podatności do termicznej konwersji przy użyciu spalin jako czynnika konwertującego, w celu ich wykorzystania do pośredniego współspalania w kotłach energetycznych.

Badania przeprowadzone zostały w laboratoryjnym reaktorze zaprojektowanym i wykonanym specjalnie do tego celu. Jako czynnik zgazowujący użyte zostały modelowe spaliny, pochodzące ze spalania węgla kamiennego. Dla procesu prowadzonego w reaktorze przemysłowym spaliny pobierane będą z ciągu konwekcyjnego kotła, a gaz wynikowy po konwersji recyrkulowany będzie do komory spalania (sposób i instalacje chronione są patentami opracowanymi w Politechnice Śląskiej).

Badaniom poddane zostało kilka rodzajów paliw alternatywnych o znanym składzie. Wyniki badań dostarczyły informacji o przydatności tych paliw do konwersji termicznej oraz pozwoliły ocenić wpływ wybranych warunków prowadzenia procesu na jego przebieg. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, dr hab. inż. Piotr Lampart, mgr inż. Sebastian Bykuć, dr inż. Mariusz Szymaniak,
Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

Pilotażowe instalacje kogeneracyjne/poligeneracyjne z układem ORC*

Jedną z obiecujących technologii generacji mocy w Gminnych Centrach Energetycznych są układy siłowni realizujące obieg Clausiusa-Rankine'a z zastosowaniem czynników organicznych, tj. układy ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*). Siłownie ORC mogą stanowić podstawowy układ generacji mocy, ale równie dobrze mogą być stosowane do nadbudowy innych układów opartych na silniku spalinowym bądź turbinie gazowej. W pierwszym przypadku źródłem ciepła dla układu ORC jest zwykle kocioł np. biomasowy, w drugim - ciepło odpadowe pochodzące ze spalin silnika lub układu chłodzenia. Wówczas siłownia ORC, pracująca w układzie kombinowanym, pozwala na znaczne zwiększenie sprawności generacji energii elektrycznej.

W ramach Programu strategicznego PS - Z4 w IMP PAN budowane są dwie instalacje pilotażowe:

- poligeneracyjny układ ORC o mocy elektrycznej 100 kW, cieplnej 400 kW, stanowiący model dla kompleksu agroenergetycznego, składający się z kotła, układu oleju termalnego odbierającego ciepło spalin, układu siłowni ORC pracującej na oleju silikonowym MDM z turbogeneratorem, strumienicowego układu chłodniczego oraz przyłącza do sieci energetycznej i ciepłowniczej. W końcowym efekcie siłownia produkuje z ciepła napędowego: energię elektryczną, ciepło użytkowe oraz chłód;
- układ kogeneracyjny gazowo/parowy o mocy 0.5 MWe z silnikiem spalinowym nadbudowanym układem ORC, w ramach którego za silnikiem spalinowym zainstalowany jest kocioł odzysknicowy przekazujący ciepło spalin z silnika do układu oleju termalnego zasilającego niskotemperaturowy układ ORC pracujący na czynniku SES36 z turbogeneratorem. Dodatkowo ciepło chłodzenia silnika wykorzystywane jest na cele ciepłownicze.

Przedstawione urządzenia charakteryzują się znacznym potencjałem wdrożeniowym w zakresie energetyki rozproszonej opartej na lokalnych źródłach energii. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Sławomir Wiśniewski, dr inż. Radomir Kaczmarek,
Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

Analiza porównawcza efektywności pracy układów ORC i parowego zasilanych energią cieplną spalin z turbiny gazowej*

Układy z turbinami gazowymi są coraz częściej wykorzystywane w różnych gałęziach przemysłu, nie tylko w energetyce. Wiele zakładów przemysłowych wykorzystuje turbiny gazowe jako własne źródło energii mechanicznej, elektrycznej i cieplnej. Układy turbin gazowych, z uwagi na potrzeby związane z napędem sprężarki powietrza, charakteryzują się niezbyt wysoką sprawnością wytwarzania energii elektrycznej (nieco powyżej 30% w przypadku prostych układów o niedużej mocy). Kolejną cechą charakterystyczną tych układów jest bardzo wysoka temperatura spalin opuszczających turbinę gazową, przekraczająca w niektórych przypadkach 500°C. Taka temperatura spalin umożliwia wykorzystanie zawartej w nich energii cieplnej do różnych celów technologicznych oraz ciepłowniczych. To sprawia, że w praktyce dość często spotykane są układy gazowo-parowe, czyli układy składające się z zespołu turbiny gazowej oraz sprzężonej z tym zespołem siłowni parowej. Rozwiązania takie stosowane są zazwyczaj w przypadku turbin gazowych dużej mocy, w których dysponujemy dużymi strumieniami spalin.

W niniejszym referacie przedstawiona zostanie analiza efektywności pracy układu ORC sprzężonego cieplnie z turbiną gazową. Przy czym w rozpatrywanym przypadku do zasilania turbiny gazowej wykorzystywany jest gaz będący produktem procesu zgazowania biomasy. W analizie układu ORC uwzględnione zostaną różne czynniki obiegowe - zarówno czynniki mokre, jak i suche. Efektywność pracy układów ORC z różnymi czynnikami organicznymi porównana zostanie z efektywnością pracy siłowni parowej, z wodą jako czynnikiem obiegowym, sprzężonej cieplnym z tym samym układem turbiny gazowej. Ocena efektywności pracy rozpatrywanych układów przeprowadzona zostanie w oparciu o wielkość osiąganej mocy elektrycznej oraz sprawności.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], mgr inż. Paweł Ziółkowski[1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1]
1)Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2)Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

Współpraca elektrowni o mocy 900 MW z układem odzysku ciepła zasilającym ORC*

W pracy analizowane są kwestie związane z wykorzystaniem ciepła odpadowego z bloku energetycznego elektrowni o parametrach nadkrytycznych o mocy 900 MW. Zagadnieniem, naa którym skupiono uwagę jest pełne wykorzystanie potencjału ciepła o mocy 200 MW i temperaturze 90 °C, powstałego w wyniku zagospodarowania ciepła odpadowego w elektrowni. Ciepło to wykorzystane jest do grzania układu ORC. Jest to niewystarczający poziom temperatury, aby uzyskać atrakcyjne sprawności termiczne obiegu ORC i dlatego obieg ten jest dodatkowo dogrzewany ciepłem pary upustowej. W pracy przedstawiono model numeryczny układu hybrydowego łączącego blok nadkrytyczny 900 MWe z obiegiem ORC.

W pracy przedstawiono obliczenia numeryczne bloku nadkrytycznego dla płynu roboczego etanolu, tym razem przy wykorzystaniu dwóch upustów pary wodnej do końcowego odparowania czynnika ORC. Było to podyktowane faktem, że w dotychczasowych pracach etanol, pomimo faktu, że termodynamicznie jest najlepszym z dotychczas wykorzystywanych czynnikiem roboczym, to jednak w konfrontacji z innymi czynnikami okazywało się, że brak jest w instalacji upustów ciepła wymaganej jego ilości, żeby w całości wykorzystać posiadane ciepło odpadowe. Do analizy parametrów eksploatacyjnych obiegu podobnie jak w powyższych opracowaniach posłużono się komercyjnym kodem Aspen Plus.

W pracy przeprowadzono analizę:

- przy zmianie ciśnienia i temperatury nasycenia,
- przy zmianie strumienia masowego płynącego na ORC z pierwszego upustu,
- przy zmianie drugiego upustu i przy zmianach w konfiguracji.

Dla trzech najkorzystniejszych wyników uzyskujemy następujące przyrosty sprawności: - dla obiegu hybrydowego przy strumieniu pary z upustu pierwszego m_1^{extr}= 0,0 kg/s na ORC oraz przy strumieniu pary z upustu drugiego m_2^{extr} =15,3 kierowanego na ORC $\Delta\eta_{re}$ = 1,19%; - dla dwóch oddzielonych układów obieg ORC i blok nadkrytyczny = 1,26%; oraz układu hybrydowego przy pełnej regeneracji kondensatu oraz oddzielnym obiegiem ORC $\Delta\eta_{re}$ =1,26%. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], dr inż. Jan Wajs [2,1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1],
1) Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2) Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

Mikrosiłownia domowa jako źródło energii cieplnej i elektrycznej*

Obiektem rozważań podejmowanych w ramach pracy jest kocioł gazowy sprzężony z laboratoryjnym modułem mikro-ORC. W badaniach zastosowano komercyjny kocioł, przeznaczony do użytkowania w gospodarstwach domowych. Jest to kocioł gazowy firmy De Dietrich (DTG X23N) o mocy cieplnej 25 kW. Przy wyborze kotła jako źródła ciepła kierowano się jak największą popularnością pod kątem mocy grzewczej całej jednostki ORC w gospodarstwach domowych. Głównym celem badań było określenie zakresu temperatur płynu, osiąganych strumieni ciepła oraz sprawności całego układu.

Badania wstępne pokazały, że kocioł gazowy jest w stanie dostarczyć nasyconą/przegrzaną parę etanolu o parametrach niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania jednostki ORC. W opinii autorów może on być zatem wykorzystany jako źródło ciepła w domowych siłowniach mikro-CHP. Jest to bardzo ważny wniosek w świetle dalszych badań nad rozwojem kogeneracyjnych urządzeń domowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Aleksander Sobolewski, Sławomir Stelmach, Tomasz Iluk, Mateusz Szul, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Zgazowanie biomasy w reaktorze ze złożem stałym GazEla - wpływ skali na przebieg procesu*

W artykule autorzy przeprowadzili porównanie wyników eksperymentalnych prac nad zgazowaniem biomasy w 3-strefowym reaktorze ze złożem stałym GazEla. Pilotowa instalacja zgazowania biomasy o mocy 60 kWt, mieszcząca się w IChPW, stanowi zaplecze badawcze dla pracowników Instytutu, pracujących nad rozwojem technologii konwersji paliw stałych w procesie zgazowania. Rezultaty badań doświadczalnych zostały wykorzystane podczas opracowywania założeń dla instalacji demonstracyjnej o mocy 1,5 MWt. W 2011 r. Instytut wraz z firmą Syngaz Sp. z o.o. (jako partnerem komercyjnym oraz inwestorem w tej tematyce) podjął działanie mające na celu budowę oraz rozruch technologiczny demonstracyjnej instalacji zgazowania zintegrowanej z układem CHP. Zebrane podczas pracy instalacji demonstracyjnej wyniki zostały zestawione i porównane z wynikami otrzymanymi podczas badań prowadzonych na instalacji pilotowej. Autorzy przedstawiają wpływ powiększenia skali na pracę reaktora oraz na sposób prowadzenia procesu. Artykuł porusza tematykę zgazowania biomasy drzewnej w procesach energetycznych i związane z tym ograniczenia technologiczne zgazowarki, tak aby zapewniała ciągłość pracy przy utrzymaniu wysokiej całkowitej sprawności układu. Przeprowadzono zestawienie porównawcze różnych rozwiązań reaktorów ze złożem stałym wykorzystywanych w procesach zgazowania. W pracy wzięto również pod uwagę wpływ parametrów produkowanego gazu procesowego na możliwość jego dalszego zastosowania w procesach energetycznych oraz chemicznych, mają one znaczący wpływ na stopień skomplikowania instalacji zgazowania. Wysoka stabilność, łatwość kontroli procesu oraz wysokie parametry wytwarzanego gazu potwierdzają słuszność wybranej przez IChPW koncepcji wykorzystania biomasy dla układów kogeneracyjnych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr., Politechnika Wrocławska
Kierownik projektu „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

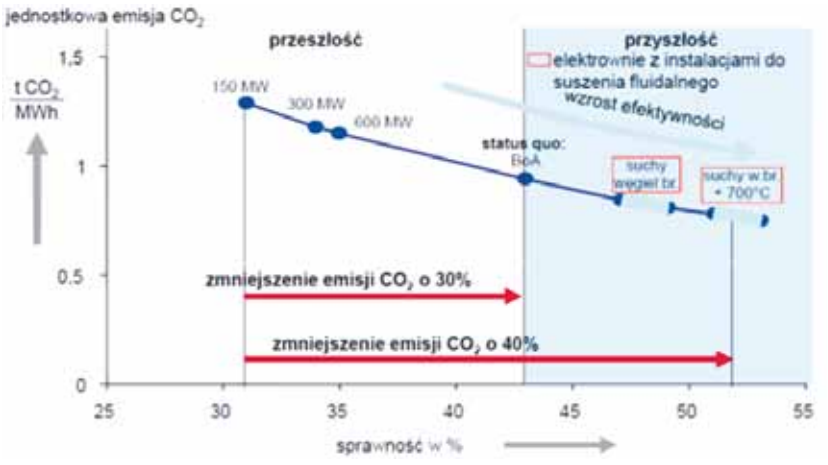
Wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych

Powszechnie uważa się, że węgiel będzie odgrywać kluczową rolę w europejskim i światowym bilansie energetycznym z powodu, że jest najtańszym paliwem kopalnym i o największych zasobach. Zwłaszcza węgiel brunatny, w wielu krajach europejskich, gwarantuje efektywne i ekonomiczne wytwarzanie energii w perspektywie kilkudziesięciu lat. Decyzja polityczna w kierunku dalszego zwiększania udziału energii odnawialnej w UE, wynikająca głównie z wiatru i ogniw fotowoltaicznych, prowadzi do istotnych zmian w strukturze systemu energii elektrycznej w Europie. Potrzebne będą nowe inwestycje w nową infrastrukturę, zdolną do zapewnienia stabilności sieci energetycznej. Elektrownie węglowe będą zmuszone do większej ich elastyczności, w tym obniżenia minimum technicznego, w wyniku zmian strukturalnych produkcji energii.

Jednocześnie elektrownie na węgiel brunatny muszą podjąć działania w kierunku minimalizacji ich oddziaływania na środowisko poprzez wzrost wydajności netto - sprawności i zmniejszenie emisji gazów spalinowych, w tym obniżenie emisji CO_2.

Wstępne suszenie węgla brunatnego do spalania lub współspalania w kotłach istniejących i nowych elektrowniach jest uważane za kluczową technikę, do osiągnięcia wyżej wymienionych celów. Stąd też, w zależności od rodzaju węgli, konieczne jest opracowanie nowych technicznych koncepcji suszenia węgla brunatnego w zastosowaniu do istniejących bloków, jak i do nowych, w celu uzyskania większej ich elastyczności oraz sprawności.

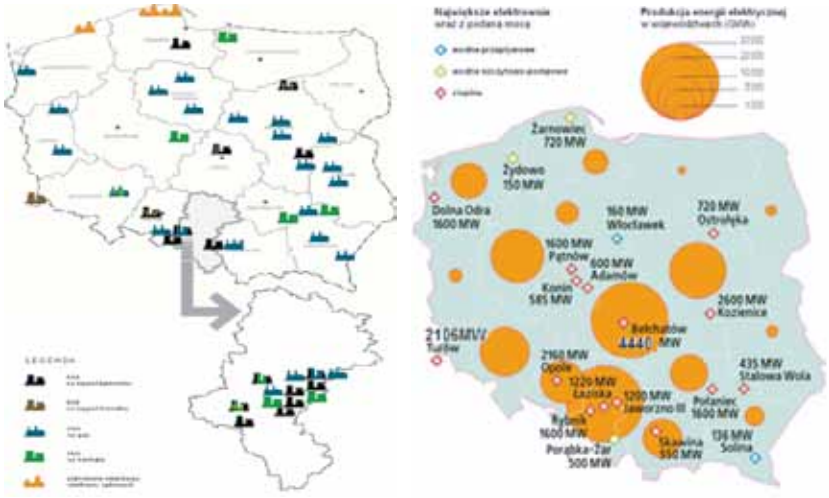
Nowe bloki na węgiel brunatny, w tym w technologii spalania tlenowego, wymagają wstępnego suszenia węgla brunatnego. Spalanie wstępnie suszonego węgla pozwala na znaczne poprawienie sprawności, w tym redukcję CO_2, co pokazuje rysunek 1.



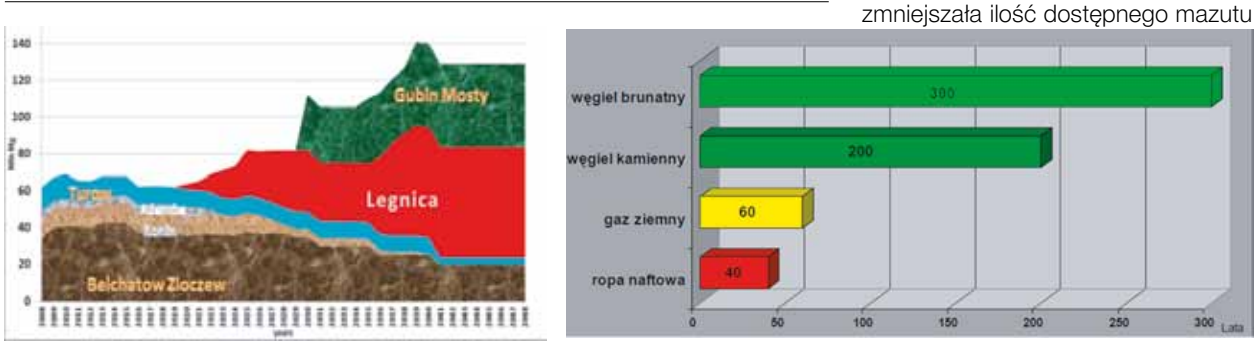
1. Spalanie wstępnie suszonego węgla pozwala na znaczne poprawienie sprawności, w tym redukcję CO2 Źródło: VGB, RWE

Istotnym zagadnieniem dla istniejących bloków jest integracja układu suszenia w układ bloku energetycznego. W Polsce około 30% energii pochodzi z elektrowni opalanych węglem brunatnym. Struktura produkcji energii w Polsce jest przedstawiona na rysunku 2. Ponadto zasoby węgla brunatnego są też ogromne - patrz rysunek 3.

Skala problemu poprawy sprawności bloków elektrowni opalanych węglem brunatnym jest ogromna, po pierwsze z powodu ilości produkowanej energii w Polsce i świecie (patrz rysunek 3a i b) i po drugie z powodu ekonomii oraz dostępności źródeł węgla brunatnego tj. zasobów - patrz rysunek 3b.



Rys. 2. Produkcja energii w Polsce - elektrownie opalane węglem kamiennym i brunatnym



Rys. 3. Zasoby węgla brunatnego w Polsce (a) i w świecie - perspektywa czasowa (b)

Dodatkowym efektem opracowania skutecznych i efektywnych technologii suszenia węgla brunatnego może być zastosowanie wysuszonego węgla w innych sektorach przemysłu, w tym również w różnego rodzaju piecach.

Chociaż dotychczas opracowano kilka technologii suszenia węgla brunatnego, tylko kilka z nich testowano w skali półprzemysłowej, a nawet udało się zrealizować je w skali przemysłowej. Jednakże niemal wszystkie proponowane technologie wymagają skomplikowanych układów i części ciśnieniowych oraz zastosowania specjalnych stali na wymienniki ciepła. W rezultacie większość opracowanych technologii suszenia można zastosować tylko w nowych blokach, w których oczekuje się dużego wzrostu sprawności, aby skompensować wysokie koszty inwestycyjne. Natomiast polska energetyka węglowa posiada większość starych bloków w wieku ponad 10 lat.

Problem spalania wstępnie suszonego węgla w układzie bloku wpisuje się w działania w skali świata redukujące emisję CO_2. Zastosowanie suszenia węgla w układzie bloku poprawia jego sprawność. Obecnie przed podaniem do młyna węgiel jest suszony wstępnie za pomocą spalin w rurosuszarce. Skuteczność suszenia w rurosuszarce jest niska. Według różnych badaczy i badań własnych, wstępne zintegrowane suszenie węgla brunatnego umożliwia wzrost sprawności bloku i kotła o 3-5% oraz spadek emisji NOx, CO_2, SO_2 i Hg, zmniejszenie: strumienia wody w chłodni kominowej, potrzeb własnych elektrowni, erozji przewodów spalin, temperatura spalin za kotłem jest niższa, mniejszy jest strumień spalin i moc wentylatorów spalin, zwiększa się sprawność odpylania ze względu na mniejszą prędkość spalin, nowobudowane bloki mogą być mniejsze. Zastosowanie wyników z badań nad suszeniem węgla brunatnego może zmniejszyć negatywny wpływ na środowisko poprzez zmniejszenie emisji zanieczyszczeń w wyniku zmniejszenia zużycia węgla o około 500-950 tyś. ton rocznie. Suszony węgiel może być dodatkowo użyty do rozpalania kotła w miejsce mazutu. Technologie przeróbki ropy naftowej zmierzają do coraz lepszego jej wykorzystania, stąd będzie się zmniejszała ilość dostępnego mazutu do rozpalania kotła. Efektem dodatkowym projektu jest możliwość produkcji suszonego węgla na rynek. Suszenie węgla jest również przewidywane w technologii spalania w czystym tlenie OxyFuel.

Tak więc tanie, niezawodne i konkurencyjne koncepcje wstępnego suszenia, które mogą być instalowane w istniejących elektrowniach węgla brunatnego i mogą być używane jako opcja doposażenia w kierunku zwiększenia elastyczności i zmniejszenia emisji, nie są dostępne na rynku międzynarodowym. Nowa innowacyjna metoda suszenia węgla wykorzystująca ciepło odpadowe jest niezbędna elektrowniom opalanym węglem brunatnym.

Opracowanie innowacyjnej technologii suszenia stanowi generalny cel projektu pt. „Wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych" realizowanego na Politechnice Wrocławskiej w konsorcjum z Politechniką Opolską, Instytutem „Poltegor" i Elektrownią Turów. Głównym finalnym celem projektu jest opracowanie koncepcji nowych technologii suszenia węgla brunatnego w szczególności przy zastosowaniu niskotemperaturowych źródeł ciepła.

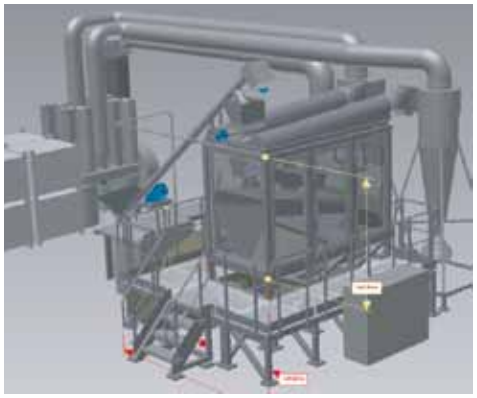
Zakres prac badawczo-rozwojowych obejmuje:

- Badania nad właściwościami węgli brunatnych i kinetyki suszenia dla wybranych węgli w zależności od temperatury końcowej suszenia i szybkości nagrzewania, w tym określenie kinetyki suszenia węgla w zależności od specyficznych warunków metody suszenia. Badania laboratoryjne dostarczyły danych, co do kinetyki suszenia w zależności od temperatury czynnika suszącego, (w badanym zakresie 35-80°C) oraz zużycia energii potrzebnej do suszenia w zależności od rodzaju suszarki.
- Badania w skali laboratoryjnej dla trzech różnych koncepcji suszenia węgli brunatnych (ksylitowych i ziemistych). Badania przeprowadzono w reaktorze obrotowym, wirowym fluidalnym, fluidalnym z układem wstępnego usuwania wilgoci metoda „impingingjet".
- Badania modelowania numerycznego, a w rezultacie opracowanie koncepcji suszarki pilotowej.
- Analiza potencjalnych źródeł ciepła odpadowego w elektrowni.
- Wybór optymalnej technologii ze względu na skuteczność suszenia i koszty całkowite.
- Kolejnym szczegółowym celem jest analiza wykorzystania wysuszonego węgla do rozpalania kotłów, jak również analiza właściwości wysuszonego węgla brunatnego pod kątem zastosowań w energetyce węgla kamiennego, tj. w rezultacie do obniżenia kosztów produkcji energii.
- Opracowanie technicznej koncepcji suszarki pilotowej oraz projektu konstrukcyjnego i wykonanie pilota.

W rezultacie w oparciu o wyniki badań i obliczeń numerycznych (rys.4) opracowano projekt i wykonano pilotową suszarkę fluidalną, której schemat przedstawia rysunek 5.

Rys. 4. Profile prędkości cząstek węgla w przekrojach poziomych i pionowych, m/s oraz trajektorie przepływu powietrza, m/s

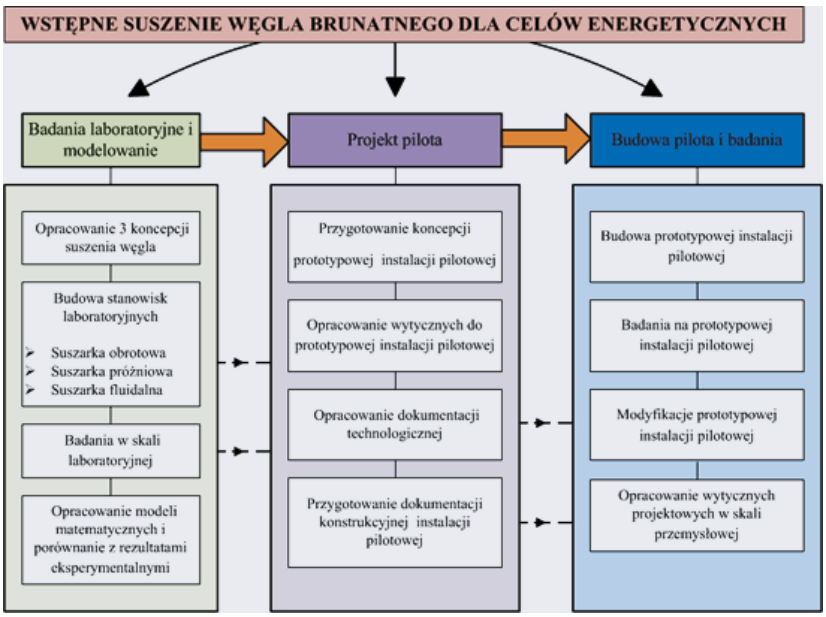
Podsumowanie programu projektu



Rys. 5. Widok instalacji suszarki pilotowej

Projekt obejmuje wszystkie aspekty związane z problemem suszenia węgla brunatnego, biorąc pod uwagę rodzaj węgla, dostępne źródła ciepła w powiązaniu z ekonomią procesu oraz wydajnością suszenia dla strumieni węgla koniecznych dla energetyki.

W rezultacie wynikiem ma być koncepcja i wytyczne projektowe dla suszarni w skali przemysłowej. □



dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**, Politechnika Opolska

Modelowanie ekspansji złoża fluidalnego w procesie suszenia węgla brunatnego*

Słowa kluczowe: fluidyzacja, suszarnie fluidalne, badania symulacje przepływów wielofazowych, weryfikacja obliczeń.

W artykule zostanie przedstawiony model matematyczny opisujący przepływ dwufazowy typu gaz - ciało stałe odpowiadający zjawiskom fluidyzacji wraz z towarzyszącym mu zjawiskiem dyfuzji wilgoci od fazy stałej do gazowej. Autorzy przedstawią ponadto przykład wykorzystania zaproponowanego modelu w badaniach związanych z parametryzacją procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym. W tym celu zostanie przedstawiona implementacja modelu w geometrii 3D odpowiadającej wymiarom i kształtom rzeczywistej suszarni węgla brunatnego w środowisku ANSYS. Następnie zostaną przedstawione wybrane wyniki badań symulacyjnych, których celem było określenie między innymi wpływu prędkości i temperatury powietrza w złożu fluidalnym na efektywność procesu suszenia węgla brunatnego. Wyniki badań symulacyjnych poddane zostaną również ocenie ich jakościowej zgodności z uzyskanymi wynikami badań eksperymentalnych co pozwoli autorom potwierdzić przydatność zaproponowanej metodologii badań w doborze optymalnej konstrukcji i parametrów procesu pod kątem minimalizacji zużycia energii. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, dr inż. Stanisław Anweiler, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**, Politechnika Opolska

Wykorzystanie metody DPIV do weryfikacji eksperymentalnej obliczeń numerycznych na przykładzie suszarni węgla brunatnego*

Słowa kluczowe: fluidyzacja, suszarnie fluidalne, badania symulacje przepływów wielofazowych, weryfikacja obliczeń .

W artykule zostanie przedstawiona metodologia prowadzenia badań w zakresie przepływów dwufazowych ziaren węgla i powietrza w suszarkach fluidalnych, w celu określenia niezbędnych właściwości i parametrów przepływowych, zapewniających dużą intensywność procesu suszenia przy jednoczesnym minimalnym zużyciu energii. Badania polegają na wykorzystaniu metod wizualizacji procesu fluidyzacji oraz analizy obrazów uzyskanych w badaniach eksperymentalnych, a następnie wykorzystania ich w procesie budowy i adaptacji numerycznego modelu, opisującego zjawiska przepływów dwufazowych. Badania eksperymentalne przeprowadzono na stanowisku wykonanym z tworzyw przeźroczystych, które odpowiednio oświetlone systemem reflektorów i ekranów pozwala zrealizować akwizycję obrazu metodą jasnego pola. W wyniku uzyskano sekwencje obrazów, przedstawiających ewolucję struktury przepływu płynu dwufazowego gaz-ciało stałe, a następnie zastosowano analizę obrazu metodą DPIV (*Digital Particle Image Velocimetry*). Uzyskane wyniki przyjęto jako kryterium oceny badań symulacyjnych wykonanych w programie ANSYS. Uzyskane wyniki badań symulacyjnych zostaną porównane z wynikami z badań i analizy DPIV w celu weryfikacji. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Marcin Michalski, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**,
Politechnika Opolska

Badanie termokinetyki procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym*

W pracy zostaną przedstawione wyniki badań opisujących termokinetykę procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym. Czynnikiem suszącym węgiel podczas badań laboratoryjnych było powietrze atmosferyczne o temperaturze zmienianej podczas kolejnych testów w zakresie od 20 do 70°C. Dobrany zakres temperaturowy czynnika odpowiada możliwości praktycznego wykorzystania w procesie suszenia tzw. niskotemperaturowych źródeł ciepła dostępnych w elektrowni. Przeprowadzono wiele badań eksperymentalnych dla dwóch węgli brunatnych: ksylitowego z Kopalni Bełchatów i ziemistego z Kopalni Turów dla różnych rozmiarów węgli i dla różnych temperatur powietrza. W oparciu o wyniki badań eksperymentalnych wyznaczono i przedstawiono przykładowe szybkości suszenia w funkcji zmiennej temperatury czynnika i wielkości ziaren. W celu praktycznego wykorzystania wyników w procesie projektowania instalacji suszących w skali technicznej wyznaczono funkcję dwuzmiennych opisującą wartość wilgotności podsuszanego węgla dla dowolnej temperatury czynnika suszącego i w dowolnej chwili czasu trwania procesu. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**, Politechnika Opolska

Energochłonność procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym*

Ocena dowolnej dostępnej technologii suszenia węgla musi zostać poddana ocenie energochłonności procesu. Dzięki tej wiedzy przyszły inwestor może dokonywać oceny przydatności danej technologii w swoich konkretnych warunkach pozyskania energii niezbędnej do prawidłowej pracy urządzeń. Autorzy dysponując laboratoryjną instalacją doświadczalną własnej konstrukcji, przeprowadzili szereg testów na podstawie których wyznaczyli funkcje opisujące zużycie energii cieplnej i elektrycznej w dowolnej chwili trwania procesu suszenia. W artykule zostaną przedstawione funkcje opisujące wpływ wielkości ziaren, czasu i parametrów suszenia na energochłonność procesu oraz sposób wyznaczania optymalnych warunków suszenia z punktu widzenia minimalnego zużycia energii. Badania wykonano dla dwóch różnych węgli pobranych zza kruszarek w Elektrowni Turów oraz Bełchatów. Proces suszenia realizowano w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

Badania procesu suszenia w obrotowej instalacji laboratoryjnej, określenie efektywności suszenia w zależności od parametrów procesu*

W pracy zawarto wyniki eksperymentalnych badań nad efektywnością procesu suszenia węgla brunatnego w suszarce obrotowej. Jako czynnika suszącego użyto powietrza o zmiennej temperaturze. Badania eksperymentalne przeprowadzono dla węgla brunatnego z Kopalni Turów. Badano wpływ różnych parametrów takich jak (temperatura powietrza, prędkość obrotowa rury, kąt pochylenia rury, strumień powietrza, strumień węgla) na efektywność suszenia. Wykonano krzywe kinetyk suszenia dla przeprowadzonych eksperymentów. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, dr inż. Janusz Lichota, Politechnika Wrocławska

Badania procesu suszenia w fluidalnej instalacji laboratoryjnej „Torbed"za pomocą niskotemperaturowego powietrza*

W pracy zawarto wyniki eksperymentalnych badań nad efektywnością procesu suszenia węgli brunatnych w instalacji suszącej z reaktorem typu „Torbed", tj. zawirowane złoże fluidalne z przepływem toroidalnym. Suszarka w skali laboratoryjnej pracuje w sposób cykliczny, jednorazowo susząc ok 2,5 kg węgla. Jako czynnika suszącego podczas testów używano powietrza o relatywnie niskich temperaturach. Badania eksperymentalne przeprowadzono dla węgli brunatnych z Kopalni Bełchatów i Turów. Badano wpływ różnych parametrów, takich jak temperatura powietrza, strumień powietrza, pochodzenie węgla - na efektywność suszenia. Opracowano i porównano kinetykę suszenia i zużycie energii podczas suszenia. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Damian Ławniczak,
Politechnika Wrocławska

Wpływ współspalania podsuszonego węgla brunatnego na pracę kotła energetycznego*

W artykule zaprezentowano zerowymiarowy model kotła energetycznego, przeprowadzono przykładowe obliczenia pracy kotła i analizę uzyskanych wyników obliczeń. Obliczenia pokazują wpływ współspalania podsuszonego węgla na sprawność energetyczną kotła, strumień paliwa, strumień powietrza do spalania i strumień spalin. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Michał Ostrycharczyk, mgr inż. Marcin Michalski,
Politechnika Wrocławska

Przegląd różnych metod i technologii suszenia węgla brunatnego*

W pracy przedstawiono różne technologie suszenia węgla brunatnego dostępne w skali badawczej i przemysłowej. Przeanalizowano parametry pracy urządzeń stosowanych w energetyce do suszenia węgla brunatnego. W pracy uwzględniono innowacyjne technologie oraz w fazie wdrożeń przemysłowych. Wśród wybranych urządzeń prezentowane są typy suszarek ,takie jak: obrotowa, rurowa, wibracyjna, pneumatyczna, uderzeniowa, fluidalna, młynowa. Szczególną uwagę poświęcono wdrożonym technologiom przemysłowym: WTA, DDWT oraz technologii pracującej w elektrowni Coal Creek Station. Przedstawione urządzenia wykorzystują do suszenia paliwa takie czynniki jak: powietrze atmosferyczne, spaliny oraz parę przegrzaną. W artykule przedstawiono korzyści wynikające z zastosowania innowacyjnych rozwiązań na przykładzie instalacji pilotażowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

Badania suszenia uderzeniowego

Artykuł pokaże wyniki badań eksperymentalnych suszenia węgla brunatnego mających na celu określenie wpływu suszenia uderzeniowego (ang. *impinging jet*) na wilgotność węgla brunatnego. Oprócz badań eksperymentalnych zostanie pokazany zweryfikowany teoretyczny model suszenia węgla dotyczący wymiany masy, tj. ubytku wilgoci w początkowej fazie suszenia. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak,
dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

Wpływ integracji suszarki węgla brunatnego na pracę bloku energetycznego*

Spośród wszystkich metod podnoszenia sprawności, suszenie węgla brunatnego kierowanego do kotła umożliwia uzyskiwanie najwyższych przyrostów sprawności bloku energetycznego. W kotle podczas spalania wilgotnego węgla znaczna część ciepła zużywana jest na odparowanie wilgoci zawartej w paliwie. W artykule przeanalizowano pracę bloku energetycznego zintegrowanego z suszeniem węgla. Ciepło do suszenia węgla pobierane jest z turbiny parowej. W wyniku poboru części pary zmianie ulegają warunki pracy turbiny (zmiana ciśnień oraz strumieni w upustach). Powoduje to obniżenie mocy elektrycznej bloku. Jednakże na skutek zmniejszonego zapotrzebowania na węgiel sprawność bloku rośnie. Przyrost sprawności bloku zależy od zastosowanej metody suszenia oraz stopnia wysuszenia węgla. W pracy przeanalizowano blok energetyczny dużej mocy. □

PROBLEMATYKA DOTYCZĄCA DIAGNOSTYKI MODERNIZACJI REMONTÓW I EKSPLOATACJI SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH

dr inż. Henryk Majchrzak, Grzegorz Tomasik, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Prace rozwojowe i implementacja ich wyników w celu ograniczenia strat w przesyle energii elektrycznej

W związku z dążeniem do podnoszenia efektywności energetycznej sieci przesyłowej, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. wdrażają m.in. nowe rozwiązania przewodów fazowych pozwalające na ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej w swoich sieciach. Nowe konstrukcje przewodów przewidziane są do stosowania przy budowie linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, co ma szczególne znaczenie wobec planów rozwojowych PSE S.A. W latach 2014-2018 zaplanowana jest budowa ok. 2,2 tys. km nowych linii 400 kV (perspektywa ich budowy wybiega poza 2018 r.).

Przedmiotowy projekt realizowany jest etapowo.

Weryfikacja standardowej specyfikacji technicznej przewodów stalowo-aluminiowych

W maju 2013 r., w ramach przeglądu standardowych specyfikacji technicznych dotyczących linii NN, zweryfikowane zostały wymagania techniczne stawiane przewodom stosowanym do budowy nowych linii 400 kV. W ramach wykonanych prac dokonana została m.in. aktualizacja norm, zmiana zapisów wynikających z doświadczeń nabytych w procesach produkcji i przy projektowaniu przewodów oraz przeanalizowane zostały możliwości zastosowania surowców o lepszych parametrach. Skutkiem wprowadzonych zmian, była m.in. zmiana (obniżenie) wymaganej rezystywności drutów aluminiowych, dzięki czemu możliwe stało się obniżenie strat przesyłowych linii o ok. 1,7%.

Zaprojektowanie nowego przewodu dla budowy nowych linii 400 kV

Kolejnym krokiem na drodze wdrażania nowatorskich i proekologicznych rozwiązań jest nowa konstrukcja prze-

wodu fazowego stalowo-aluminiowego pozwalająca na ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej nawet do 15%. Przystępując do opracowania i wdrożenia nowej konstrukcji przewodów, pozwalających na ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej, dokonano szczegółowej analizy i zdefiniowano założenia, zgodnie z którymi nowe przewody do linii elektroenergetycznych 400 kV powinny zostać zaprojektowane. Tym samym określono, że:

- zmiany konstrukcyjne przewodów fazowych w odniesieniu do obecnie stosowanych nie powinny mieć konsekwencji w postaci:
  - zmniejszenia obciążalności prądowej linii,
  - obniżenia wytrzymałości mechanicznej przewodu,
  - zwiększenia obciążeń mechanicznych słupów pochodzących od przewodów,
  - zwiększenia zjawiska ulotu,
  - zmiany średnicy zewnętrznej przewodu,
- możliwie jak najszybsze wdrożenie z uwagi na planowaną rozbudowę sieci 400 kV.

Przy powyższych założeniach opracowana została nowa konstrukcja przewodu fazowego stalowo-aluminiowego z drutami aluminiowymi profilowymi typu ACSR/TW o oznaczeniu 408-AL1F/34-UHST, będąca niskostratnym zamiennikiem konstrukcji AFL-8 350 mm^2 wg wycofanej normy PN-74/E-90083. Konstrukcja ta charakteryzuje się (w odniesieniu do wcześniej stosowanego przewodu):

- 1większym udziałem aluminium,
- drutami stalowymi z ultra wysokowytrzymałych drutów okrągłych pokrytych cynkową warstwą antykorozyjną,
- drutami aluminiowymi profilowanymi w warstwie zewnętrznej.

Specyfikacja dla przedmiotowej konstrukcji przewodu została przyjęta przez Zarząd PSE S.A. w grudniu 2013 r. i jest już wykorzystywana w trwających postępowaniach przetargowych. Obniżenie strat przesyłowych w wyniku wprowadzenia nowej konstrukcji przewodów wpłynie również na redukcję emisji gazów cieplarnianych i tym samym na ochronę środowiska naturalnego. Oznacza to, że przy zastosowaniu nowych przewodów na reprezentatywnej jednotorowej linii 400 kV (określonej jako średnia długość linii 400 kV w KSE, przy średnim obciążeniu prądowym) możemy rocznie zaoszczędzić nawet około 1000 GWh, co odpowiada w przybliżeniu około 1000 ton uniknięty emisji CO_2.

Zastosowanie grafenu w produkcji przewodów dla linii NN

W chwili obecnej trwają prace nad nową generacją przewodów dla linii elektroenergetycznych NN, w których zastosowany zostanie grafen. Praca ta realizowana jest w ramach zawartego w 2013 r. konsorcjum naukowego METGRAF w skład, którego poza PSE S.A wchodzi: Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Instytut Technologii Materiałów Elektronicznych oraz Tele-Fonika Kable Sp. z o.o. S.K.A. Ponadto projekt ten uzyskał pozytywną opinię Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Opracowanie nowej technologii wytwarzania kompozytów aluminium-grafen o ponadstandardowej przewodności elektrycznej i cieplnej to koleiny krok przy zwiększeniu obciążalności prądowej linii elektroenergetycznych

i obniżaniu strat przesyłu. Wyników prac badawczych i oceny możliwości ich implementacji w praktyce spodziewamy się w przeciągu 3 lat.□

prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

Matematyczne modelowanie procesów w instalacje biogazowe

W artykule przedstawiono model matematyczny procesu wytwarzania biogazu, a także identyfikację tego modelu dla różnych rodzajów substratu i jego wilgotności dla różnych warunków pracy biogazowni. Na podstawie wyników modelowania numerycznego procesu produkcji biogazu opracowano rekomendacje dotyczące wyboru trybu pracy biogazowni, jednego z głównych elementów instalacji bioenergetycznej. W pracy przeanalizowano wyniki obliczeń parametrów biogazowni w trybach ciągłym i periodycznym oraz pokazano, że w celu zapewnienia niezawodnego funkcjonowania elektrowni należy wziąć pod uwagę następujące cechy:

- trybowi pracy periodycznemu odpowiada maksymalna objętość biogazu, który jest generowany z jednej tony substratu,
- trybowi pracy ciągłemu odpowiada maksymalna średnia wydajność biogazu i minimalny czas trwania procesu wytwarzania biogazu (nie więcej niż 6 dób), przy całkowitej fermentacji biomasy. □

prof. dr hab. Anton Mazurenko, prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

Analiza egzergetycznych parametrów biogazowej instalacji energetycznej

The article presents the technique of exergy analysis for various schemes of biogas power plants. The study includes results of calculation and analysis of the exergy characteristics of gas turbine plant, combined cycle plant with discharge of gas to the boiler and combined cycle plant with high-temperature steam generator and intermediate superheater. A comparison of exergy cycle parameters of various biogas plants is considered.

In the paper is grounded why the combined cycle plant with a steam generator and high-temperature reheat of steam is the most effective at exergy parameters. This is explained by the fact that two parts of thermal energy from combustion products incoming to steam cycle and to gas cycle is are approximately equal as opposed to traditional combined-cycle power plants.

Słowa kluczowe: charakterystyki egzergetyczne, siłownia biogazowa, wysokotemperaturowy generator parowy, pośrednie przegrzewanie pary.

W artykule opisane są trzy warianty siłowni biogazowych, które zasilane są energią z biomasy w postaci biogazu. Wykonano analizę sprawności różnych schematów siłowni biogazowych, które pozwalają zamieniać tradycyjne zasoby energetyczne i polepszyć stan środowiska przyrodniczego. Analiza wyników obliczeń oraz zestawienie cykli siłowni biogazowych pokazuje, że cykl siłowni gazowo-parowej z pośrednim przegrzewaniem pary i wykorzystaniem wysokotemperaturowego generatora parowego jest najbardziej efektywny gdyż jego wskaźniki egzergetyczne są najkorzystniejsze. Wynika to z faktu, że tradycyjny układ gazowo-parowy umożliwia zwiększenie skuteczności za pomocą wykorzystania potencjału temperatury gazów, które wychodzą z turbiny gazowej dla generacji pary wodnej roboczej do turbiny parowej dla napędu prądnicy. Cieplny schemat układu biogazowo-parowego pozwala na wykorzystanie wysokotemperaturowego turbo-generatora parowego, który znajduje się na wyjściu z turbiny gazowej. Wykazano, że część cieplnej energii produktów spalania, którą zużywa cykl parowy, zwiększa się dwa razy. W skutek ponownego podziału cieplnej energii produktów spalania między cyklem parowym a cyklem gazowym, na korzyść efektywniejszego cyklu parowego, skuteczność układu gazowo-parowego zwiększa się w porównaniu do tradycyjnego schematu o 6%. Przy optymalnych parametrach ciśnienia i temperatury dla gazowo-parowego cyklu efektywność zwiększa się o 10% co potwierdzono obliczeniami do każdego schematu. □

dr inż. Sławomir Pietrowicz, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, prof. dr hab. inż. Zbigniew Gnutek, Politechnika Wrocławska

Modelowanie dynamiki procesu suszenia cząstki węgla w złożu fluidalnym*

W pracy przedstawiony zostanie jednowymiarowy model proces suszenia węgla w złożu fluidalnym w stanach nieustalonych. Obliczenia zostaną przeprowadzone w szerokim zakresie wartości ciśnień pracy złoża, począwszy od wartości mniejszych od ciśnienia atmosferycznego, kończąc na wartościach wyższych. Dodatkowo w celu wyznaczenia wartości średniej ciśnienia wokół ziarna węgla zostaną przeprowadzone serie obliczeń numerycznych dla różnych prędkości powietrza omawiającej cząstkę i różnych wartości ciśnienia otoczenia. Wyniki obliczeń zostaną porównane z dostępnymi danymi doświadczalnymi zaczerpniętymi z literatury światowej. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

prof. dr hab. inż. Marek Pronobis, dr hab. inż. Sylwester Kalisz, dr inż. Wacław Wojnar,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Wpływ podsuszania węgla brunatnego na parametry pracy kotła pyłowego

W pracy przedstawiono wariantową analizę wpływu zmiany paliwa na pracę kotła pyłowego wyposażonego w instalację przygotowania pyłu z młynami wentylatorowymi. Analizie poddano kocioł pierwotnie zaprojektowany do spalania węgla kamiennego, który alternatywnie opalany jest standardowym węglem kamiennym, wilgotnym węglem brunatnym oraz podsuszonym węglem brunatnym. Przedstawiono ograniczenia w eksploatacji kotła związane ze zmianą paliwa oraz jej wpływ na charakterystyczne parametry pracy kotła, takie jak rozkład temperatury wzdłuż drogi spalin, temperatury pary, sprawność oraz zużycie paliwa. □

Ryszard Borkowski, Polskie Stowarzyszenie Wykonawców Izolacji Przemysłowych

Wpływ izolacji termicznych na efektywność energetyczną

Celem niniejszego artykułu jest omówienie wpływu izolacji termicznej na efektywność energetyczną w przemyśle, ciepłownictwie, budownictwie mieszkaniowym, technikach kriogennych, itp. Przez efektywność energetyczną należy rozumieć zapobieganie stratom ciepła. Owa strata ciepła może następować zarówno w czasie jego wytwarzania, przesyłu, jak i wykorzystania. Przytoczone w artykule zasady fizyki dowodzą, że źródłem strat ciepła jest zawsze jego przepływ, który zgodnie z prawem Fouriera odbywa się według następującego równania: $q = - \lambda \Delta T$, gdzie λ - współczynnik przewodzenia ciepła, a ΔT - gradient temperatury.

Gęstość strumienia ciepła w ściance znajdującej się pomiędzy dwoma ośrodkami termicznymi określamy zaś wzorem:

$$q = \frac{\lambda}{g} (T_{s1} - T_{s2})$$

(Ts1 - Ts2), gdzie g - grubość ścianki, Ts1 - temperatura na wewnętrznej powierzchni ścianki, Ts2 - temperatura na zewnętrznej powierzchni ścianki.

Wtedy wartość całkowitego ciepła przewodzonego przez rozpatrywaną ściankę o powierzchni F wynosi: Q = q F - czyli gęstość strumienia pomnożona przez powierzchnię wymiany ciepła i określają go następujące czynniki:

- różnica temperatur pomiędzy zewnętrznymi powierzchniami warstwy izolacji ΔT,
- współczynnik przewodzenia ciepła λ,
- grubość warstwy izolacji g,
- pole powierzchni przepływu ciepła F.

Przepływ ciepła w samej warstwie izolacyjnej jest wynikiem wielu złożonych procesów i odbywa się zasadniczo trzema różnymi pod względem fizycznym sposobami. Zawsze jednak sprawa izolacji staje się w ochronie ciepła zjawiskiem kluczowym. Właściwa, czyli odpowiednio dobrana i zwymiarowana oraz należycie wykonana izolacja jest narzędziem ekonomii w energetyce. Ostatnio coraz większego znaczenia nabiera tzw. izolacja ekonomiczna, czyli o odpowiednio dobranej grubości. Generalnie Chodzi o to, aby przez zmniejszenie wartości strumienia traconego ciepła, podejście do izolacji ukierunkować na sposób oszczędzania energii. W przeważającej liczbie analizowanych przypadków będziemy mieli do czynienia z koniecznością zastosowania pogrubionej w stosunku do tradycyjnej warstwy izolacji. Najbardziej ogólnie sformułowany problem ekonomicznej optymalizacji grubości warstwy izolacyjnej polega na tym, aby wzrostowi kosz-

tów tej zwiększonej grubości izolacji towarzyszył spadek kosztów traconego ciepła w czasie eksploatacji urządzenia. Zaprezentowane obliczenia wskazują na osiągnięcie takiej możliwości. Służy temu bieżąca wartość netto NPV *(Net Present Value)* otrzymana przez zdyskontowanie oddzielnie dla każdego roku przepływów pieniężnych w całym okresie eksploatacji przedsięwzięcia wyposażonego w izolację ekonomiczną. Analizę tę ilustruje wykres polegający na zastąpieniu grubości izolacji rurociągu pary Ø 324 mm i temperaturze wewnętrznej 385°C ze 150 mm, jako tzw. tradycyjnej na wynikającą z obliczeń tzw. ekonomiczną „g" wynoszącą 230 mm. Wstępnie poniesione wyższe nakłady już po 37 miesiącach zostają zrównane z kosztami izolacji tradycyjnej, by później poprzez redukcję kosztów energii przynieść pokaźne zyski. Ekonomiczna izolacja to nie tylko przecież ograniczenie strat ciepła dla osiągnięcia określonych efektów finansowych, ale także zmniejszenie zużycia pierwotnych surowców. energetycznych i ograniczenie emisji CO_2 do atmosfery, a co za tym idzie ograniczenie wpływu na przebieg zmian klimatycznych. □

dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych,
dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, Politechnika Opolska

Adaptacja metody LCC na potrzeby klasyfikacji linii energetycznych

Racjonalne planowanie budżetu eksploatacji linii energetycznych powinno opierać się o analizy ekonomiczne prowadzące do ustalenia ekonometrycznej klasyfikacji linii energetycznych. Jedną z metod, które pozwalają na porównanie kosztów w całym okresie eksploatacji linii jest wykorzystanie modelu LCC *(Life Cycle Cost)*.

W artykule przedstawiono sposób adaptacji modelu na potrzeby zastosowania go w obszarze oceny linii przesyłowych. Podejście to uwzględnia kilka etapów, do których należy zaliczyć:

- przygotowanie danych wejściowych (opis analizowanego systemu, identyfikacja głównych faz życia, identyfikacja kosztów),
- opracowanie modelu i wykonanie obliczeń,
- analizę wyników ze szczególnym uwzględnieniem identyfikacji przyczyn obszarów o wysokich kosztach,
- prezentację wyników i propozycję optymalnego rozwiązania.

Model przystosowany dla potrzeb linii energetycznych obejmuje pięć składowych kosztów: inwestycyjnych, operacyjnych, utrzymania (diagnostyka i remonty: CBM, TBM oraz nieplanowe), awarii i likwidacji.

Prognoza kosztów w horyzoncie 50 lat dla linii zastępczej o długości 100 km, której dane techniczne zostały przyjęte w oparciu o specyfikację istniejących linii 400 kV, wykazała, zgodnie z oczekiwaniami, że największy udział w kosztach całego okresu życia miały koszty inwestycyjne i operacyjne (ok. 85%). Interesujący okazał się składnik związany z awaryjnością. Analiza awarii w systemie przesyłowym wykazuje jednoznacznie, że największa liczba oraz czas trwania zdarzeń ma miejsce w miesiącach zimowych. Wskazuje to jednoznacznie na potrzebę przeprowadzania obliczeń nie tyle w oparciu o dane techniczne konstrukcji linii, co o szczegółowe dane konkretnych torów prądowych lub nawet wybranych ich odcinków. Tylko takie podejście umożliwia uwzględnienie specyfiki danej lokalizacji i identyfikację wpływu zimowych obciążeń atmosferycznych na strukturę kosztów związanych z daną linią.

Indywidualne podejście w czasie wykonywania oceny efektywności ekonomicznej jest konieczne do osiągania optymalnych wyników ekonomicznych, wymaga jednak prowadzenia ciągłej i usystematyzowanej dokumentacji. Jest to warunek konieczny do komputerowego wsparcia podejmowania decyzji w omawianym obszarze. □

mgr inż. Łukasz Grzesik, Instytut Informatyki i Automatyki, Politechnika Opolska

Analiza ekonomiczna systemu grzewczego opartego na odnawialnych źródłach energii*

Obecnie coraz częściej do ogrzania domów i przygotowania ciepłej wody użytkowej stosuje się hybrydowe systemy grzewcze składające się z dwóch różnych odnawialnych źródeł energii. W celu przeprowadzenia analizy ekonomicznej wykonano komputerowy model przykładowego systemu grzewczego zbudowanego z pompy ciepła oraz kolektora słonecznego, które zainstalowane są w domu jednorodzinnym.

Do zamodelowania oraz wykonania symulacji działania systemu grzewczego wykorzystano oprogramowanie Polysun. Zamodelowany system składa sie z dwóch niezależnych od siebie źródeł odnawialnych, tj. pompy ciepła (geoTHERM VWS 81/2 firmy Vaillant) oraz dwóch kolektorów słonecznych (Vitosol 100-F firmy Viessmann).

Instalacja grzewcza zainstalowana jest w budynku jednorodzinnym dwukondygnacyjnym z użytkowym poddaszem, a dach jest spadzisty o nachyleniu 45°. Powierzchnia użytkowa budynku wynosi 81 m^2. Obiekt znajduje się w Opolu, czyli w III strefie klimatycznej, gdzie średnioroczna temperatura zewnętrzna wynosi około 20°C.

Analiza stopnia opłacalności hybrydowego systemu grzewczego jest trudna, gdyż wymaga uwzględniania wielu czynników technicznych, ekonomicznych oraz klimatycznych. Najistotniejszymi jednak parametrami jakie należy uwzględnić w analizie ekonomicznej są koszty związane z zakupem oraz instalacją systemu grzewczego, jak i koszty związane jego eksploatacją. Łączna kwota instalacji omawianego systemu grzewczego wyniesie 49 805 PLN. W skład kosztów eksploatacyjnych zalicza się koszt zakupu energii elektrycznej potrzebnej do działania systemu grzewczego.

Opierając się na wynikach symulacji, zsumowano zapotrzebowanie na energię elektryczną zamodelowanego systemu grzewczego w poszczególnych miesiącach i uzyskano wynik 3305 kWh. Przy użyciu energii elektrycznej na tym poziomie otrzymano całkowity koszt energii elektrycznej w skali roku równy 1261 PLN. Roczny bilans kosztów eksploatacji, w skład których wchodzą koszty związane z zakupem energii elektrycznej oraz koszty związane z okresowymi przeglądami systemu grzewczego wyniesie więc 1761 PLN.

W celu porównania opłacalności takiego przedsięwzięcia przeanalizowano koszty alternatywnego systemu grzewczego bazującego na spalaniu gazu ziemnego. Roczny koszt eksploatacji systemu grzewczego składającego się z pompy ciepła współpracującej z kolektorami słonecznymi wyniósł 1261 PLN, natomiast roczny koszt eksploatacji systemu grzewczego składającego się z kotła gazowego wyniósł 4773 PLN.

Z zestawienia tego wynika, że koszt eksploatacji systemu grzewczego z gazem jako paliwo jest znacznie wyższy niż koszt układu hybrydowego składającego się z pompy ciepła oraz kolektorów słonecznych i różnica ta wynosi 35091 PLN w ciągu 20 lat eksploatacji. □

**Praca powstała w wyniku realizacji projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"*

dr inż. Tomasz Golec, dr inż. Bartosz Świątkowski, mgr inż. Paweł Kuczyński, mgr inż. Łukasz Cichowlas, Instytut Energetyki

Analiza możliwości współspalania podsuszonego węgla brunatnego w kotle BP-1150

W pracy przeanalizowano techniczne możliwości współspalania poduszonego węgla brunatnego w kotle BB-1150 w Elektrowni Bełchatów. Określono maksymalny udziału węgla podsuszonego w strumieniu paliwa do kotła dla trzech przypadków:

- współspalania prostego bez ingerencji w konstrukcję kotła,
- podawania podsuszonego paliwa poprzez autonomiczną instalację,
- współspalania z uwzględnieniem możliwych ingerencji w konstrukcję kotła takich, jak: recyrkulacja spalin czy korekta powierzchni ogrzewalnych.

Dla wszystkich przypadków analizy zostały wsparte modelowaniem numerycznym procesów spalania i wymiany ciepła w kotle. Wyznaczono przyrost sprawności kotła dla analizowanych rozwiązań technicznych i różnych udziałów węgla posuszonego w strumieniu paliwa. □

prof. dr hab. Zdzisław Kabza, Politechnika Opolska,
mgr inż. Lesław Jerzy Kwiatkowski, EUROL Innovative Technology Solutions Sp. z o.o.

Nowe funkcjonalności technologii monitorowania procesów inwestycyjnych i eksploatacyjnych w energetyce, determinowane postępem hybrydowych technik akwizycji topologii

Technologia wdrożona została w wielu elektrowniach należących do Polskiej Grupy Energetycznej i Południowego Koncernu Energetycznego (obecnie TAURON).

Inżynierowie J. Kucz i I. Kulik z Elektrowni Jaworzno III w artykule pt. I*ntegracja zasobu baz danych z modelem przestrzennym kotła,* opublikowanym w materiałach VII sympozjum dotyczącego diagnostyki urządzeń energetycznych Ustroń 5-7 października 2005 r. wysoko ocenili przydatność wymienionej technologii i zaproponowali wieloletni plan wdrożeń. Systematycznie wykorzystywane są najnowsze osiągnięcia wiedzy ze szczególnym uwzględnieniem pionierskich technik obserwacji, pomiarów, rejestracji i informatyzacji. Udoskonaloną technologię wykorzystano przy modernizacji IOS w czasie budowy III ciągu odsiarczania spalin dla bloków 3 i 4 w Elektrowni Jaworzno III.

Opracowana technologia umożliwia zapewnienie spójności procesów projektowania, realizacji, eksploatacji oraz potencjalnych modernizacji obiektów przy zachowaniu uzgodnień dotyczących, kosztów, terminów zawartych w kontraktach, a przede wszystkim zapisanych w SIWZ. Kompleksowa baza wiedzy obiektu budowana jest w jednorodnym środowisku informatycznym.

Proponowana technologia umożliwia:

- pełną weryfikację poprawności technologicznej i kompletności dokumentacji projektowej,
- bieżącą kontrolę zasadności dokonanych zmian technologicznych w dokumentacji projektowej w czasie prac badawczo-modernizacyjnych,
- bieżącą kontrolę poprawności wykonania prac budowlano-montażowych,
- integrację z harmonogramami realizacyjnymi oraz zasobami baz danych,
- wykorzystanie modeli przestrzennych w nowoczesnym zarządzaniu obiektami.

Procedury zawarte w technologii umożliwiają ograniczenie przestrzeni spornych pomiędzy inwestorem, a realizatorem.

Innowacyjny charakter technologii integrującej inwestycje, eksploatacje i modernizacje wyróżniony został złotym medalem na IV Międzynarodowej Wystawie Wynalazców w 2010 r. i nagrodą główną na IX Giełdzie Innowacji w kategorii Grand Prix w 2011 r.

W czasie trwania Forum Energetyków GRE 2014 uczestnicy Konsorcjum Naukowo-Przemysłowego, powołanego przez Politechnikę Opolską w 2013 r., zaprezentują wykorzystanie technologii w wielu wdrożeniach przemysłowych. □

Adam Kowalski, Michał Kornasiewicz

Regulacje prawne dotyczące wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO_2

Dyskusja dotycząca technicznych aspektów wychwytywania, transportu i docelowo geologicznego składowania CO_2 jest konsekwencją obowiązujących w Unii Europejskiej regulacji prawnych dotyczących ograniczenia emisji dwutlenku węgla. W treści niniejszego artykułu zostaną przedstawione uregulowania prawne wynikające z nowelizacji ustawy - Prawo geologiczne i górnicze, a także ustawy - Prawo energetyczne, dokonanej ustawą z dnia 27.09.2013 r. Przywołana ustawa nowelizująca implementuje (w określonym zakresie) do krajowego porządku prawnego postanowienia dyrektywy CCS (dyrektywy 2009/31/WE z dnia 23.04.2009 r.). W referacie zostaną przedstawione regulacje prawne dotyczące uzyskania koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie kompleksu podziemnego na składowanie CO_2, koncesji na samo składowanie dwutlenku węgla, a także zasad prowadzenia podziemnego składowiska CO_2. Wobec okoliczności, że dwutlenek węgla po dokonaniu jego wychwy-

tu w procesie spalania węgla (niezależnie od zastosowanej technologii) musi zostać przetransportowany do podziemnego składowiska, w opracowaniu zostaną przedstawione również uregulowania Prawa energetycznego dotyczące prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu CO_2. Na możliwość zastosowania w praktyce technologii wychwytu CO_2, niebagatelny wpływ ma fakt, że przywołane powyżej regulacje prawne dotyczą wyłącznie realizacji tzw. projektów demonstracyjnych. Także ten aspekt zostanie przedstawiony w treści artykułu. □

Andrzej Modzelewski, RWE Polska

Modelowe odzwierciedlenie nowych technologii w elektroenergetyce oraz wpływu energetyki rozproszonej na krzywą KSE

W aktualnych założeniach opublikowanych przez Ministerstwo Gospodarki zakłada się stały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, szczególnie na moc szczytową, przy jednoczesnym wycofaniu części jednostek wytwórczych, które są zdekapitalizowane i nie będą niebawem spełniać norm emisyjnych.

Sprawozdanie z Wyników Monitorowania Bezpieczeństwa Dostaw Energii Elektrycznej (Ministerstwo Gospodarki, 2013) przewiduje, iż przy wycofaniu 6,5 GW mocy do 2020 r., stale rosnącym szczytowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną rezerwa operacyjna może spaść w 2017 r. do poziomu 5%, wobec rekomendowanych 9%. W teorii ekonomicznej taki obraz powinien dawać idealne warunki do inwestycji w nowe moce wytwórcze. Praktyka pokazuje jednak, że europejskie rynki energii zostały znacznie zachwiane poprzez między innymi nadpodaż węgla wywołaną pojawieniem się gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, spadającą dynamiką zapotrzebowania na energię elektryczną w Europie Zachodniej, pojawieniem się znaczącej ilości OZE, które ingerują bezpośrednio w krzywą kosztów krańcowych (*merit order*). Wyżej wymienione czynniki spowodowały, iż inwestowanie w nowe moce wytwórcze stało się niezmiernie ryzykownym przedsięwzięciem, ponieważ obecnie notowane hurtowe ceny energii nie zapewniają należytych przepływów finansowych dla nowych mocy wytwórczych.

Alternatywą, ale oczywiście nie pełnym substytutem dla energetyki systemowej, może być energetyka rozproszona. Dotychczasowo mała energetyka nie była w stanie konkurować z dużymi elektrowniami. Poprzez postęp technologiczny, energetyka rozproszona staje się jednak alternatywą dla energetyki zawodowej. Przewagą małych jednostek jest możliwość pominięcia takich kosztów jak stawki przesyłowe lub dystrybucyjne, co daje dla prosumenta przychody nie tylko z rynku hurtowego, ale koszty całkowite (obrót, dystrybucja, podatki).

Niniejszy artykuł opisuje w jakim stopniu nowe technologie mogą być konkurencyjne oraz jak energetyka prosumencka, aktywne zarządzanie odbiorem poprzez Demand Side Management (DSM) mogą mieć odzwierciedlenie w krzywej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. □

dr inż. Bartłomiej Hernik, Politechnika Śląska

Obliczenia numeryczne kotła OP-150

Przeprowadzono obliczenia numeryczne kotła pyłowego OP-150 Elektrowni Stalowa Wola. Kocioł ten jest opalany pyłem węglowym oraz gazem wytworzonym w przedpalenisku. Model został utworzony w programie CFD Ansys.Fluent. Pomiary kotła na obiekcie posłużyły do walidacji modelu numerycznego. Spalanie części lotnych modelowano według reakcji objętościowych z wykorzystaniem modelu Finite-Rate/Eddy-Dissipation. □

dr inż. Andrzej Mrowiec, Wydział Politechniczny, PWSZ w Kaliszu

Badania doświadczalne wybranych przepływomierzy kolanowych

W artykule przedstawiono przykładowe wyniki badań doświadczalnych wybranych przepływomierzy kolanowych. Podejmując badania, brano pod uwagę to, że głównym ograniczeniem stosowania przepływomierzy kolanowych w pomiarach przemysłowych jest brak dokładnie wyznaczonych charakterystyk przepływowych. Ponadto w literaturze przedmiotu brakuje informacji o tym jaki wpływ na wartości mierzonego strumienia płynu ma tolerancja wymiarów kształtu kolana oraz wewnętrzna chropowatość jego powierzchni jako elementu przepływomierza. Z tego względu nie można zastosować wzorcowania pośredniego, lecz każdy przepływomierz kolanowy należy kalibrować indywidualnie do celów pomiarowych dążąc do uzyskania jak najmniejszej niepewności pomiaru strumienia. Badania doświadczalne przeprowadzano metodą wagową na stanowisku pomiarowym z wymuszeniem przepływu wody pompą wirową przez badane kolana pomiarowe (przepływomierze krzywakowe). Pomiarom poddano dziewięć typoszeregów kolan wykonanych z rur ze stali nierdzewnej o różnym średnim promieniu gięcia, wykorzystywanych np. jako elementy gięte układu instalacji zasilania paliwem lotniczych silników odrzutowych.

Wyniki pomiarów i obliczeń inżynierskich przedstawiono w postaci wykresów przy wybranych bezwymiarowych wartościach przyrostu ciśnienia spiętrzenia jako rozkład względnego błędu obliczenia strumienia objętości (wyznaczonego między strumieniem objętości obliczonym wg zależności inżynierskiej przy przyjętym współczynniku przepływu przepływomierza kolanowego C = 1,0, jak również współczynniku skorygowanym a strumieniem objętości wyznaczonym w czasie przeprowadzonych badań doświadczalnych). □

dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych,
dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Aplikacja wspomagająca planowanie kosztów eksploatacji sieci elektroenergetycznej

Skuteczne podejmowanie decyzji w zakresie planowania kosztów eksploatacji sieci elektroenergetycznej wymaga analiz inwestycyjnych bazujących na kalkulacjach, obejmujących szereg porównań różnych wersji projektów, charakteryzujących się długim horyzontem czasowym, którym towarzyszy wiele niepewności. Wnioskowanie dotyczące oceny ekonomicznej takich inwestycji obejmuje nie tylko finansowy aspekt takich przedsięwzięć, ale również ich znaczenie dla pracy systemu sieci przesyłowych, jego niezawodności i nieprzerwanego działania, dlatego powinno uwzględniać szereg czynników ryzyka, które są z nimi związane. Zaproponowana w artykule aplikacja *„Ocena Efektywności Eksploatacji Linii”* ma za zadanie usprawnić proces analityczny poprzez dostarczenie kompletu informacji do podjęcia wspomnianych decyzji.

Zastosowana metoda oceny kosztów opiera się na ich estymacji w odniesieniu do tak zwanej linii zastępczej, modelowego projektu, który może być opisany za pomocą zespołu parametrów, tak aby końcowy wynik umożliwiał testowanie wielu potencjalnych wariantów inwestycji. Działanie aplikacji oparte na tym modelu pozwala na wyznaczanie kosztów eksploatacji linii elektroenergetycznej, a końcowe wyniki agregowane są za pomocą powszechnie stosowanej metody LCC *(Life-cycle cost)*, pozwalającej na ocenę ekonomiczną linii w całym okresie jej eksploatacji.

Aplikacja *„Ocena Efektywności Eksploatacji Linii”* pozwala na dokładne zdefiniowanie linii przesyłowej, której dotyczy analiza. Wejściowe parametry programu dotyczą między innymi:

- danych technicznych linii (długości linii, liczby słupów mocnych i przelotowych, ilości torów prądowych, rodzaju przewodu, lokalizacji linii, roku budowy - aby pozwolić chociażby na porównanie z już istniejącymi, częściowo zamortyzowanymi instalacjami),
- kosztów inwestycyjnych, operacyjnych i likwidacyjnych (kalkulowanych za pomocą dwóch alternatywnych metod - w oparciu o dane techniczne lub w oparciu o ewidencję księgową),

- kosztów utrzymania, definiowanych osobno dla zdarzeń związanych z remontami i diagnostyką linii (opisywanych zarówno wartościowo, za pomocą kosztów wykonania odpowiednich zadań jak i probabilistycznie, aby skalkulować ryzyko dotyczące projektu),
- kosztów awarii (wyznaczanych na podstawie danych stochastycznych dla konkretnych lokalizacji, aby uwzględnić chociażby większe prawdopodobieństwo wystąpienia awarii związanych z zimowymi obciążeniami atmosferycznymi na niektórych obszarach Polski).

Efektem działania programu, po wykonaniu serii niezbędnych symulacji jest przedstawienie za pomocą wskaźników i w formie graficznej wyznaczonego poziomu efektywności (opisanego rozkładem stochastycznym kosztów, aby umożliwić analizę ryzyka testowanych przedsięwzięć), struktury kosztowej oraz dynamiki inwestycji w kolejnych latach eksploatacji. □

dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych,
dr inż. Michał Tomaszewski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Planowanie działań operatora sieci elektroenergetycznej w celu ograniczania wpływu zimowych zjawisk atmosferycznych

Sieci elektroenergetyczne narażone są na oddziaływanie różnych zimowych zjawisk atmosferycznych, w tym wpływu oblodzenia na przewody napowietrznych linii elektroenergetycznych. W Polsce istnieją sprzyjające warunki do występowania oblodzenia przewodów różnego rodzaju, dlatego celowe jest analizowanie wpływu tego typu zjawisk w celu zmniejszenia ryzyka wystąpienia awarii systemu elektroenergetycznego.

Opracowanie charakterystyki obciążeń zimowych wymaga zgromadzenia odpowiedniego materiału pomiarowego w długim okresie. Podejście takie powinno umożliwić: określenie ryzyka występowania ekstremalnych obciążeń linii elektroenergetycznych powodowanych opadami mokrego śniegu, usprawnienie procesu eksploatacji linii elektroenergetycznych oraz określenie metod i sposobów działania operatorów przy rozległych awariach sieci elektroenergetycznych. W artykule zestawiono publikacje, w których zaproponowano metodykę kalkulowania wielkości oblodzenia linii elektroenergetycznych na podstawie historycznych danych meteorologicznych.

Rys. Obszary podejmowania decyzji (horyzont planowania działań) w zakresie przeciwdziałania zimowym obciążeniom linii elektroenergetycznych

Operatorzy sieci rozdzielczych powinni podejmować odpowiednie działania w celu:

- zwiększenia odporności sieci na ekstremalne obciążenia zimowe (antyicing, deicing, opracowanie wytycznych do projektowania wzmocnionych linii elektroenergetycznych),
- zorganizowania sprawnego zarządzania kryzysowego (systemy ostrzegania, minimalizacja skutków wystąpienia awarii, organizacja sprawnej odbudowy linii).

W artykule przedstawiono kierunki i możliwości działań wspomagających pracę operatora sieci w celu ograniczania wpływu zimowych zjawisk atmosferycznych na linie napowietrzne.

Sprawny system przeciwdziałania skutkom rozległych awarii systemu przesyłowego wymaga zastosowania dedykowanego oprogramowania komputerowego, obejmującego wszystkie fazy zarządzania kryzysowego. Zastosowanie systemów teleinformatycznych w zarządzaniu kryzysowym skutkuje korzyściami takimi jak: możliwość łączenia danych z różnych źródeł (dane meteorologiczne, pomiary stanu linii elektroenergetycznych), możliwość dowolnej, szybkiej filtracji danych, szybki dostęp oraz obsługa danych, wizualizacja danych pozwalająca na szybką ocenę sytuacji, skrócony czas reakcji na zdarzenie, itp. Na podstawie informacji z monitoringu zagrożeń system informacyjny, posługując się modelami matematycznymi i programowymi symulatorami, można opracować wielowariantowe prognozy i scenariusze możliwego rozwoju zdarzeń. W publikacji dodatkowo przedstawiono założenia dla autonomicznego systemu wspierającego działania operatora lub rozbudowy obecnych, funkcjonujących systemów o nowe elementy związane z ograniczaniem wpływu zimowych warunków atmosferycznych na pracę sieci elektroenergetycznej. □

mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski, Zakład Procesów Cieplnych, Instytut Energetyki

Spalanie pojedynczego ziarna węglowego w modyfikowanych atmosferach gazowych

Główną ideą technologii spalania w atmosferze tlenowej O_2/CO_2 jest recyrkulacja gazów spalinowych do komory spalania. Tym samym spalanie odbywa się w mieszaninie O_2/CO_2 zamiast w powietrzu. W rezultacie obecność środowiska gazowego składającego się głównie z CO_2, znacząco wpływa na proces spalania węgla.

Celem opisanych badań było określenie wpływu zmienności składu atmosfery utleniającej na przebieg procesu spalania pojedynczego ziarna węglowego. Eksperymenty prowadzone były na stanowisku laboratoryjnym do badań Spalania Pojedynczego Ziarna w Instytucie Energetyki w Warszawie. Ziarno węgla wprowadzane było do nagrzanej komory reaktora, przez którą przepływał gorący gaz o zadanym składzie. W momencie rozpoczęcia eksperymentu, badane ziarno nagrzewało się od gorącego otoczenia, a następnie ulegało spaleniu. Proces ten obserwowano jako postępujące po sobie spalanie płomieniowe części lotnych i spalanie powierzchniowe pozostałości koksowej. Eksperymenty nagrywano z wykorzystaniem szybkiej kamery, z prędkością rejestracji 1000 klatek na sekundę. W badaniach wykorzystywano mieszaniny gazowe o zadanym składzie, komponowane z N_2, O_2, CO_2 oraz pary wodnej.

Na podstawie przeprowadzonych eksperymentów przeanalizowano wpływ składu atmosfery utleniającej na temperaturę i czas spalania ziarna węglowego. Wykazano, że zmiana atmosfery spalania z powietrznej na atmosferę tlenową powoduje obniżenie temperatury spalania ziarna. Porównywalne temperatury do eksperymentu powietrznego uzyskano dopiero, gdy stężenie tlenu w mieszaninie O_2/CO_2 zostało zwiększone do 27% obj. W eksperymentach z udziałem pary wodnej zaobserwowano wzrost temperatury ziarna, jeśli składnik ten był dodawany do atmosfery tlenowej O_2/CO_2 oraz spadek temperatury ziarna, w przypadku atmosfery powietrznej.

Dane eksperymentalne uzyskane dzięki wykonanym badaniom mogą posłużyć do sprawdzenia i ewentualnej modyfikacji modeli matematycznych dedykowanych procesowi spalania tlenowego O_2/CO_2. □

mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski

Single coal particle combustion in modified atmosphere conditions

The principle of the oxy-fuel technology is based on the idea of flue gas recirculation into the combustion chamber. Hence the combustion takes place in the O_2/CO_2 mixture instead of the air. As a consequence, the coal combustion process is substantially influenced by the presence of CO_2-based gaseous surrounding.

The aim of described study was to determine the influence of the variability in the composition of the oxidizing mixture on the combustion process of single particle of coal. Experiments were carried out in a laboratory rig dedicated to Single Particle Combustion studies at Institute of Power Engineering in Warsaw. Single particle of coal was introduced into the heated up reactor chamber, through which the hot gas of the desired composition was flowing. At the beginning of the experiment, the tested particle heated up from the hot surrounding, which was then followed by the combustion. The observed burning of the particle consisted of sequential combustion of volatiles and combustion of a char. Experiments were recorded with the use of a high speed camera, with the recording speed set up to 1000 frames per second. For the purpose of these studies gas mixtures of desired compositions were used and prepared from N_2, O_2, CO_2 and water vapor.

Based on the experiments, the influence of the oxidizing atmosphere composition on the particle temperature and particle combustion time was analyzed. The study revealed that the alteration of the combustion atmosphere, from air to the oxy-fuel combustion conditions, has caused the decrease of the particle temperature. Temperature comparable to the air atmosphere was obtained only when the concentration of oxygen in the O_2/CO_2 mixture was increased up to 27 % vol.

The experiments involving water vapor addition resulted with observed increase of the particle temperature, when the H_2O component was added to the O_2/CO_2 atmosphere or with observed decrease of the particle temperature, in case of air atmosphere.

Experimental data obtained through this research can be used for the purpose of confirmation and optional modification of mathematical models dedicated to the oxy-fuel combustion process. □

dr inż. Michał Tomaszewski, mgr inż. Michał Krawiec*, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Monitoring linii elektroenergetycznych przy użyciu bezzałogowych urządzeń latających (UAV)

W sieciach elektroenergetycznych, zwłaszcza przesyłowych, celowe jest bieżące monitorowanie najważniejszych linii napowietrznych. Odpowiednio skonfigurowany system monitoringu pozwala na wspomaganie pracy operatora oraz zmniejszenie liczby awarii sieci elektroenergetycznych. Duża część odnotowanych awarii była związana z wpływem zimowych warunków atmosferycznych na przewody linii elektroenergetycznych. Obserwacje publikacji zagranicznych wskazują na rozwój i komercjalizację różnych systemów monitoringu stanu linii elektroenergetycznych, najczęściej wykorzystujących pomiar: temperatury, zwisu, naprężenia, kąta nachylenia przewodów, odkształceń elementów konstrukcyjnych linii, pola elektromagnetycznego, itp. Zainstalowanie takich urządzeń do monitoringu na przewodach linii napowietrznej ma szereg zalet w postaci bezpośredniego pomiaru parametrów. Problem stanowi jednak montaż tych urządzeń na przewodach fazowych linii najwyższych napięć (110-400 kV) oraz wysokie ryzyko ich zniszczenia w sezonie burzowym.

Szeroki rozwój systemów wizyjnych do obserwacji przestrzeni publicznej i różnych obiektów stwarza przesłanki do ich zastosowania w elektroenergetyce w połączeniu z technikami komputerowej analizy obrazu cyfrowego. Pozwala to na kompleksowe rozpoznawanie obiektów i uzyskanie informacji o ich stanie i zachowaniu. W artykule przedstawiono różne rozwiązania wykorzystujące bezzałogowe urządzenia latające *(UAV - Unmanned Aerial Vehicle)* w celu rejestrowania obrazu cyfrowego różnych elementów konstrukcyjnych sieci elektroenergetycznych. W pierwszej części zestawiono tabelarycznie i omówiono istotne cechy omawianych urządzeń. W drugiej części przedstawiono szczegółowo wybrane rozwiązania konstrukcyjne i potencjalne możliwości ich użycia.

Można oczekiwać korzyści z zastosowania tego typu metod do obserwacji wybranych, krytycznych linii o dużym znaczeniu z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Narzędzia monitoringu w postaci bezzałogowych urządzeń latających w połączeniu z kamerą rejestrującą obraz cyfrowy są wystarczające od strony technicznej, a ich koszt zależy od oczekiwanego zasięgu (czasu) pracy i precyzji rozpoznawania obrazu (właściwości układu optycznego, rozdzielczość obrazu cyfrowego).

Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego” □

mgr inż. Marek Wasilewski, dr Anna Duczkowska-Kądziel, dr hab. inż. Jerzy Duda, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Analiza sprawności odpylaczy cyklonowych z wykorzystaniem modelowania CFD oraz modeli teoretycznych

W pracy zaprezentowano wyniki analizy sprawności odpylaczy cyklonowych stosowanych w procesie wypalania klinkieru. Do badań wykorzystano cyklony I stopnia wchodzące w skład cyklonowego wymiennika ciepła. Prace podzielono na dwa etapy. W pierwszym zastosowano technikę modelowania numerycznego *(Computational Fluid Dynamics)*. W obliczeniach wykorzystano modele turbulencji *Reynolds Stress Mode*l oraz k-ε RNG, które posłużyły do modelowania przepływu turbulentnego o wysokich zawirowaniach. Trajektorie cząsteczek śledzono za pomocą modelu fazy dyskretnej *(Discrete Phase Model)*. Obliczenia prowadzono przy wykorzystaniu programu Ansys Fluent.W drugim etapie badań otrzymane wyniki CFD porównano z modelami teoretycznymi i półempirycznymi. Zastosowano modele zaprezentowane przez Barth'a, Lapple'a, Lozia i Leith'a oraz Li i Wang'a. □

dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz*, Politechnika Opolska

Metoda przekształcenia zdjęć w celu umożliwienia analizy przęsła linii elektroenergetycznej

Istotnym elementem diagnostyki linii elektroenergetycznej jest pomiar wysokości przewodów linii zwłaszcza w przęsłach krytycznych. Obecnie odległość przewodów do terenu mierzy się geodezyjnie tachimetrami lub miernikami ultradźwiękowymi dedykowanymi do tego celu. Dla obu typów pomiarów uzyskuje się informację o współrzędnych pojedynczych mierzonych punktów. W pierwszym przypadku pomiar wykonuje się z pewnej odległości od osi przęsła, a w drugim miernik musi znaleźć się dokładnie pod przewodami. Przyrządem, którym można dokonać pomiaru położenia przewodu, jednocześnie pomiaru nawet całej długości przęsła, jest skaner laserowy. Jednocześnie z pomiaru uzyskuje się topografię terenu, co jest niezwykle cenną informacją, gdyż możliwe jest określenie wysokości przewodu nad terenem w każdym jego punkcie. Jest to jednak kosztowny sposób pozyskiwania danych.

Autorzy proponują wykorzystanie do pomiaru położenia przewodów metod wywodzących się z fotogrametrii. Na podstawie zdjęć wykonanych aparatem cyfrowym o wysokiej rozdzielczości można wyznaczyć punkty krzywej łańcuchowej, także w rzucie skośnym. Punktami odniesienia są elementy konstrukcyjne słupów nośnych. Obecnie w fazie testowania jest metoda wykorzystująca pojedyncze zdjęcia, w której na podstawie zdjęcia, danych dotyczących korekty zniekształceń geometrycznych obiektywu oraz po wskazaniu kilku wybranych punktów (o znanej lub wprowadzonej odległości pomiędzy nimi) będzie można uzyskać wynik w postaci krzywej łańcuchowej pomiędzy punktami zawieszenia przewodów. □

Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz*, Politechnika Opolska

Możliwość wykorzystania metod fotogrametrycznych do analizy przemieszczeń infrastruktury technicznej kotła elektroenergetycznego

Ważnym aspektem diagnostyki działania wszystkich złożonych elementów układów technologicznych jest ich nadzór w zakresie odkształceń ich topologii. Coraz częściej obserwacji poddawane są m.in. zmiany topologii instalacji energetycznych, zwłaszcza podczas krytycznych momentów ich eksploatacji. Stany takie występują np. podczas rozruchu i odstawieniu bloku energetycznego, podczas którego występują znaczne zmiany geometrii zarówno kotła, jak i całej infrastruktury z nim połączonej m.in. pyłoprzewodów, w których aby zmniejszyć negatywne skutki przemieszczeń i naprężeń pyłoprzewodów, montuje się nich kompensatory. Do pomiarów przemieszczeń stosowano między innymi skanery, tachimetry, lecz są to metody kosztowne, z racji drogiego instrumentarium.

Autorzy proponują wykorzystanie do pomiarów metod fotogrametrycznych. Dostępne programy komercyjne pozwalają na uzyskanie z serii zdjęć danych w postaci „chmury punktów", a na ich podstawie stworzenie modeli statycznych typu *mesh*. Uzyskanie informacji o przemieszczeniu wybranych punktów wymaga już pracy operatora, co jest zarówno czasochłonne, jak i nie pozwala na uzyskanie wyników on-line.

Prowadzone są prace nad oprogramowaniem, które zdolne byłoby do automatycznej akwizycji i analizy danych. Dla ułatwienie orientacji systemu pomiarowego na badanym obiekcie oraz w jego nieruchomym otoczeniu instalowane markery z kodem 12-bitowym. Przy pomiarze odkształceń niewielkich obiektów, np. samych kompensatorów, aparat wykonujący zdjęcie można umieścić na ruchomej platformie, a jago przesunięciem sterować programowo. Do wyznaczenia współrzędnych znaczników wykorzystano metodę równań kolinearności dla elementów orientacji zewnętrz-

nej zdjęć. Dla określenia położenia aparatu wykorzystano fotogrametryczne wcięcie wstecz, wymagające danych o rzeczywistych odległościach pomiędzy trzema punktami na obiekcie. Wstępne pomiary wykazały, że korzystając z matrycy o rozdzielczości 8 Mpx, po skorygowaniu zniekształceń obiektywu, możliwe jest określenie współrzędnych w niepewnością nie większa niż 0,5 cm, dla odległości 5 m. □

*Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Paweł Michalski*, Politechnika Opolska

Możliwości diagnostyki powierzchni elementów rurowych z wykorzystaniem skanera laserowego

Obecnie diagnostyka powierzchni ogrzewalnych kotłów energetycznych polega na żmudnym i czasochłonnym pomiarze grubości ekranów cieplnych przy użyciu grubościomierzy ultradźwiękowych. Zwykle kontrolowane są co 5/10 rząd rur na kilkunastu poziomach, zakładając ciągłość degradacji powierzchni ogrzewalnej. Pomiary odbywają się ręcznie z rusztowania lub wiszących wózków liniowych, a liczba wykonywanych pomiarów liczona jest w dziesiątkach tysięcy. Kontrola jest wybiórcza, głównie ze względów ekonomicznych, gdyż czas pomiaru wydłuża odstawienie kotła.

Testowana była również inna metoda, dedykowana dla kotłów fluidalnych, w której zaproponowano wykonywanie pomiaru profilu rur wraz ze spoiną korzystając z skanera liniowego zainstalowanego na poruszającym się po ekranie kotła robocie. Pomiar grubości ścianek polegał na założeniu obrysu wzorcowego i porównaniu z nim profilu uzyskanego ze skanera. Skanowanie uzyskano przez oświetlenie rury wiązką laserową typu nóż świetlny i fotografowanie wybranego obszaru pod znanym kątem.

Autorzy analizują możliwość wykorzystania precyzyjnego stacjonarnego fazowego skanera laserowego Trimble FX, ustawionego na pomoście na przeciwległej ścianie, w odległości ok. 10 m od mierzonej powierzchni ekranu. Celem badań jest szybka ocena stanu degradacji oraz wytypowanie miejsc, gdzie ubytki na rurach są największe, aby w tych miejscach przeprowadzić szczegółowe pomiary ultradźwiękowe. Pojedynczy pomiar skanerem dla podanej odległości pozwala na uzyskanie wyników odległości z niepewnością 0,6 mm. Wielokrotny pomiar pozwala na jej zmniejszenie. Znając początkowy kształt ekranu, w szczególności w obszarze podlegającym diagnostyce jako wycinek walca i tworząc na podstawie uśrednionych pomiarów powierzchnie, możliwe jest uzyskiwanie danych o ubytkach, z niepewnością rzędu 0,2 mm już przy 10-krotnie przeprowadzonym skanowaniu, którego łączny czas nie przekracza 40 min. i pozwala jednorazowo uzyskać dane z obszaru około 100 m^2 z bardzo dużą szczegółowością. □

*Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

mgr inż. Monika Zdun, mgr inż. Marcin Plis, prof. dr hab. Henryk Rusinowski, Politechnika Śląska

Modelowanie matematyczne turbiny kondensacyjnej z wykorzystaniem programu Thermoflex

Model matematyczny można budować w oparciu o prawa fizyki (model analityczny) oraz wykorzystując wyniki pomiarów (model empiryczny). Modelowanie analityczne zjawisk zachodzących w turbinach parowych jest trudne i wymaga opisu złożonych zjawisk cieplno-przepływowych. Modelowanie empiryczne opiera się na bilansach substancji i energii oraz zależnościach opisujących linię rozprężania pary (równanie przelotności i sprawności wewnętrznej przemiany). Obecnie coraz częściej modeluje się złożone układy energetyczne wykorzystując dostępne programy komercyjne. Do takich programów należy m. in. Thermoflex. W pracy przedstawiono modelowanie turbiny 18K370 z wykorzystaniem tego oprogramowania. Opracowano schemat

cieplno-przepływowy modelowanej turbiny, który wykonywany jest w programie Thermoflex za pomocą narzędzia Edit Drawing. Narzędzie to daje do dyspozycji użytkownikowi, gotowe komponenty przedstawiające daną maszynę (urządzenie) np. turbinę parową, które odpowiednio połączone obrazują przepływ czynnika. Następnie sformułowano model termodynamiczny uwzględniający konstrukcję maszyn i urządzeń za pomocą narzędzia Termodynamic Design. Modelowanie na tym etapie obejmuje wprowadzanie danych liczbowych, w tym: parametrów termodynamicznych oraz podstawowych parametrów konstrukcyjnych w nominalnym punkcie pracy. W ten sposób wykonano model turbiny dla znamionowego punktu pracy. Model termodynamiczny uwzględniający elementy konstrukcyjne turbiny 18K370 wykonany za pomocą narzędzia Termodynamic Design (w znamionowym punkcie pracy), posłużył w dalszych obliczeniach do symulacji pracy turbiny w warunkach odbiegających od nominalnych (Off - Design). Narzędzie to wymaga definiowania parametrów termodynamicznych poszczególnych komponentów. Parametrami wejściowymi do modelu są pomiary gwarancyjne uzupełnione o wyniki obliczeń bilansowych obiegu parowo-wodnego bloku kondensacyjnego z turbiną 18K370. Opracowany w programie Thermoflex, model turbiny parowej 18K370, posłużył do wielowariantowych obliczeń symulacyjnych. Wyniki obliczeń porównano z wynikami pomiarów eksploatacyjnych. □

dr hab. inż. Sławomir Szymaniec, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

„Diagnostyka eksploatacyjna zespołów maszynowych w energetyce"

W Katedrze Elektrowni i Systemów Pomiarowych Politechniki Opolskiej powstała w 2013 r. monografia „Diagnostyka eksploatacyjna zespołów maszynowych w energetyce". Autorami monografii są: dr inż. Józef Dwojak i dr hab. inż. Sławomir Szymaniec - prof. Politechniki Opolskiej, natomiast recenzentami: dr hab. inż. Czesław T. Kowalski - prof. Politechniki Wrocławskiej i prof. dr hab. inż. Zdzisław Kabza. Monografię bogato ilustrowaną w interesującej szacie graficznej wydała Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej w serii Studia i Monografie, zeszyt 344.

W monografii autorzy przedstawili zagadnienie diagnostyki eksploatacyjnej zespołów maszynowych w przedsiębiorstwach energetycznych. Traktują zespół maszynowy jako jeden obiekt diagnostyczny (silnik + maszyna napędzana + posadowienie + fundament + przyległe rurociągi).

Autorzy od ponad 20 lat analizowali stan i stopień zużycia maszyn oraz stopień zaawansowania diagnostyki maszyn w krajowych elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach, w szczególności w 4 elektrowniach o blokach 360 MW i 200 MW. W początkowym okresie obserwacji i analizy stwierdzono dużą ilość awarii zespołów maszynowych napędzanych silnikami indukcyjnymi klatkowymi. Awarie te niosły za sobą duże straty w przedsiębiorstwach energetycznych. W przedsiębiorstwach energetycznych prowadzona była eksploatacja planowo-zapobiegawcza uwarunkowana okresem eksploatacji maszyny, a określenie przyczyny awarii miało miejsce zazwyczaj w czasie przeglądu poawaryjnego.

Wieloletnia praktyka autorów w diagnostyce eksploatacyjnej napędów elektrycznych upoważnia do stwierdzenia, że większość uszkodzeń silników (ponad 80%) była natury mechanicznej i wynikała z niewłaściwych warunków ich pracy (posadowienie, defekty maszyny napędzanej, niewspółosiowość wałów, sprzęgło, niewyważenie wirnika, łożyska). Często przyczyna wzrostu poziomu drgań silnika leżała po stronie maszyny napędzanej, np. wentylatora.

W czasie badań eksploatowanych napędów elektrycznych w warunkach przemysłowych często pomijano maszynę napędzaną, a diagnosta badający silnik nie znał

budowy i dynamiki całego zespołu łącznie z fundamentem i przyległymi rurociągami. Np. jeżeli wymienimy uszkodzone na skutek wysokiego poziomu drgań łożyska silnika, nie przeprowadzając rzetelnej diagnostyki całego zespołu maszyn i nie rozpoznając przyczyny wysokiego poziomu drgań łożysk (która może leżeć po stronie maszyny napędzanej), łożyska ulegną ponownemu uszkodzeniu.

Organizacja diagnostyki maszyn w przedsiębiorstwach energetycznych była i bardzo często jeszcze jest niejednolita. Powoduje to dezorganizację diagnostyki i uniemożliwia skuteczny, szybki przepływ informacji o stanie maszyn.

Analizując szczegółowo przyczyny awarii i nieoczekiwanych, nieplanowanych postojów napędów z silnikami indukcyjnymi klatkowymi WN, w oparciu o własne doświadczenia i obserwacje, autorzy ustalili następującą listę przyczyn:

- stan łożysk,
- izolacja uzwojeń silników,
- niewywaga, nieosiowość i luzy związane z ruchem wirnika,
- niesymetria szczeliny pomiędzy stojanem a wirnikiem,
- uzwojenie klatkowe wirnika,
- stan fundamentów, konstrukcji wsporczych i mocowania.

Listę podano w kolejności, od przyczyn najczęściej występujących do tych które występują najrzadziej.

Z wieloletnich badań autorów w przedsiębiorstwach energetycznych wynikało, że standardowe procedury diagnostyki (zalecenia norm krajowych i międzynarodowych, zalecenia producentów, dokumentacje techniczno-ruchowe maszyn, monitoring ogólnego poziomu drgań) nie wystarczą do wczesnego i bezpiecznego rozpoznawania i identyfikacji źródła uszkodzeń maszyn. Należy - w zależności od rodzaju przyczyn uszkodzeń - stosować różne metodyki badań. W związku z powyższym, autorzy zaproponowali i wdrożyli nową technologię i organizację diagnozowania eksploatowanych maszyn w przedsiębiorstwie energetycznym.

Autorzy zaprezentowali w monografii wyniki swoich wieloletnich badań, w tym nową technologię i organizację kompleksowej diagnostyki eksploatacyjnej zespołów maszynowych w energetyce ujmującej zadania eksploatacji, zabezpieczenia i zarządzania maszynami. Prezentowana technologia diagnozowania polega głównie na:

- Podziale maszyn w przedsiębiorstwie energetycznym wg grup o różnej ważności: maszyny krytyczne, maszyny quasi-krytyczne i pomocnicze. Maszyny krytyczne takie, jak: turbozespoły, pompy zasilające są nadzorowane za pomocą systemów ciągłego mo-

nitorowania i zabezpieczeń. Maszyny quasi-krytyczne w przeważającej większości wybrane wentylatory i pompy, są monitorowane okresowo i mogą posiadać system zabezpieczeń. Maszyny pomocnicze są monitorowane okresowo przy pomocy przenośnego sprzętu pomiarowego:

- Wprowadzeniu jednolitego systemu akwizycji danych diagnostycznych dla wszystkich wymienionych grup maszyn.
- Włączeniu do systemu wszystkich pomiarów maszyn realizowanych na okoliczność oceny jej stanu technicznego.
- Opracowaniu i praktycznej weryfikacji warunków prawidłowej eksploatacji maszyn w przedsiębiorstwie energetycznym.
- Opracowaniu i praktycznej weryfikacji procedury pomiarowej dla maszyn o różnej ważności.
- Opracowaniu i praktycznej weryfikacji kryteriów oceny i wartości granicznych stanu dynamicznego maszyn.
- Opracowaniu wykazu i praktycznej weryfikacji uszkodzeń maszyn i metod ich rozpoznawania.

Nowa technologia i nowa organizacja diagnostyki zespołów maszynowych jest technologicznym wzorcem dla przedsiębiorstw, które decydują się na wprowadzenie nadzoru maszyn.

Na podstawie wykonanej analizy techniczno-ekonomicznej efektów zastosowania opracowanej technologii diagnostyki zespołów maszynowych w elektrowniach krajowych można stwierdzić, że opracowana metoda diagnostyki zespołów maszynowych ujmująca zadania eksploatacji, zabezpieczenia i zarządzania maszynami w energetyce pozwala zmniejszyć ilość awarii oraz zaplanować remonty by w efekcie zmniejszyć koszty eksploatacji zakładu. □

Do dyspozycji uczestników konferencji będzie współautor Sławomir Szymaniec

SPIS TREŚCI - GRE 2014

80 Realizacja koncepcji programu strategicznego Zaawansowane technologie pozyskiwania energii
Gerard Lipiński, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie

83 Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin. Zadanie 1 Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii
prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska, Kierownik zadania badawczego nr 1

89 Analiza energetyczna oraz ekonomiczna instalacji wychwytu CO_2 z wykorzystaniem absorpcji chemicznej
dr inż. Krzysztof Bochon, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

89 Model odazotowania spalin bloków węglowych w technologii selektywnej redukcji katalitycznej (SCR)
prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, mgr inż. Paweł Pilarz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

90 Opłacalność układu gazowo-powietrznego jako jednostki wytwórczej
mgr inż. Daniel Czaja, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, dr inż. Sebastian Lepszy, mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas, Politechnika Śląska

90 Analiza pracy wężownicy przegrzewacza pary w warunkach pełzania
dr hab. inż. Piotr Duda, prof. PK, mgr inż. Łukasz Felkowski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

91 Analiza możliwości zwiększenia sprawności elektrowni typu oxy przez zastosowanie układu hybrydowego do separacji tlenu
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Katarzyna Janusz-Szymańska, mgr inż. Aleksandra Dryjańska, Politechnika Śląska

91 Eksperymentalne wyznaczanie stałych czasowych termometrów w funkcji prędkości przepływającego powietrza
dr inż. Magdalena Jaremkiewicz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

92 Sposób wyznaczania charakterystyk ekonomicznych i oceny ryzyka dla bloku typu oxy z wysokotemperaturową membraną „three - end" do produkcji tlenu
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Adrian Balicki, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

92 Analiza termodynamiczna bloku dwupaliwowego zintegrowanego z absorpcyjną instalacją separacji CO_2
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Łukasz Bartela, mgr inż. Dorota Mikosz, Politechnika Śląska

93 Wykorzystanie kondensacyjnego wymiennika ciepła odpadowego w bloku energetycznym
dr inż. Paweł Rączka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs, Politechnika Wrocławska

93 Analiza wariantów integracji elektrociepłowni na parametry supernadkrytyczne z instalacją wychwytu dwutlenku węgla metodą absorpcji chemicznej
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Piotr Łukowicz, Politechnika Śląska

94 Analiza ryzyka ekonomicznego budowy supernadkrytycznego bloku typu oxy
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Sebastian Michalski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

94 Absorpcja CO_2 w roztworach amin szansą obniżenia emisji krajowych elektrowni węglowych
mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz, mgr inż. Marcin Stec, dr inż. Andrzej Wilk, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

95 Analiza możliwości pozyskiwania ciepła do instalacji separacji CO_2 z różnych źródeł dla bloku węglowego 900 MW
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

95 Wpływ modernizacji układu turbiny po zintegrowaniu jej z układem separacji CO_2 na pracę bloku węglowego na parametry nadkrytyczne
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., mgr inż. Marcin Mroncz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

96 Modelowanie procesu wychwytu CO_2 w technologii "Post-combustion capture"
mgr inż. Paweł Niegodajew, dr inż. Dariusz Asendrych, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak, Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

96 Metodologia obliczeń sprawności instalacji turbiny gazowej
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Marcin Job, mgr inż. Mateusz Brzęczek, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

97 Analiza możliwości odzysku ciepła z procesu sprężania CO_2
dr inż. Sebastian Rulik, dr inż. Andrzej Kochaniewicz, dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, Politechnika Śląska

97 Poszukiwanie efektywnych sorbentów aminowych w procesie usuwania CO_2 z mieszanin gazowych
mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Tomasz Spietz, mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, dr inż. Andrzej Wilk, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

98 Identyfikacja obszarów zagrożonych pękaniem w elementach turbin na parametry nadkrytyczne
prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr hab. inż. Grzegorz Nowak, dr inż. Marian Lipka, mgr inż. Adam Zalewski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

98 Ocena wpływu integracji bloku węglowego z instalacją wychwytu CO_2 na pracę przy zmiennym obciążeniu
mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas, dr hab. inż. Sławomir Dykas, dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., mgr inż. Daniel Czaja, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

99 Wychwyt CO_2 z gazów o zwiększonej zawartości ditlenku węgla
mgr inż. Andrzej Wilk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

99 Określenie własności mechanicznych i stanu materiału na podstawie badań mikropróbek metodą spt
prof. dr hab. Andrzej Rusin, mgr inż. Michał Bieniek, dr inż. Adam Wojaczek, dr inż. Michał Strozik, dr inż. Mirosław Majkut, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

100 Eksperymentalne wyznaczanie obciążenia cieplnego ściany komory paleniskowej kotła
prof. dr hab. inż. Jan Taler, dr inż. Tomasz Sobota, dr inż. Piotr Dzierwa, dr inż. Marcin Trojan, dr hab. inż. Dawid Taler, prof. PK, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

100 Procesy transportu CO_2 z instalacji wychwytu bloku energetycznego do miejsca składowania
prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr inż. Mirosław Majkut, dr inż. Katarzyna Stolecka, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

101 Wpływ aktywacji elektromagnetycznej na proces spalania węgla brunatnego
mgr inż. Michał Gandor, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr Barbara Balt, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

101 Wpływ młyna elektromagnetycznego na jednoczesny proces suszenia i mielenia węgla brunatnego
mgr Barbara Balt, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr inż. Michał Gandor, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

102 Spalanie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2 - Projekt Strategiczny NCBR
prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Kierownik zadania badawczego nr 2, dr inż. Tomasz Czakiert, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

105 Model własności radiacyjnych mieszaniny CO_2/H_2O dla warunków spalania OXY pyłu węglowego
dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

105 Modelowanie spalania OXY pyłu węglowego w kotle energetycznym
dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

106 Wpływ stopniowania tlenu na konwersję azotu paliwowego w procesie spalania tlenowego w CWF
mgr inż. Sylwia Jankowska, dr inż. Tomasz Czakiert, mgr inż. Grzegorz Krawczyk, mgr inż. Paweł Borecki, mgr inż. Łukasz Jesionowski, prof. dr hab. inż Wojciech Nowak, IZTE, Politechnika Częstochowska

106 Spalanie pyłu węgla kamiennego w komorze z wewnętrzną cyrkulacją spalin
mgr inż. Marcin Kopczyński, dr inż. Janusz Lasek, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

107 Monte Carlo Ray Tracing method on ortho-Cartesian meshes in radiation heat transfer modeling
mgr inż. Paweł Kuczyński, Institute of Power Engineering, Warsaw, prof. dr hab. inż. Ryszard Białecki, Institute of Thermal Technology, Silesian University of Technology

107 Analiza numeryczna spalana pyłu węglowego w przedpalenisku cyklonowym w atmosferze O_2/N_2
dr inż. Robert Zarzycki, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

108 Modelowanie procesu fluidyzacji w przemysłowym kotle fluidalnym
mgr inż. Wojciech P. Adamczyk[2], mgr inż. Paweł Kozołub[2], dr inż. Gabriel Węcel[2], dr inż. Adam Klimanek[2], prof. dr hab. inż. Ryszard A. Białecki[2], Marcin Klajny[2,1]
1) Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o., 2) Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Śląska

108 Aspekty energetyczne i środowiskowe ciśnieniowego spalania tlenowego paliw stałych
mgr inż. Krzysztof Głód, dr inż. Janusz Lasek, dr hab. inż. Jarosław Zuwała, dr hab. inż. Marek Ściążko, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

109 Badania kinetyki odsiarczania spalin powstałych w procesie oxy-spalania w przedpalenisku cyklonowym w warunkach podwyższonego stężenia SO_2
dr inż. Robert Zarzycki, mgr inż. Marcin Kratofil, mgr inż. Damian Pawłowski, mgr inż. Mariola Ścisłowska, dr inż. Rafał Kobyłecki, prof. dr hab. inż. Zbigniew Bis, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

109 Wpływ wybranych parametrów procesu spalania węgla na formowanie zanieczyszczeń
dr hab. inż. Henryk Radomiak, dr inż. Monika Zajemska, Katedra Pieców Przemysłowych i Ochrony Środowiska,
Wydział Inżynierii Produkcji i Technologii Materiałów, Politechnika Częstochowska

110 Analiza energochłonności procesu separacji CO_2 metodą VPSA
dr inż. Robert Zarzycki, dr inż. Marcin Panowski, Katedra Inżynierii Energii, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

111 Ciśnieniowe, tlenowe spalanie węgla - badania kinetyki
dr inż. Teresa Topolnicka, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

112 Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej
dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
Kierownik zadania badawczego nr 3

116 Zgazowanie węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy zastosowaniu CO_2 jako czynnika zgazowującego
mgr inż. Grzegorz Tomaszewicz, dr hab. inż. Marek Ściążko, dr inż. Aleksander Sobolewski, dr inż. Tomasz Chmielniak, mgr inż. Andrzej Czaplicki,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

116 Wykaz osiągniętych oraz planowanych głównych rezultatów realizacji Zadania Badawczego nr 3 pt.: Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej (w aspekcie możliwości ich praktycznego wykorzystania)
Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

119 Przykłady Technologii i Urządzeń Energetyki Rozproszonej (URE) bazującej na energii z biomasy i odpadach rolniczych (OZE)
prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku
Kierownik zadania badawczego nr 4

123 Instalacja kogeneracyjna do zgazowania pirolitycznego odpadów komunalnych i ściekowych
prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner[1], mgr inż. Roman Borecki[2], dr inż. Marian Wysocki[1],
1) Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska, 2) Instytut Badawczo-Wdrożeniowy Maszyn Sp. z o.o.

123 Zgazowanie frakcji nadsitowej odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii cieplnej
inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, mgr inż. Bogusław Szumiło, Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

124 Analiza efektywności ekonomicznej bloków węglowych na parametry nadkrytyczne o mocach 400-800 MW
mgr inż. Łukasz Kowalczyk, prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak, Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

124 Innowacyjne technologie OZE - typoszereg mikroinstalacji kogeneracyjnych
dr hab. inż. Adam Cenian, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

125 Instalacja zgazowania KAJOT produkująca gaz o wysokiej wartości kalorycznej i wysokiej czystości
dr inż. Tomasz Golec, Instytut Energetyki w Warszawie

125 Bioprocesy wytwarzania energii
prof. dr hab. Janusz Gołaszewski, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie

126 Chłodzenie ogniwa paliwowego typu PAFC z wykorzystaniem układu ORC z mokrymi i suchymi czynnikami obiegowymi
dr inż. Sławomir Wiśniewski, Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

127 Technologia energetycznego wykorzystania produktu ubocznego powstającego przy produkcji bioetanolu
inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs, Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

127 Analiza procesu konwersji termicznej paliw alternatywnych - biomasy oraz odpadów przemysłowych i komunalnych
mgr inż. Izabella Maj, dr inż. Piotr Ostrowski, mgr inż. Michał Polok, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

128 Pilotażowe instalacje kogeneracyjne/poligeneracyjne z układem ORC
prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, dr hab. inż. Piotr Lampart, mgr inż. Sebastian Bykuć, dr inż. Mariusz Szymaniak,
Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

128 Analiza porównawcza efektywności pracy układów ORC i parowego zasilanych energią cieplną spalin z turbiny gazowej
dr inż. Sławomir Wiśniewski, dr inż. Radomir Kaczmarek, Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

129 Współpraca elektrowni o mocy 900 MW z układem odzysku ciepła zasilającym ORC
prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], mgr inż. Paweł Ziółkowski[1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1]
1)Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2)Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

129 Mikrosiłownia domowa jako źródło energii cieplnej i elektrycznej
prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], dr inż. Jan Wajs [2,1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1],
1) Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2) Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

130 Zgazowanie biomasy w reaktorze ze złożem stałym GazEla - wpływ skali na przebieg procesu
dr inż. Aleksander Sobolewski, Sławomir Stelmach, Tomasz Iluk, Mateusz Szul, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

131 Wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych
dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr., Politechnika Wrocławska
Kierownik projektu „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

134 Modelowanie ekspansji złoża fluidalnego w procesie suszenia węgla brunatnego
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

134 Wykorzystanie metody DPIV do weryfikacji eksperymentalnej obliczeń numerycznych na przykładzie suszarni węgla brunatnego
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, dr inż. Stanisław Anweiler, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

135 Badanie termokinetyki procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Marcin Michalski, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

135 Energochłonność procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

136 Badania procesu suszenia w obrotowej instalacji laboratoryjnej, określenie efektywności suszenia w zależności od parametrów procesu
mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

136 Badania procesu suszenia w fluidalnej instalacji laboratoryjnej „Torbed" za pomocą niskotemperaturowego powietrza
mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, dr inż. Janusz Lichota, Politechnika Wrocławska

137 Wpływ współspalania podsuszonego węgla brunatnego na pracę kotła energetycznego
dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Damian Ławniczak, Politechnika Wrocławska

137 Przegląd różnych metod i technologii suszenia węgla brunatnego
dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Michał Ostrycharczyk, mgr inż. Marcin Michalski, Politechnika Wrocławska

137 Badania suszenia uderzeniowego
dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

138 Wpływ integracji suszarki węgla brunatnego na pracę bloku energetycznego
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

138 Prace rozwojowe i implementacja ich wyników w celu ograniczenia strat w przesyle energii elektrycznej
dr inż. Henryk Majchrzak, Grzegorz Tomasik, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

139 Matematyczne modelowanie procesów w instalacje biogazowe
prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

140 Analiza egzergetycznych parametrów biogazowej instalacji energetycznej
prof. dr hab. Anton Mazurenko, prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

140 Modelowanie dynamiki procesu suszenia cząstki węgla w złożu fluidalnym
dr inż. Sławomir Pietrowicz, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, prof. dr hab. inż. Zbigniew Gnutek, Politechnika Wrocławska

141 Wpływ podsuszania węgla brunatnego na parametry pracy kotła pyłowego
prof. dr hab. inż. Marek Pronobis, dr hab. inż. Sylwester Kalisz, dr inż. Wacław Wojnar, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

141 Wpływ izolacji termicznych na efektywność energetyczną
Ryszard Borkowski, Polskie Stowarzyszenie Wykonawców Izolacji Przemysłowych

142 Adaptacja metody LCC na potrzeby klasyfikacji linii energetycznych
dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, Politechnika Opolska

143 Analiza ekonomiczna systemu grzewczego opartego na odnawialnych źródłach energii
mgr inż. Łukasz Grzesik, Instytut Informatyki i Automatyki, Politechnika Opolska

143 Analiza możliwości współspalania podsuszonego węgla brunatnego w kotle BP-1150
dr inż. Tomasz Golec, dr inż. Bartosz Świątkowski, mgr inż. Paweł Kuczyński, mgr inż. Łukasz Cichowlas, Instytut Energetyki

144 Nowe funkcjonalności technologii monitorowania procesów inwestycyjnych i eksploatacyjnych w energetyce, determinowane postępem hybrydowych technik akwizycji topologii
prof. dr hab. Zdzisław Kabza, Politechnika Opolska, mgr inż. Lesław Jerzy Kwiatkowski, EUROL Innovative Technology Solutions Sp. z o.o.

144 Regulacje prawne dotyczące wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO_2
Adam Kowalski, Michał Kornasiewicz

145 Modelowe odzwierciedlenie nowych technologii w elektroenergetyce oraz wpływu energetyki rozproszonej na krzywą KSE
Andrzej Modzelewski, RWE Polska

145 Obliczenia numeryczne kotła OP-150
dr inż. Bartłomiej Hernik, Politechnika Śląska

146 Badania doświadczalne wybranych przepływomierzy kolanowych
dr inż. Andrzej Mrowiec, Wydział Politechniczny, PWSZ w Kaliszu

146 Aplikacja wspomagająca planowanie kosztów eksploatacji sieci elektroenergetycznej
dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

147 Planowanie działań operatora sieci elektroenergetycznej w celu ograniczania wpływu zimowych zjawisk atmosferycznych
dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, dr inż. Michał Tomaszewski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

148 Spalanie pojedynczego ziarna węglowego w modyfikowanych atmosferach gazowych
mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski, Zakład Procesów Cieplnych, Instytut Energetyki

148 Single coal particle combustion in modified atmosphere conditions
mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski

149 Monitoring linii elektroenergetycznych przy użyciu bezzałogowych urządzeń latających (UAV)
dr inż. Michał Tomaszewski, mgr inż. Michał Krawiec, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

149 Analiza sprawności odpylaczy cyklonowych z wykorzystaniem modelowania CFD oraz modeli teoretycznych
mgr inż. Marek Wasilewski, dr Anna Duczkowska-Kądziel, dr hab. inż. Jerzy Duda, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

150 Metoda przekształcenia zdjęć w celu umożliwienia analizy przęsła linii elektroenergetycznej
dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz, Politechnika Opolska

150 Możliwość wykorzystania metod fotogrametrycznych do analizy przemieszczeń infrastruktury technicznej kotła elektroenergetycznego
dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz, Politechnika Opolska

151 Możliwości diagnostyki powierzchni elementów rurowych z wykorzystaniem skanera laserowego
dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Paweł Michalski, Politechnika Opolska

151 Modelowanie matematyczne turbiny kondensacyjnej z wykorzystaniem programu Thermoflex
mgr inż. Monika Zdun, mgr inż. Marcin Plis, prof. dr hab. Henryk Rusinowski, Politechnika Śląska

152 „Diagnostyka eksploatacyjna zespołów maszynowych w energetyce”
dr hab. inż. Sławomir Szymaniec, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Izolacje techniczne zaprojektowane przez ekspertów

Potrzebujesz profesjonalnej konsultacji?
Zapytaj nas! Zadzwoń: **tel. 68 3850 126**
lub odwiedź naszą nową stronę
internetową **www.rockwool-rti.com**

Wiedzą i doświadczeniem dzielimy się z Klientami

Kluczem do sukcesu ROCKWOOL Technical Insulation jest połączenie wysokiej jakości produktów i wysiłku zaangażowanych ludzi. Już od ponad 75 lat – dzięki wiedzy, doświadczeniu i innowacyjnemu myśleniu wspartemu wysiłkiem najlepszych specjalistów – oferujemy wyjątkowe rozwiązania izolacyjne i wysokiej jakości wsparcie techniczne. Zrównoważone rozwiązania ze skalnej wełny mineralnej ProRox, zaprojektowane przez naszych ekspertów, to gwarancja najlepszej możliwej ochrony przed ogniem, wysoką temperaturą, hałasem i stratami energii.

Skorzystaj z narzędzi ekspertów.
Nadaj nowy kształt swojemu biznesowi.

ROCKWOOL®
TECHNICAL INSULATION

www.rockwool-rti.com

Keppel Seghers

Solutions for a Cleaner Future

Wiodący dostawca inżynierii i technologii dla ochrony środowiska

Na całym świecie rośnie ilość odpadów, panuje niedobór składowisk i rosną ceny energii, co sprawia, że energia z odpadów staje się jednym z czołowych rozwiązań dla czystszej przyszłości.

Keppel Seghers, członek Grupy Keppel, jest wiodącym dostawcą zaawansowanych rozwiązań i usług w zakresie energii z odpadów.

W oparciu o duże doświadczenie z pomyślnie zrealizowanych projektów na całym świecie, umacniamy dalej naszą pozycję i rozwój na rynku światowym, aby sprostać wyzwaniom ochrony środowiska.

Keppel Seghers Belgium nv - Hoofd 1 - 2830 Willebroek – Belgium
www.keppelseghers.com
info@keppelseghers.com