

Surowce
energetyczne

Węgiel brunatny
szanse i zagrożenia

Realia gazu
łupkowego

Zarządzanie eksploatacją
transformatorów

INNOWACJE • SUROWCE • ENERGETYKA • PRZEMYSŁ • BUDOWNICTWO • TRANSPORT • EKOLOGIA

KONSULTING

ISSN 2353-5091

3/4 2014

I/II kwartał

KWARTALNIK NAUKOWO-TECHNICZNY TOWARZYSTWA KONSULTANTÓW POLSKICH

POLSKI

Wydanie specjalne:

Dokąd zmierza polska energetyka?

w numerze:

Innowacje techniczne w Zagłębiu Miedziowym

Konkurs na Mistrza Techniki Zagłębia Miedziowego 2013 r - rozstrzygnięty!

XII Forum Wschód – Zachód 2014

Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna
nt. odpadów wydobywczych w górnictwie rud



KOLEGIUM REDAKCYJNE:

Redaktor Naczelny:
Stanisław Downorowicz
Z-ca Redaktora Naczelnego:
Włodzimierz Koźmiński
Redaktor Techniczny:
Marcin Myszk
Redaktor ds. Graficznych:
Katarzyna Myszk
Sekretarz Redakcji:
Adam Maksymowicz
Kierownik Biura Redakcji:
Danuta Mudry

REDAKTORZY DZIAŁÓW:**INNOWACJE**

mgr inż. Włodzimierz Koźmiński

SUROWCE

dr Cezary Bachowski

ENERGETYKA

mgr inż. Waldemar Olech

PRZEMYSŁ

mgr inż. Seweryn Pluciński

BUDOWNICTWO

Prof. dr hab. inż. Maciej Werno

TRANSPORT

mgr inż. Tadeusz Chodorowski

EKOLOGIA

mgr Janusz Piątkowski

RADA PROGRAMOWA:**Przewodniczący:**

prof. dr hab. inż. Zdzisław Kowalczyk

Członkowie:

Mgr inż. Zbigniew Dąbrowski
Dr hab. inż. Stanisław Downorowicz
Dipl. Ing. Richard Drapala (Niemcy)
Mgr inż. Wojciech Kazimierzak
Kand.n.t. Władimir Kibiriew (Rosja)
Prof. dr hab. inż. Zdzisław Kłeczek
Dr Jan Krasoń (USA)
Prof dr hab. inż. Jan Kudełko
Mgr Stanisław Petrykowski
Mgr inż. Andrzej Rączkiewicz
Kand.n.t. Geоргij Sazonow (Rosja)
Prof dr hab. inż. Jerzy Sobota
Prof dr inż. Zbigniew Śmieszek
Prof dr hab. inż. Maciej Werno

Adres redakcji:

KONSULTING POLSKI
ul. Marii Skłodowskiej-Curie 98B
59-301 Lubin
tel. 76 846 26 51, faks 76 846 26 59
redakcja@konsultingpolski.eu

Wydawca:

Towarzystwo Konsultantów Polskich
Zarząd Główny w Warszawie

ISSN: 2353-5091

Nakład: 1.000 egz.

JAK ZAMÓWIĆ PRENUMERATĘ?

-faksem: 76 8462 659,
-telefonicznie: 76 8462 651
-pocztą elektroniczną:
redakcja@konsultingpolski.eu.

Redakcja przyjmuje prenumeratę roczną,
w kwocie 80 zł. Konto: BZ WBK S.A.
Nr: 42 10902082 0000 0005 1542

Oddajemy Czytelnikom kolejny numer Konsultingu Polskiego, niemal w całości poświęcony energetyce. Publikowane artykuły omawiają zagadnienia niezwykle istotne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, kondycji i rozwoju gospodarki, kondycji gospodarstw domowych. Ostatnie miesiące wykazały dobitnie, że zasoby energetyczne oraz dostęp do źródeł energii stały się czynnikiem kształtującym relacje polityczne krajów w skali lokalnej lub też globalnej oraz wynikające stąd zagrożenia.

Odbyte w Polsce w drugim kwartale br. trzy duże międzynarodowe konferencje poświęcone energetyce w pełni ujawniły jej aktualne problemy oraz uzmysłowiły konieczność podjęcia niezwłocznych decyzji inwestycyjnych zapewniających niezakłócony rozwój kraju. Na konferencjach tych zwrócono m. in. uwagę na konieczność bezalternatywnego rozwoju energetyki krajowej opartej na węglu kamiennym i brunatnym oraz pilną konieczność likwidacji ograniczeń związanych z emisją CO₂.

W światowej publicystyce oraz literaturze technicznej omawiającej szeroko rozumiane problemy energetyki pojawia się coraz więcej głosów niepokoju, zwracających uwagę na konieczność ponownej, bardziej dokładnej analizy dalszych kierunków jej rozwoju. Kwestionuje się już otwarcie nieuchronne globalne ocieplenie, w szczególności w jego katastroficznej wersji, poddając w wątpliwość trafność prognoz podwyższenia średniej globalnej temperatury oraz jej zapowiadanych skutków. Kwestionuje się przede wszystkim negatywną, szkodliwą rolę dwutlenku węgla jako gazu „cieplarnianego”, wykazując że to nie CO₂ powoduje wzrost średniej globalnej temperatury, gdyż przyrost jego zawartości w atmosferze jest skutkiem okresowego przyrostu temperatury spowodowanego przyczynami naturalnymi (wybuchy wulkanów, El Nino, i in.). Dokładniejsze analizy kosztów wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych (wiatr, słońce, biomasa) wykazują wyraźnie brak ekonomicznej efektywności wymienionych alternatywnych źródeł, które w ogóle nie byłyby brane pod uwagę, gdyby nie olbrzymie subwencje i dotacje na ich tworzenie.

W Polsce nadal podstawowe surowce energetyczne stanowią węgiel kamienny i brunatny. Drugorzędne znaczenie mają udokumentowane, skromne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego, przy czym faktyczne zasoby gazu łupkowego nie są w ogóle rozpoznane w skali kraju. Pozo-



stałe źródła energii stanowią tzw. zasoby odnawialne, do których należą energia wodna rzek, energia wiatrowa, energia geotermiczna, energia słoneczna, bioenergia pozyskiwana z odpadów organicznych. Poza hydroenergią, w skali naszego kraju, pozostałe wymienione źródła energii, tak obecnie, jak i w przyszłości, będą posiadały znaczenie drugorzędne i lokalne, lecz istotne dla małych odbiorców. Bardzo istotne dla małych odbiorców. Bardzo istotne dla gospodarki energetycznej kraju, retencjonowania wód powierzchniowych i podziemnych oraz zwalczania powodzi, ma problem zbilansowania realnej potencjalnej energii dorzeczy Wisły i Odry, wskazania optymalnych lokalizacji zbiorników i elektrowni wodnych, który aktualnie jest niedopracowany i zaniedbany inwestycyjnie. Przykładem niezdecydowania w tym zakresie jest realizacja programu kaskady dolnej Wisły i inne, które są naturalną alternatywą dla budowy kontrowersyjnych elektrowni atomowych.

Decyzje inwestycyjne w energetyce, które muszą zapaść w kraju, obecnie oraz w przyszłości, powinny wynikać zarówno z analiz politycznych (energetyka oparta na przerobie własnych surowców) jak i ekonomicznych, z uwzględnieniem szeroko rozumianej ochrony środowiska naturalnego. Pomocą w podejmowaniu tych decyzji może być analiza błędów, jakie popełnili inni realizując programy w subsydiowanej energetyce odnawialnej.

Redakcja w tym miejscu składa podziękowania Organizatorom wymienionych Konferencji za uzyskaną akredytację, jak również Autorom za zgodę i przekazanie artykułów do druku lub też przygotowanie do przedruku.

Redaktor Naczelny
Stanisław Downorowicz

SPIS TREŚCI		CONTENS	СОДЕРЖАНИЕ
2	Od Redakcji	Editorial	От редакции
4	Nasza okładka	Cover	Наша обложка
6	25 mld ton w złożach VIII Międzynarodowy Kongres Górnictwa Węgla Brunatnego w Belchatowie <i>Stanisław Downorowicz</i>	25 billion tons in mineral deposits VIII International Congress of the Brown Coal Mining in Belchatow	25 млрд. тонн в залежах VIII Международный Конгресс Горного Дела Бурого Угля в гор. Белхатув
8	Potrzebna jest skuteczna dyplomacja energetyczna Wystąpienie na otwarciu VIII Kongresu Górnictwa Węgla Brunatnego Belchatowie - „Węgiel Brunatny - Szanse i Zagrożenia” <i>Jacek Saryusz-Wolski - Europosel</i>	What we need is the resultful energy diplomacy Presentation during the opening session of the 8th Congress of the Brown Coal Mining in Belchatow	Нужна эффективная энергетическая дипломатия Выступление на открытии VIII Конгресса Горного Дела Бурого Угля в гор. Белхатув.
10	Odejście od węgla jest niemożliwe Wpływ polityki energetyczno- klimatycznej Unii Europejskiej na gospodarkę węglową Polski <i>Józef Dubiński, Antoni Tajduś</i>	Resignation of coal is impossible The impact of European Union’s energy and climate policies on the Polish coal mining industry	Уход от угля невозможен Влияние энергетическо- климатической политики Евросоюза на угольную экономику Польши
17	Węgiel brunatny w energetyce - szanse i zagrożenia <i>Jacek Kaczorowski</i>	Brown coal in the power industry - opportunities and threats	Бурый уголь в энергетике – szansy i zagrożenia
21	Skuteczna metoda podnoszenia sprawności Analiza wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin do podsuszania węgla brunatnego dla bloku 900 MW <i>Henryk Łukowicz, Tadeusz Chmielniak, Andrzej Kochaniewicz</i>	The resultful method of upgrading the efficiency Analysis of the use of waste heat from a 900 mw coal-fired power unit for brown coal drying	Эффективный метод повышения коэффициента полезного действия (кпд.) Анализ использования хвостового тепла из топочных газов для подсушивания бурого угля для блока 900 мв
26	Brakuje technologii dostępnej komercyjnie Integracja bloku opalanego węglem brunatnym z instalacją separacji CO ₂ <i>Tadeusz Chmielniak, Henryk Łukowicz, Marcin Mroncz</i>	There is no technology available commercially The power unit fired with brown coal Integration with CO ₂ capture system	Не хватает Коммерционно доступной технологии Интеграция блока отапливаемого бурым углём с установкой сепарации CO ₂
29	Konferencja naukowo-techniczna „Górnictwo - perspektywy i zagrożenia”, Rybnik 6-8 maja 2014 <i>Stanisław Downorowicz</i>	Scientific and technical Conference „Coal Mining - Perspectives and Risks”; Rybnik 6th-8th May, 2014	Конференция научно-техническая „Горное Дело -перспективы и угрозы” Рыбник 6-8, мая 2014г.
30	Surowce energetyczne w Polsce Wielkość zasobów, a także perspektywy ich wydobycia <i>Witold Biały</i>	Fossil fuels for the energy industry in Poland Resources and perspectives of their mining	Энергетическое сырьё в Польше Величина ресурсов а также перспективы их извлечения
40	Tobago-Trinidad wzorem dla nas? Współczesne osiągnięcia w przemyśle naftowym potrzebą odpowiedniego modelu dla Polski <i>Jan Krasoń</i>	Should we follow the Tobago-Trinidad example? Contemporary achievements in the petroleum industry and necessity of adequate model for Poland	Тобаго-Тринидад примером для нас? Современные достижения в нефтепромышленности потребностью соответственной модели для Польши
42	Czy polski rząd tworzy godny zaufania klimat inwestycyjny? Realia gazu łupkowego w Polsce <i>Jan Krasoń</i>	Does Polish government create a positive investment climate? Reality of shale gas in Poland	Создаёт ли польское правительство стоящий доверия инвестиционный климат? Реалии сланцевого газа в Польше

45	Energia słoneczna - źródło energii odnawialnej, niedostatecznie wykorzystane w Polsce <i>Waldemar Sołtyka, Zdzisław Kowalczyk</i>	The sun energy - the source of the renewable energy insufficiently utilized in Poland	Солнечная энергия - источник возобновляемой энергии, неполное использование в Польше
48	Międzynarodowa Konferencja „Zarządzanie eksploatacją transformatorów”, Wisła <i>Daniel Pawłowski</i>	International Conference „Managing of transformers”; Wisła	Международная Конференция „Управление эксплуатацией Трансформаторов”, Висла
50	Diagnostyka - zadanie pierwzoplanowe Aktualne problemy zarządzania eksploatacją transformatorów <i>Marceli Kaźmierski, Waldemar Olech, Daniel Pawłowski</i>	The diagnosis - the most important task Actual problems of managing of the operation of transformers	Диагностика - первоначальная задача Актуальные проблемы управления эксплуатацией трансформаторов
59	Badanie na odległość Przydatność sygnałów monitoringu do diagnostyki stanu transformatora <i>Jerzy Buchacz, Zbigniew Szymański</i>	Testing from a distance The usefulness of signals from the monitoring for the diagnostic of the condition of the transformer	Изучение на расстоянии Пригодность сигналов мониторинга для диагностики состояния трансформатора
64	Olej mineralny w transformatorach do regeneracji Regeneracja oleju mineralnego w eksploatowanych transformatorach dla przywrócenia odpowiednich właściwości, jako alternatywa dla jego wymiany <i>Halina Olejniczak, Teresa Buchacz, Bożena Bednarska, Paweł Warczyński</i>	Regeneration of transformer oil Regeneration of the transformer oil in operating transformers to recover its proper properties as an alternative to its replacement	Регенерация трансформаторного масла Регенерация минерального масла в эксплуатируемых трансформаторах для восстановления соответствующих свойств, как альтернатив для его замена
72	Pierwszy taki w Polsce Nowoczesne rozwiązania techniczne i ich wpływ na wybrane parametry transformatorów blokowych wyprodukowanych w Turbocare Poland S.A. Lubliniec w ramach projektu „PHOENIX” <i>Michał Mnich, Maciej Wilk</i>	The first like this in Poland Modern technical solutions and their impact on selected parameters of the regulating generator step up transformer type Tobnrla 290000/400	Первый такой в Польше Современные технические решения и их влияние на выбранные параметры блоковых трансформаторов произведенных в Турбокаре Полянд А.О. Люблинец в рамках проекта PHOENIX
77	AGXX – innowacyjna metoda fizyczno-katalitycznej dezynfekcji roztworów wodnych <i>Uwe Landau</i>	AGXX – innovative method of the physical-catalytic decontamination of aqueous systems	AGXX – инновационный метод физическо-каталитической дезинфекции водных растворов
88	Wielofunkcyjność i otwartość Dołowy system radiokomunikacyjny DOTRA elementem inteligentnej kopalni przyszłości <i>Jan Moszumański</i>	Multifunctionality and openness Underground radio system DOTRA element of the smart future mines	Многофункциональность и открытость Подземная система радиосвязи DOTRA элемента умных будущих шахт



Nasza okładka

Największy zespół energetyczny w Polsce bazujący na węglu brunatnym: odkrywkowa kopalnia węgla brunatnego - KWB „Bełchatów” (62% krajowego wydobycia) oraz elektrownia „Bełchatów” (12x370 MW + 858 MW = 5298 MW) w ramach PGE Górnictwo

i Energetyka Konwencjonalna S.A. w Bełchatowie.

Złoże „Bełchatów” zostanie wy-czerpane do 2018 r., wydobycie będzie kontynuowane z KWB „Szczerców”, a w perspektywie ze złóż „Złoczew” i „Gubin”. W 2012 r. wydobycie węgla brunatnego w Polsce wynosiło ponad 64,0 mln ton, a ogólne wydobycie

od początku działalności - 2,6 mld ton, w tym około 1 mld ton z kopalni „Bełchatów”. W 2012 roku spalając w polskich elektrowniach 64,1 mln ton węgla brunatnego, wyprodukowano 55,6 TWh, co stanowiło ponad 33% ogólnej produkcji energii elektrycznej.

Fot. Stanisław Downorowicz

	Wiadomości gospodarcze	Business news	Хозяйственные известия
92	Misja gospodarcza z Kazachstanu	Business mission from Kazakhstan	Хозяйственная миссия из Казахстана.
93	Węgiel brunatny w Sejmie RP	Brown coal in the Upper House of the Parliament	Бурый уголь в сейме Республики Польша
94	Chiński rynek węgla i miedzi	Chinese market for coal and copper	Китайский рынок угля и меди
95	Koniec miedziowej koniunktury?	The end of the boom for copper?	Конец медевой конъюнктуры?
96	Eksploatacja dna mórz i oceanów	Deep sea mining	Эксплуатация дна морей и океанов
97	Mit stworzenia „zielonych miejsc pracy” dzięki wdrożeniu technik i technologii produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	The myth of green jobs due to renewable energy	Миф создания Зеленых мест работы благодаря внедрению техник и технологии производства электроэнергии из возобновляемых источников.
97	Kosztowna darmowa energia Dlaczego energia elektryczna z turbin wiatrowych jest tak droga?	Why wind turbine energy is so expensive?	Почему электроэнергия из ветровых турбин так дорога?
98	Tanie baterie przepływowe z chinonów	Cheap chinone flow batteries	Дешевые проточные батареи из хинонов
98	Gigant odsłonił karty Rio Tinto (www.riotinto.com) publikuje wykaz podatków zapłaconych w roku 2013	Rio Tinto (www.riotinto.com) publishes taxes paid in 2013	Рио Тинто (www.riotinto.com) публикует состав налогов уплаченных в 2013 году
98	Tesla na czele stawki Firma Tesla Motors Inc. stała się największym pracodawcą w przemyśle samochodowym Kalifornii	Tesla Motors het biggest employer in the car industry in California	Фирма Тесла Моторс сделалась самым крупным работодателем в автомобильной промышленности Калифорнии.
98	Francja blokuje wrogie przejęcia Francja zabezpiecza sobie prawo blokowania przejęć swych strategicznych firm	France secures its rights to block take overs of strategic companies	Франция обеспечивает себе право блокирования перехватываний своих стратегических фирм
98	Chiny wybrały Airbus Airbus wygrywa zamówienie na samoloty dla China Southern Air za ponad 7,3 mld USD	Airbus wins orders for airplanes for China's Southern Air for more than 7.3 bln USD	Airbus (Эйрбас) выигрывает заказ на самолеты для China Southern Air (Чайна Саусерн Эйр) за свыше 7.3 миллиарда долларов США
99	Ograniczenie środków na badania zmian klimatu Rząd Australii zamierza dokonać zasadniczego cięcia w budżecie na wszystkie badania nad zmianą klimatu	Australian Government intends to cut budget for all research connected with climate change	Правительство Австралии намеревается совершить основные сокращения в бюджете на все исследования по изменению климата
99	Koniec subsydiowania farm słonecznych Subsidia dla dużych farm słonecznych w Zjednoczonym Królestwie zostaną zlikwidowane aby ograniczyć zaśmiecanie krajobrazu	Subsidies for big solar farms in the United Kingdom will be shut to curb blight to countryside	Субсидии для больших солнечных ферм в Великобритании будут ликвидированы, чтобы ограничить засоривание пейзажа
99	Chińska rewolucja w energetyce	Chinese revolution in the power industry	Китайские революции в энергетике
100	Innowacje techniczne w Zagłębiu Miedziowym	Technical Innovations in Copper Mining Industry	Технические нововведения в медном бассейне
104	XII Forum Wschód – Zachód Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna 2014 r.	XII Forum East – West International Scientific and Technical Conference 2014	XII Форум ВОСТОК – ЗАПАД Международная Научно-Техническая Конференция 2014
106	Kronika Towarzystwa Konsultantów Polskich	The Chronicle of the Society of Polish Consultants	Хроника Общества Консультантов Польских

25 miliardów ton w złożach

VIII Międzynarodowy Kongres Górnictwa Węgla Brunatnego W Bełchatowie

Stanisław Downorowicz

W dniach 7-9 kwietnia 2014 r. w Bełchatowie pod honorowym patronatem Wicepremiera RP – Ministra Gospodarki Janusza Piechocińskiego odbył się VIII Międzynarodowy Kongres Górnictwa Węgla Brunatnego pod hasłem „Węgiel brunatny – szanse i zagrożenia”. Organizatorami Kongresu byli: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.; PGE GiEK S.A. Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów”; Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Górnictwa Oddział w Bełchatowie.

W skład Komitetu Honorowego Kongresu weszli Minister Skarbu Państwa, Wojewoda Łódzki, Marszałek Województwa Łódzkiego, Prezes WUG, eurodeputowani, Prezesi Zarządów PGE, PGE S.A., PGE GiEK S.A. oraz PPWB.

Komitetowi Naukowemu Kongresu przewodniczył prof. dr hab. inż. Antoni Tajduś – Przewodniczący Komitetu Górnictwa Polskiej Akademii Nauk (AGH Kraków). W skład Komitetu Naukowego weszli wybitni przedstawiciele świata nauki z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Głównego Instytutu Górnictwa w Katowicach, Politechnik Śląskiej, Wrocławskiej

i Łódzkiej, KGHM CUPRUM CBR Sp. z o.o. we Wrocławiu oraz Instytutu Górnictwa Odkrywkowego – Poltegor we Wrocławiu.

W Kongresie uczestniczyło łącznie 346 specjalistów, w tym 275 z Polski i 71 specjalistów zagranicznych (w tym 10 z Czech, 6 ze Słowacji, 27 z Niemiec, 11 z USA, 6 z Hiszpanii, 1 z Holandii, 2 z Belgii, 1 z Bułgarii, 6 z Chin i 1 z Republiki Kosowa). Na pięciu sesjach Kongresu wygłoszono łącznie 53 referaty oraz odbyto wycieczki autokarowe do KWB „Szczerców” i KWK „Bełchatów” oraz Elektrowni „Bełchatów”. Kongresowi towarzyszyła interesująca wystawa eksponatów własnych KWB „Bełchatów” oraz 34 wystawców krajowych i zagranicznych kooperujących z górnictwem.

Kongres został zorganizowany na bardzo wysokim poziomie technicznym. Dobór tematyki referatów odzwierciedlał najważniejsze współczesne problemy górnictwa węgla brunatnego i energetyki bazującej na tym surowcu.

Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego – Pan Kazimierz Kozioł jako Dyrektor Oddziału KWB „Bełchatów” oraz Prezes ZO SITG w Bełchatowie –

otwierając Kongres m.in. stwierdził:

„Nie ma energetyki polskiej bez węgla brunatnego. Wszyscy zebrani w tej sali wiemy, że wiele krajów w Europie – w tym Polska, Niemcy, Grecja, Czechy – dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa korzysta z posiadanych zasobów węgla brunatnego. Zasoby tego surowca w Polsce oscylują wokół 25 mld ton w udokumentowanych złożach. Nie możemy zaprzepaścić tego naturalnego bogactwa tym bardziej, że wiatry nie zawsze wieją, słońce nie zawsze świeci jasnym blaskiem, a dostawy gazu nie zawsze muszą odbywać się w przewidywanych geopolitycznych warunkach. Kryzys na Ukrainie z całą brutalnością pokazał, że to co wydawało się czymś trwałym i nienaruszalnym, runęło nagle jak domek z kart. Także energetyka oparta na paliwie jądrowym wywołuje protesty środowisk naukowych, ekologów oraz mieszkańców tych terenów, gdzie mają zostać wybudowane bloki jądrowe.

Z wyżej wymienionych powodów oczywistością, wręcz patriotyczną koniecznością, jest racjonalne wykorzystanie tych surowców kopalnych, którymi obdarzone są poszczególne

Uczestnicy VIII Międzynarodowego Kongresu Górnictwa Węgla Brunatnego w Bełchatowie



kraje. Nie podlega dyskusji dla organizatorów kongresu i praktyków branży górniczej, że węgiel brunatny musi być wydobywany z zachowaniem równowagi w środowisku naturalnym. Kopalnia Bełchatów zawsze troszczyła się o środowisko naturalne i przywraca tereny pogórnice do poprzedniego, a nawet jeszcze lepszego stanu. Przykładem naszej unikalnej działalności w sferze ekologii jest chociażby zrehabilitowanie zwałowiska zewnętrznego pola „Bełchatów”, na którym funkcjonuje znany ośrodek sportów zimowych z najdłuższą w centralnej Polsce narciarską trasą zjazdową”.

W referatach kongresowych przedstawiono osiągnięcia technologiczne bezpiecznego wydobycia i organizacji transportu, a także nowoczesne metody spalania węgla brunatnego w niskoemisyjnych i efektywnych blokach energetycznych.

Przedstawiono również szanse roz-



Dyrektor O/KWB „Bełchatów” Kazimierz Kozioł - przewodniczący Komitetu Organizacyjnego VIII MKGWB



Prezydium VIII MKGWB

woju energetyki opartej na węglu brunatnym, działania Unii Europejskiej w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej oraz wpływów Unii na gospodarkę węglową Polski i Europy.

Ciekawsze referaty wygłoszone na Kongresie za zgodą Autorów przedstawiamy naszym Czytelnikom na kolejnych stronach kwartalnika.

(SD)



Uczestnicy Kongresu przy unikalnych eksponatach KWB Bełchatów, od lewej: Ryszard Frankowski, Ilona Jończyk, Marek Waldemar Jończyk, Jacek Szczepiński, Stanisław Downorowicz, Wojciech Ciężkowski.



Potrzebna jest skuteczna dyplomacja energetyczna

Wystąpienie na otwarciu VIII Kongresu Górnictwa Węgla Brunatnego w Bełchatowie „Węgiel Brunatny – Szanse i Zagrożenia”

Jacek Saryusz-Wolski - Europejseł

Jako stały sprawozdawca Parlamentu Europejskiego do spraw bezpieczeństwa energetycznego, mam dziś dla Państwa dwa przesłania. Po pierwsze, węgiel jest ważny dla bezpieczeństwa energetycznego Europy i dla jej bilansu energetycznego. Drugim przesłaniem jest to, że Unia Europejska jest ważna dla węgla, ponieważ określa ona warunki brzegowe wydobywania, stanowi prawo i daje fundusze.

Polska energetyka to część polityki energetycznej Unii. Nie jesteśmy wyjątkiem i musimy tę politykę współkształtować. Do tego potrzebna jest skuteczna dyplomacja energetyczna. Apele i zasadne argumenty tu nie wystarczą. Ale idą zmiany. Tworzy się nowy kontekst geopolityczno-energetyczny, w którym będą zapadały nowe decyzje.

Co oznacza dla węgla sześciopunktowy plan Unii Energetycznej?

Filar pierwszy to wspólne negocjowanie kontraktów zewnętrznych. W długim terminie oznacza tendencję zniżkową cen, m.in. dzięki ciężarowi negocjacyjnemu Unii Europejskiej, z korzyścią dla konsumenta. Polski węgiel powinien to uwzględnić i przewidzieć w opracowywaniu swoich planów.

Drugi filar Unii Energetycznej, czyli wzmocnienie solidarności energetycznej wewnątrz Unii w oparciu o artykuł 194 Traktatu, sprawia, że ważna jest elastyczność dostaw w obliczu ewentualnych kryzysów energetycznych. Co to oznacza dla polskiego węgla? To, że węgiel wygrywa. Węgiel jest elastyczny jeśli chodzi o dostawy w sytuacjach kryzysowych, będąc wtedy szczególnie przydatnym nośnikiem energii.

Trzeci filar to infrastruktura, czyli między innymi magazyny i interkontory. Węgiel ma tu atuty: jest magazynowalny i transportowalny dużo

łatwiej aniżeli gaz. Ale pamiętajmy, że jednocześnie jest drogi i emituje więcej CO₂ niż inne nośniki energii.

Czwarty filar to pełne wykorzystanie dostępnych w Europie własnych źródeł paliw kopalnych, z poszanowaniem środowiska naturalnego. Zatem węgiel jest tu gwarancją bezpieczeństwa energetycznego, również w obliczu grożących nam przerw w dostawie energii z zewnątrz - mam tu na myśli gaz z Rosji. Fakt, że węgiel może być szybkim substytutem, to jego wielki atut.

Piąty filar to dywersyfikacja źródeł dostaw energii, czyli sprowadzanie gazu i ropy z zewnątrz, w tym gazu skroplonego (LNG) ze Stanów Zjednoczonych. Ale węgiel też jest sprowadzalny. Dziś duża część światowego węgla przychodzi do Polski i Europy Zachodniej. Paradoksalnie rewolucja łąkowa spowodowała napływ węgla pozaeuropejskiego do Europy - to ważny czynnik, na który polski węgiel musi zwrócić uwagę.

Szesty filar Unii Energetycznej to bezpieczeństwo energetyczne wokół nas, u naszych sąsiadów, zwłaszcza tych, którzy należą do Wspólnoty Energetycznej (Ukraina, Mołdawia, kraje bałkańskie). W naszym interesie leży to, aby nasi sąsiedzi działali według tych samych reguł energetycznych, których przestrzegamy w Unii. Tylko wtedy możliwa będzie uczciwa konkurencja.

Plan Unii Energetycznej rzutuje więc na wybory i perspektywy węgłownictwa, kopalnictwa i energetyki. My w Parlamencie Europejskim dążymy do tego, a jest to bardzo trudna batalia, jedna z najtrudniejszych, aby podejście unijnej polityki energetycznej było zrównoważone i uwzględniało nie tylko cele klimatyczne, które naszym zdaniem są nadambitne, ale również



dwa czynniki: bezpieczeństwo energetyczne, w tym bezpieczeństwo dostaw, i konkurencyjność, czyli ceny.

Przed nami jeszcze decyzje w sprawie redukcji emisji CO₂. Proponowane przez Komisję Europejską 40% redukcji jest nie tylko nadambitne, ale rządzi się zasadą niesprawiedliwie rozkładającą ciężar redukcji na poszczególne kraje europejskie. To jest zadanie dla nowej dyplomacji energetycznej Polski. Odroczenie decyzji ws. pakietu energetycznego i klimatycznego do jesieni tego roku, to tylko więcej czasu, aby ocenić skutki dla Polski, dla polskiego przemysłu.

Te wszystkie decyzje oznaczają, że Unia Europejska coraz bardziej zdaje sobie sprawę z zagrożenia, jeśli chodzi o bezpieczeństwo energetyczne i perspektywy na poważnie rozważanego w tych dniach zerowego importu gazu z Rosji. Jeśli zrealizowałby się ten najczarniejszy ze scenariuszy, to rodzi to kolosalne konsekwencje dla polskiej energetyki i dla polskiego węgla.

Unia przebudowuje politykę energetyczną w taki sposób, aby coraz więcej decyzji było podejmowanych wspólnie, a coraz mniej indywidualnie przez poszczególne kraje. To dla Polski i polskiego węgla bez wątpienia korzystna zmiana.

Co to oznacza dla węgla brunatnego? Widzimy przekierowanie unijnej polityki energetycznej w kierunku bardziej

pragmatycznym, i to jest dobre. Plan uniezależnienia się energetycznie od Rosji jest istotny dla polskiego węgla. Nacisk na poszukiwanie alternatywnych źródeł energii jest ważny, ale niekoniecznie dobry dla polskiego węgla, z czego trzeba wyciągnąć wnioski, jeśli chodzi o czyste technologie węglowe i jeśli chodzi o składowanie CO₂ (np. projekt CCS w Bełchatowie).

Węgiel jest naturalnym substytutem. Dwa kryzysy, których wokół siebie doświadczamy - kryzys gospodarczy,

który unaoczniał potrzebę zapewnienia tanich źródeł energii, ponieważ przegrywamy światowy wyścig gospodarczy, oraz kryzys geopolityczny we wschodnim sąsiedztwie Unii, na Ukrainie - sprawiają, że dla polskiego węgla pojawia się perspektywa nowego oddechu i nowego czasu.

Mamy teraz dwie możliwości: ten nowy oddech i dodatkowy czas zmarnować, nie zmieniając wiele, albo wykorzystać po to, aby dynamicznie wyjść do przodu, i udowodnić, że wę-

giel to stały komponent bezpieczeństwa energetycznego Europy i pozycji energetycznej Polski, i że nie musi być on na cenzurowanym z punktu widzenia ochrony środowiska dzięki czystym technologiom oraz składowaniu CO₂.

Chciałbym zaapelować, aby ten nowy oddech i kontekst zapadających na poziomie europejskim nowych decyzji dla węgla, w tym dla węgla brunatnego dla Bełchatowa, zostały dobrze wykorzystane.



Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa S.A.
GRUPA KAPITAŁOWA KGHM POLSKA MIEDŹ S.A.



wiedza
doświadczenie innowacje

Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń PeBeKa S.A.
ul Marii Skłodowskiej-Curie 76, 59-301 Lubin
tel. 76 840 54 05, 76 840 54 03, 76 840 52 03; fax 76 840 54 95
www.pebeka.pl

Odejście od węgla jest niemożliwe

Wpływ polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej na gospodarkę węglową Polski

Józef Dubiński, Antoni Tajduś

Wprowadzenie

Długookresowe prognozy Międzynarodowej Agencji Energii przewidują, że światowy popyt na energię będzie się nieustannie zwiększał osiągając wzrost od 0,6 do 1,5 % w różnych wariantach scenariuszowych. Węgiel jest dzisiaj jednym z trzech podstawowych nośników energii i pokrywa ponad 30% globalnego zapotrzebowania na energię pierwotną oraz posiada 42% udział w wytwarzaniu energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę dynamiczny rozwój niektórych gospodarek światowych tendencja ta utrzyma się lub nawet będzie wzrastać. Węgiel jest bowiem najtańszym nośnikiem energii,

a tym samym oparta na nim energetyka i przemysł, mimo jego wyższej emisyjności CO₂, są dużo bardziej konkurencyjne ze względu na niższe koszty wytwarzania energii i produkcji przemysłowej. Ponadto, dużym atutem są też zasoby tego surowca, dostępne praktycznie na każdym kontynencie, których wystarczalności określana jest nawet na około 200 lat w przypadku węgla kamiennego i na około 300 lat dla węgla brunatnego. W przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego ich wystarczalność na dzień dzisiejszy jest wyraźnie niższa. Powyższe czynniki determinują i nadal będą niezwykle istotne dla przyszłości i powszechnego wykorzystanie tego surowca.

Polityka Unii Europejskiej zakładająca dekarbonizację unijnego rynku energii bez wątpienia spowoduje wyraźny wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym kosztów wytwarzania różnych produktów w krajach zależnych od paliwa węglowego. Konsekwencją tego będzie niewątpliwie „ucieczka” ich produkcji z krajów Unii Europejskiej do innych krajów świata. Należy wyraźnie podkreślić, że problem ten posiada szczególne znaczenie w sytuacji Polski, której elektroenergetyka charakteryzuje się wyraźną dominacją paliwa węglowego. Stąd, odejście od węgla, szczególnie wobec aktual-



Prof. dr hab. inż.
Józef Dubiński
czł. koresp. PAN,
Główny Instytut
Górnictwa Katowice



Prof. dr hab. inż.
Antoni Tajduś
Akademia
Górnictwo-Hutnicza Kraków

Streszczenie: W artykule przedstawiono zagadnienia związane ze światowym i krajowym zapotrzebowaniem na energię i rolę węgla w tym obszarze. Zostały podane podstawowe informacje dotyczące wystarczalności zasobów węgla na tle aktualnych trendów jego produkcji i konsumpcji. Podkreślono, że energetyka europejska musi spełniać coraz ostrzejsze wymagania środowiskowe, szczególnie w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Przedstawiono założenia polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej i jej wpływ na górnictwo węgla w Polsce. Przeanalizowano rolę węgla w zapewnieniu bezpieczeństwa dla niezależności energetycznej kraju i UE. Wskazano na konieczność efektywnego wykorzystania posiadanych zasobów węgla dla zapewnienia krajowego bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju nisko-emisyjnej gospodarki.

Słowa kluczowe: węgiel kamienny, węgiel brunatny, polityka klimatyczna, polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne.

Resignation of coal is impossible

The impact of european union's energy and climate policies on the Polish coal mining industry

Abstract: The article presents the issues related to the global and national energy supply and the role of coal in this area. The issues regarding coal resources sufficiency in comparison to current trends of its production and consumption were presented. It was emphasized that power generation sector has to fulfill increasingly stringent environmental requirements, especially reduction of CO₂ emission. The issues related to European Union's energy and climate policies and its impact on the Polish coal mining industry have been presented. The role of coal for energy security and energy independence of Poland and EU have been analyzed. The necessity of effective utilization of coal resources in Polish economy to provide its own energy security and developing of low emission economy has been pointed out.

Key words: hard coal, lignite, climate policy, energy policy, energy security.

Уход от угля невозможен

Влияние энергетическо-климатической политики Евросоюза на угольную экономику Польши

Резюме: В статье представлено вопросы связанные с мировым и отечественным спросом и ролью угля в этой области. Подано основные информации касающиеся достаточности ресурсов угля на фоне актуальных направлений его производства и потребления. Подчеркнуто что европейская энергетика обязана исполнять все более острые средовые требования особенно в области ограничения эмиссии углекислоты. Представлено задания энергетическо-климатической политики Евросоюза и её влияние на угольную промышленность в Польше. Проанализировано роль угля в обеспечении безопасности и энергетической независимости страны и Евросоюза. Указано на необходимость эффективного использования обладаемых ресурсов угля для обеспечения краевой энергетической безопасности и развития низкоэмиссионной экономики.

Ключевые слова: каменный уголь, бурый уголь, климатическая политика, энергетическая политика, энергетическая безопасность.

nie braku dostępu do innych, krajowych źródeł energii, które mogłyby zapewnić w stopniu wystarczającym i stabilnym potrzeby energetyczne polskiej gospodarki i społeczeństwa, jest niemożliwe przez najbliższych kilkadziesiąt lat. Tak więc należy mieć świadomość, że bezkrytyczna realizacja unijnej polityki dekarbonizacji uderzy najmocniej w polski sektor wytwarzania energii elektrycznej jak również w te gałęzie przemysłu, które charakteryzują się wysoką energochłonnością.

Polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej

Założenia polityki energetycznej UE

Aktualnie główne wyzwania unijnej polityki energetycznej są następujące:

- rosnące uzależnienie krajów członkowskich od importu podstawowych nośników energii, w tym także węgla,
- szczypanie się własnych zasobów surowców energetycznych,
- konieczność zapewnienia stabilnych dostaw energii po akceptowalnej cenie,
- sprostanie ambitnym celom dotyczącym zahamowania zmian klimatu.

Ponadto, należy zauważyć, że realizacja podstawowych założeń unijnej polityki energetycznej koncentruje się na jednoczesnym rozwoju trzech, podstawowych jej filarów, to jest konkurencyjności (rozwój rynku wewnętrznego), bezpieczeństwa dostaw energii i zrównoważonego rozwoju (z uwzględnieniem ochrony środowiska i działaniami na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym).

Podstawowym dokumentem, będącym jednocześnie początkiem kreowania nowej polityki energetycznej UE jest Traktat Lizboński. Wcześniej, w pierwszych dziesięcioleciach istnienia Unii kwestie związane z energią regulowało prawo pierwotne funkcjonujące w Europejskiej Wspólnocie Węgla i Stali (ECSC) [11]. Główne cele unijnej polityki energetycznej zostały zapisane w artykule 194 Traktatu. Zgodni z tym artykułem polityka Unii

Europejskiej w sferze energetyki ma na celu, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi [4]:

- zapewnić funkcjonowanie rynku energii;
- zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii w krajach Unii;
- wspierać wzrost efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwój nowych i odnawialnych źródeł energii;
- wspierać wzajemne połączenia między sieciami dostaw energii.

Ten zapis w Traktacie, tworzy podstawę prawną do podejmowania wszelkich inicjatyw w zakresie polityki energetycznej. Zgodnie z tymi celami, unijna polityka energetyczna ma wspierać dążenie do jak najpełniejszej integracji państw członkowskich w ramach wewnętrznego rynku energii. Ważnym elementem w analizie polityki energetycznej Unii Europejskiej jest zrozumienie zależności pomiędzy jej rynkiem zewnętrznym i wewnętrznym w tym obszarze. Skuteczna realizacja polityki energetycznej w wymiarze zewnętrznym musi być oparta na sprawnie funkcjonującym rynku wewnętrznym, na który składają się dwa główne elementy, czyli ramy regulacyjne i infrastruktura energetyczna. Infrastruktura energetyczna staje się bowiem podstawą do realizacji wzajemnych połączeń między sieciami energetycznymi krajów członkowskich. Narzędziem realizacji celów polityki energetycznej UE są akty legislacyjne przyjęte w ramach tzw. Trzeciego Pakietu Energetycznego (składają się na niego dwie dyrektywy rynkowe, dwa rozporządzenia przesyłowe oraz rozporządzenie ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki), koncentrujące się głównie na finalizowaniu procesu budowania jednolitego, konkurencyjnego rynku energii.

Pakiet klimatyczny

Podstawy unijnej polityki energetyczno-klimatycznej opierają się na założeniach, podpisanej w 1992 roku w Brazylii w Rio de Janeiro, Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych ds. Zmian Klimatu, która to Konwencja weszła w życie dwa lata później po ratyfikacji przez ponad 150 państw. Podstawowym celem przed-

miotowej Konwencji było osiągnięcie stabilizacji poziomu koncentracji tzw. gazów cieplarnianych w atmosferze w takim zakresie, który pozwoli na zatrzymanie antropogenicznego oddziaływania człowieka na zmiany klimatu. Kolejne światowe spotkania poświęcone tej problematyce, tzw. Szczyty Klimatyczne miały na celu określenie szczegółowych planów osiągnięcia założonych celów. Podczas Szczytu Klimatycznego w 1997 r. (COP3) został przyjęty Protokół z Kioto, który dokładnie precyzował zobowiązania podpisanych pod Konwencją państw w zakresie ograniczania wpływu działalności człowieka na klimat, w szczególności zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Ustalone w Kioto wielkości redukcji emisji poszczególnych gazów cieplarnianych zobowiązywały podpisane pod Protokołem kraje do ich obniżenia w stosunku do poziomu odniesienia określonego dla tzw. roku bazowego - dla większości krajów 1990 roku. Na tej podstawie UE podjęła się realizacji ambitnych celów związanych z redukcją emisji gazów cieplarnianych poprzez wprowadzenie tzw. pakietu energetyczno-klimatycznego, zwanego pakietem „20-20-20”, który zawierał następujące cele (źródło: Komisja Europejska):

- zmniejszenie w krajach UE emisji gazów cieplarnianych przynajmniej o 20% w 2020 roku w porównaniu do roku bazowego i o 30% w przypadku, gdyby uzyskano światowe porozumienie o redukcji gazów cieplarnianych,
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do 20% w 2020 roku,
- zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 roku.

Wśród kluczowych instrumentów polityki klimatycznej UE mających na celu realizację założeń Protokołu i osiągnięcie celów przedmiotowego pakietu wymienić należy:

- EU Emission Trading Scheme (EU ETS), czyli Europejski System Handlu Emisjami,
- krajowe cele w zakresie handlu emisjami,
- wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (technologia

CCS),
- krajowe cele w zakresie odnawialnych źródeł energii OZE.
System handlu emisjami w ogólnym założeniu oparty jest na handlu pozwoleniami na emisję dwutlenku węgla (CO₂) oraz innych gazów cieplarnianych i jest międzynarodowym systemem typu „ograniczenie - handel” (cap-and-trade). Ceny uprawnień, odzwierciedlające koszt emisji gazów cieplarnianych związany z wytwarzaniem energii elektrycznej i produkcją przemysłową, miały być ustalane w sposób rynkowy. Niestety praktyczne doświadczenia z funkcjonowania tego systemu wskazują na wiele wątpliwości co do jego „rynkowości” tego rozwiązania. Takim przykładem jest wprowadzenie przez Komisję Europejską tzw. backloadingu, jako krótkoterminowego rozwiązania mającego na celu usprawnienie i wzrost efektywności systemu emisji [9]. Zaproponowany system handlu emisjami miał nie tylko pomóc w osiągnięciu założonych celów redukcyjnych, ale także miał zachęcać przedsiębiorców do inwestycji w innowacyjne technologie niskoemisyjne oraz do szukania mniej kosztownych sposobów przeciwdziałania zmianom klimatu. Zakładano również, że dzięki systemowi handlu emisjami gaz, który emituje o połowę mniej CO₂, będzie szybciej wypierał węgiel jako paliwo w elektroenergetyce. Tak się jednak nie stało, a tę rynkową koncepcję walki z klimatem zweryfikował sam rynek.

Wskutek kryzysu ekonomicznego i spowolnienia gospodarczego, z czym wiąże się spadek produkcji przemysłowej, zmalało zapotrzebowanie na energię. Ma także miejsce postępujący wzrost efektywności energetycznej. Ponadto, nagromadzenie dodatkowych uprawnień z poprzednich lat doprowadziło do pojawienia się nadwyżki uprawnień. W konsekwencji powyższych zdarzeń wystąpił duży spadek cen uprawnień do emisji CO₂, które obniżyły się z poziomu prawie 30 euro za tonę do 5 euro za tonę (rys.1). Sytuacja ta powoduje, że węgiel nadal pozostaje paliwem konkurencyjnym, ze względu na jego cenę, pomimo wysokiej emisyjności.

Spadki cen powyższych uprawnień powodują zmniejszone zainteresowa-

nie opracowywaniem i wdrażaniem nowych ale kosztownych technologii niskoemisyjnych (np. technologii CCS). Komisja Europejska (KE) podjęła więc działania na rzecz poprawy działania systemu w postaci wspomnianego już backloadingu, czyli zawieszenia w latach 2013-2015 części aukcji uprawnień do emisji CO₂ (900 mln uprawnień) i ponowne wprowadzenie ich na rynek dopiero w latach 2019-2020, kiedy nie będzie takiej dysproporcji między popytem a podażą na przedmiotowe uprawnienia. Nie wykluczone jest jednak, że KE na stałe nie usunie tej części aukcji z rynku. Zmiany te miałyby skutkować wzrostem ceny uprawnień do emisji, co miałooby polepszyć funkcjonowanie systemu ETS [9]. Zmiany te są bez wątpienia bezpośrednią ingerencją w mechanizm rynkowy, co jednak nie przeszkodziło, mimo protestów, na ich wprowadzenie i przez KE.



Rys. 1. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w latach 2008 - 2013 [3]

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) szacuje, że w 2014 roku średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrośnie do 12,07 euro za tonę, podczas gdy w roku 2013 roku średnia cena uprawnień to 4,41 euro za tonę [1]. Zobaczmy jak to będzie w rzeczywistości.

W swoich działaniach na rzecz ochrony klimatu Komisja Europejska posunęła się dalej i w styczniu 2014 roku proponowała wprowadzanie nowych celów w zakresie energii i klimatu, które miałyby być osiągnięte do roku 2030. Zgodnie z tą propozycją do 2030 roku kraje Unii Europejskiej powinny ograniczyć emisję CO₂ o 40, a nie 35 procent. Jest to nic innego jak tylko doraźna modyfikacja założeń Mapy Drogowej 2050 tylko w innej ramie czasowej.

Rynek węgla i bezpieczeństwo energetyczne UE

Sytuacja na światowym rynku energetycznym rozwija się w ostatnich latach bardzo dynamicznie i w szczególności dotyczy to paliwa węglowego. Rewolucja gazu łupkowego w USA odwróciła tendencje rynkowe i spowodowała napływ taniego paliwa węglowego z tego kraju także na rynek europejski. Jest oczywistym, że produkcja taniej energii bezpośrednio wpływa na koszty produkcji wszelkich dóbr materialnych, a tym samym na konkurencyjność gospodarki. Należy zauważyć, że światowe gospodarki stają się coraz bardziej konkurencyjne, co wpływa znacząco na rynek Unii Europejskiej, który ponadto musi się zmierzyć ze swoimi wygórowanymi aspiracjami w zakresie polityki

energetyczno-klimatycznej. Zgodnie z przewidywaniami Międzynarodowej Agencji Energetycznej węgiel w ciągu najbliższych 5 ÷ 10 lat, ze względu na duże zasoby i rosnące potrzeby energetyczne dynamicznie rozwijających się gospodarek takich krajów jak np. Chiny, Indie, stanie się wkrótce ważniejszym surowcem energetycznym niż ropa węgla.

W 2012 roku Unia Europejska zaimportowała 212,6 Mt węgla kamiennego, co stanowi wyraźny wzrost w porównaniu ze 188 Mt w 2010 roku. Największym importerem węgla do krajów UE jest Rosja, która odpowiada za prawie 27 % importu tego paliwa - rys. 2. Unijnym liderem importowanego węgla nadal są Niemcy, które zaimportowały prawie 45 Mt tego surow-

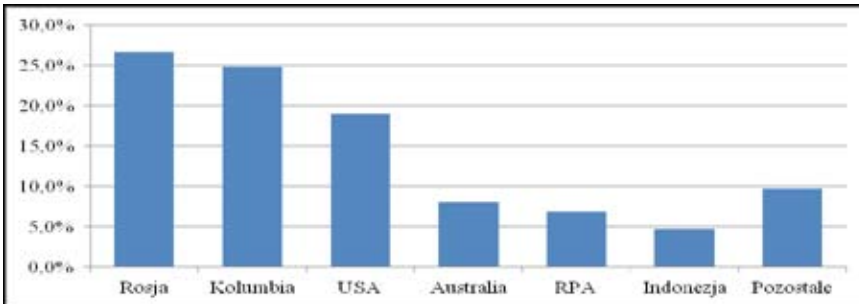
ca w 2012 roku przy jednoczesnym wzroście produkcji węgla brunatnego z poziomu 169,4 Mt w 2010 roku do 185,4 Mt w 2012 roku.

Kolejnym unijnym importerem węgla kamiennego jest Wielka Brytania, której import w 2012 roku wyniósł 44,8 Mt, a więc niemal tyle samo co import Niemiec [6,7].

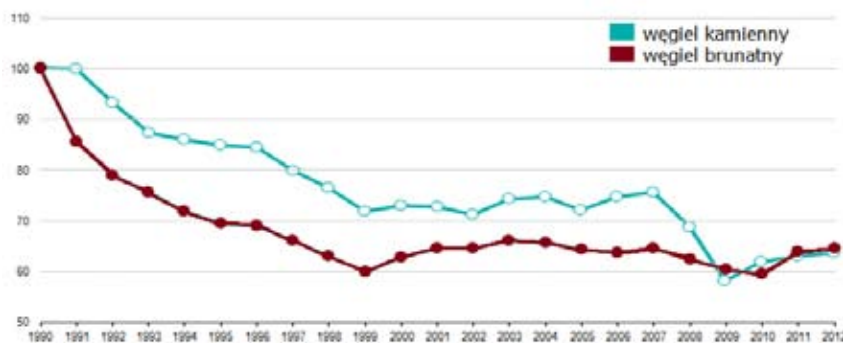
no w stosunku do węgla kamiennego jak i brunatnego. Późniejszy okres był pod tym względem raczej stabilny aż do 2009 roku kiedy odnotowano wzrost zużycia węgla, co może się wiązać z opisanymi już wcześniej zamianami na światowym rynku energetycznym. Równocześnie, w ostatnich latach obserwuje się wyraźny spadek zużycia

życie węgla o 6% większe. Analogicznie sytuacja przedstawiała się w 2012 r., w którym zużyto o 2% mniej gazu ziemnego i 2% więcej węgla niż w 2011 r. (informacje prasowe U.S. International Energy Agency).

Zgodnie z analizami Komisji Europejskiej uzależnienie UE od importu energii będzie nadal rosło, bowiem odejście od wykorzystania rodzimych paliw kopalnych jest w konsekwencji zastępowane ich importem. Należy zauważyć, że ten wzrost uzależnienia UE od importu surowców energetycznych jest sprzeczny z założeniami polityki energetycznej UE dotyczącymi jej niezależności. Ponadto, analizując kraje eksportujące surowce energetyczne do UE, nie mamy ich dużej różnorodności, Unia uzależniona jest w dużej mierze od importu trzech podstawowych nośników energii z Rosji. Import ten stanowi około 28% dla węgla, 35% dla ropy i ponad 30% dla gazu - rys.4.



Rys. 2. Import węgla do EU-27 w 2012 wg krajów [6,8]



Rys. 3. UE-27 Zużycie węgla kamiennego i brunatnego brutto 1990-2012, 1990 =100 [8]

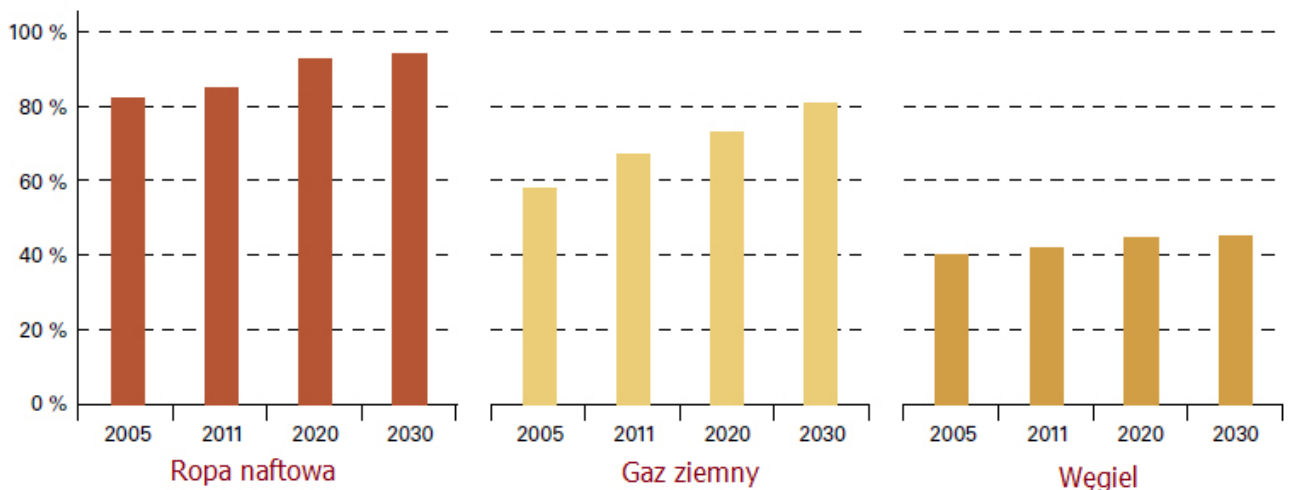
Jednak zużycie węgla w krajach UE zmniejsza się systematycznie, co pokazuje rys.3. W okresie lat 1990-1999 jest to bardzo wyraźny spadek, zarów-

gazu w krajach UE na rzecz wzrostu zużycia węgla kamiennego. W 2011 roku roczne zużycie gazu ziemnego było o 8% niższe niż w roku 2010, a zu-

Wpływ polityki klimatycznej UE na gospodarkę Polski

Rola węgla w gospodarce energetycznej Polski

Węgiel jest podstawowym nośnikiem energii w Polsce od wielu dziesięcioleci. Wynika to przede wszystkim z bogatych rodzimych zasobów naturalnych tego surowca i ubogich zasobów pozostałych kopalnych nośników energii. W 2012 roku udział węgla w produkcji energii pierwotnej wyniósł



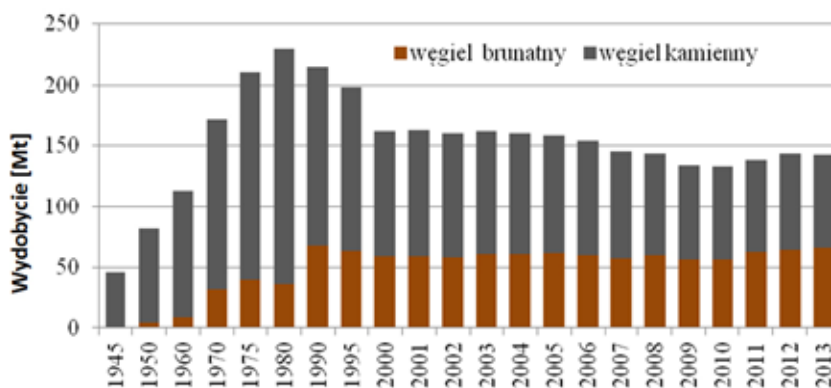
Rys. 4. Uzależnienie od importu energii do UE, 2005 i 2011, z prognozami na rok 2020 i 2030 [6]

około 55%, natomiast w produkcji energii elektrycznej odpowiednio 49,7% dla węgla kamiennego i 33,3% węgla brunatnego [1]. Wykorzystanie własnych zasobów surowców energetycznych pozwala Polsce utrzymywać się na dość dobrej pozycji w zakresie zależności energetycznej. W 2012 roku zależność ta wynosiła 30,7% przy średniej UE na poziomie 53,3%. Niestety coraz więcej węgla kamiennego jest importowane do naszego kraju mimo nadal wciąż bogatych jego zasobów i dobrze rozwiniętego przemysłu wydobywczego. W 2008 roku Polska stała się importerm węgla netto, co oznacza, że wielkość importu węgla przekracza wielkość jego eksportu (rys. 5).

Zasoby węgla są niewątpliwym wielkim atutem Polski i gwarantem bezpieczeństwa energetycznego kraju. W przypadku węgla kamiennego jego zasoby bilansowe na koniec 2012 r. wyniosły 48,23Gt, z czego około 75% to węgle energetyczne, a 25% to węgle koksujące.

zagospodarowania, aby możliwe było utrzymania racjonalnego poziomu wydobycia węgla brunatnego w dalszych latach.

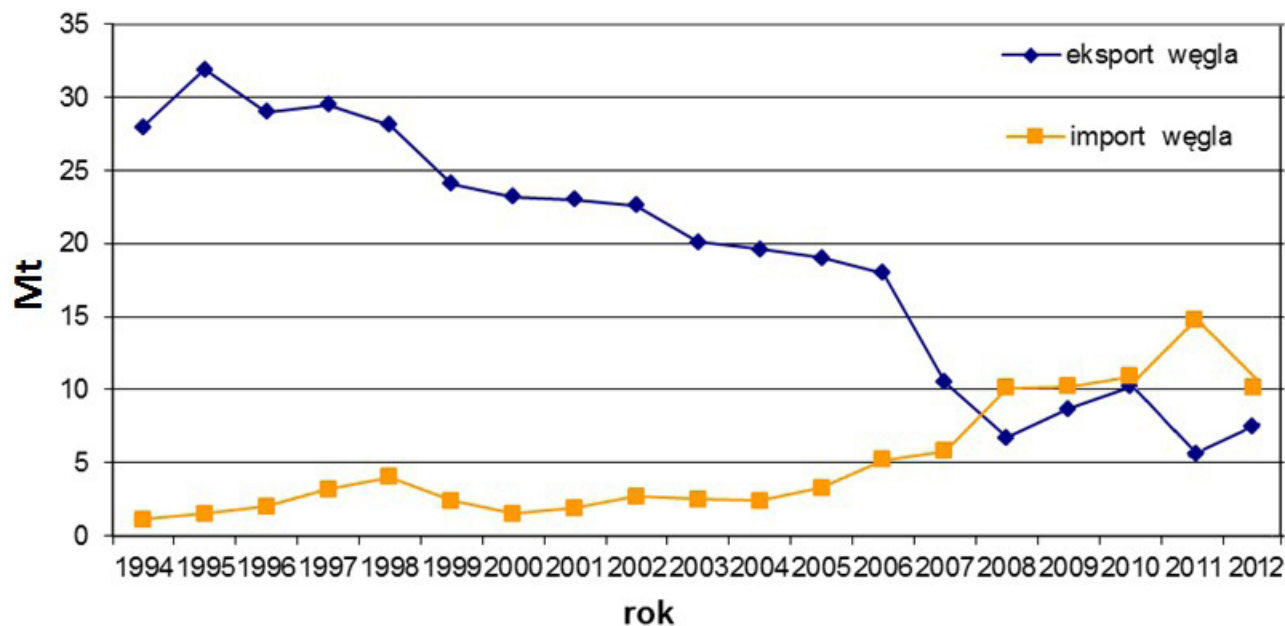
produktu, a także takie czynniki jak: jakość surowca, zdolności produkcyjne kopalń, możliwości transportowe, szybkość i solidność realizacji zamówień klientów.



Rys. 6. Wydobycie węgla w Polsce w latach 1945 - 2013 (opracowanie własne)

Niestety wydobycie węgla kamiennego w Polsce od wielu już lat wykazuje trwałą tendencję malejącą. Natomiast odwrotny trend obserwujemy w stosunku do produkcji węgla brunatnego. Wydobycie tego

więc klientów. Jednak najważniejszym wyznacznikiem konkurencyjności kopalń na rynku producentów węgla są koszty jego produkcji. Niestety ich rosnący trend obserwowany szczególnie



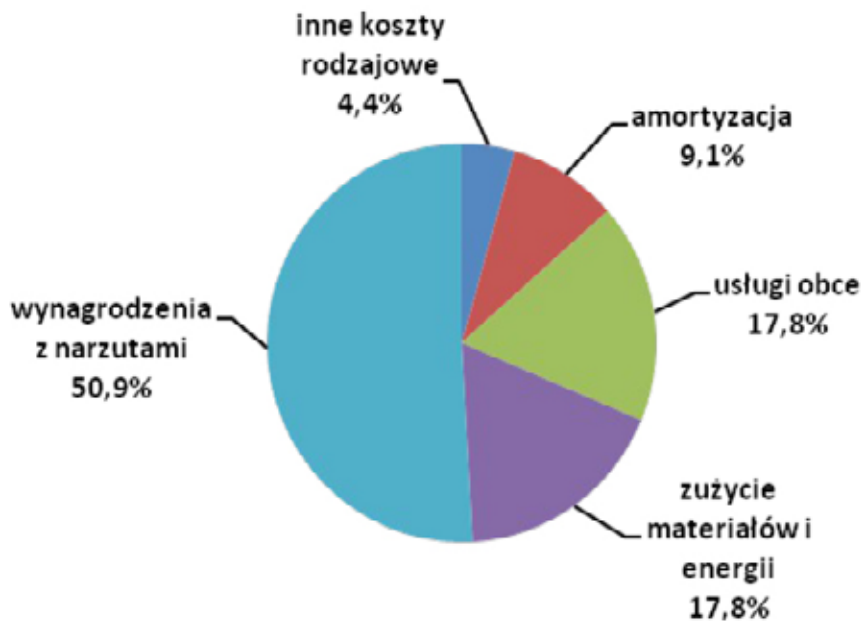
Rys. 5. Import i eksport węgla w Polsce w latach 1994 - 2012 (opracowanie własne na podstawie danych z MG)

Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 39,7% zasobów bilansowych i wynoszą 19,1Gt, przy czym zasoby przemysłowe stanowią 4,2Gt. Z kolei zasoby bilansowe węgla brunatnego stanowią 22,58Gt, z czego zasoby przemysłowe węgla brunatnego wg stanu na koniec 2012 r. wynosiły tylko 1,2Gt. Ta wyraźna dysproporcja świadczy o pilnej potrzebie udokładnionego rozpoznania złóż i ich

najtańszego surowca energetycznego wzrosło z poziomu 56,5 Mt w 2010 r. do poziomu 65,7 Mt w 2013 r. - rys. 6. Przy utrzymaniu obecnego poziomu wydobycia węgla kamiennego i bez zagospodarowania nowych złóż jego zasoby przemysłowe wystarczą na maksymalnie 40 lat.

O pozycji rynkowej sektora produkcji węgla decydują dzisiaj koszty jego produkcji oraz cena oferowanego

w kopalniach węgla kamiennego, bezpośrednio wpływający na cenę węgla, grozi utratą jego konkurencyjności tego nośnika energii zarówno w wymiarze krajowym jak i międzynarodowym, szczególnie wobec rosnącego jego importu z różnych krajów świata [12]. Struktura tych kosztów jest przedstawiona na rys. 7.



Rys.7. Struktura kosztów produkcji węgla energetycznego w układzie rodzajowym w 2012 roku w polskich kopalniach węgla kamiennego [12]

Prognoza dla górnictwa węgla do 2030 roku

Obserwowane zmiany na globalnym rynku energetycznym oraz trendy w światowym zapotrzebowaniu na energię, a także prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wskazują zgodnie, że w okresie najbliższych 20 lat zapotrzebowanie na energię będzie wzrastało. Zmiany będą dotyczyły także dywersyfikacji mixu energetycznego poszczególnych gospodarek świata. W polskiej gospodarce oczekuje się, że zwiększony popyt na energię zostanie zaspokojony przez wzrost udziału energii odnawialnej, energii jądrowej i gazu w mixie energetycznym. Tym niemniej uważa się, że biorąc pod uwagę globalny wzrost zapotrzebowania na energię ilościowy popyt na węgiel utrzyma się co najmniej na tym samym poziomie co obecnie, pomimo zmniejszenia jego udziału procentowego. Węgiel ma więc szansę na zachowanie swojej ważnej pozycji w polskiej gospodarce energetycznej jeszcze przez najbliższe kilka dziesięcioleci. Stwierdzenie to stwarza jednak to dla naszego kraju ogromne wyzwania biorąc pod uwagę takie uwarunkowania wewnętrzne jak: stan inwestycji w górnictwie, politykę energetyczną Polski, politykę lokalnych samorządów, system podatkowy (np. akcyzowy na paliwa węglowe) oraz uwarunkowania zewnętrzne, jak np. polityka energetycz-

no - klimatyczna UE, ceny węgla na rynkach międzynarodowych, możliwości większej podaży gazu ziemnego i paliw płynnych, konkurencyjność węgla w stosunku do innych nośników wytwarzania energii.

Skutki unijnej polityki dla Polski

Unijna polityka wobec zmian klimatu jest jednostronna i absolutnie nie znajduje odzwierciedlenia w krajach poza europejskich, w tym szczególnie w wiodących i najczęściej energochłonnych

Zasoby węgla są niewątpliwym wielkim atutem Polski i gwarantem bezpieczeństwa energetycznego kraju.

gospodarkach światowych, jak np. Chiny czy Indie. Z analizy najnowszego raportu Międzynarodowej Agencji Energetyki wynika jednoznacznie, że konsekwencją unijnej polityki klimatycznej będą, przez najbliższe 20 lat, problemy Europy spowodowane wysokimi cenami gazu i energii elektrycznej [1]. Ponadto, raport ten wskazuje, że spowoduje to utratę przez UE nawet o jedną trzecią swojej globalnej pozycji w najbardziej energochłonnych

branżach przemysłu – przemyśle hutniczym czy petrochemicznym, zatrudniającymi ponad 30 mln ludzi. Kreowanie przez UE jednakowych wymagań dla wszystkich krajów członkowskich o wyraźnie różniące się strukturze gospodarkach energetycznych, dostępie i wykorzystaniu rodzimych zasobów surowców energetycznych i różnej energochłonności przemysłu jest krzywdzące i spowoduje jedynie utratę konkurencyjności unijnego przemysłu, a co za tym idzie utratę miejsc pracy wskutek wyprowadzania przez duże firmy międzynarodowe zakładów produkcyjnych do krajów oferujących niższe koszty produkcji, np. przez wyraźnie tańszą energię.

Polska, której gospodarka oparta jest na węglu kamiennym i brunatnym znajduje się więc w wyjątkowo trudnej sytuacji. Polityka dekarbonizacji powoduje bowiem konieczność zmian w sferze struktury technologicznej i paliwowej służącej produkcji energii na rzecz mniej emisyjnych technologii, powodując tym samym wzrost kosztów wytwarzania energii.

Szacunki dotyczące kosztów polityki energetyczno - klimatycznej dla Polski opracowane przez firmę doradczą EnergSys różnią się w zależności od przyjętego scenariusza. Tym niemniej, biorąc pod uwagę łącznie dodatkowe koszty wdrożenia niskoemisyjnych technologii oraz koszty zakupu uprawnień emisyjnych, polityka dekarboni-

zacji prowadząca do uzyskania celu 80% redukcji emisji dwutlenku węgla w UE, oznaczać będzie dla Polski corocznie ogromne koszty [5]:

- 17 - 19 mld zł/rok - od roku 2020,
- 50 - 55 mld zł/rok - od roku 2030,
- 55 - 61 mld zł/rok - od roku 2040,
- 83 - 99 mld zł/rok - od roku 2050.

Tylko w sytuacji wprowadzenia wcześniej opisywanego backloadingu, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami wyliczył, że

przedsiębiorstwa zaoszczędziły 1,8 mld zł dla okresu styczeń 2013 ÷ czerwiec 2014, czyli na okresie wynikającym z opóźnienia jego wprowadzenia. Do swoich analiz KOBIZE do obliczeń przyjął, średnie ceny uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 4,41 euro w 2013 roku i 5,5 euro w 2014 w przypadku braku backloadingu, a w scenariuszu z backloadingiem odpowiednio 8,9 euro w 2013 i 12,07 euro w 2014 roku [2]. Powyższe dane pokazują jaką jest skala kosztów, które finalnie spadną nie tylko na producentów ale również na odbiorców ich towarów i usług. Ponadto, należy pamiętać, że koszty te będą wzrastać wraz z koniecznością zakupu większej ilości uprawnień do emisji - pula darmowych uprawnień wygasa stopniowo, tak aby uzyskać całkowitą odpłatność za uprawnienia w 2020 roku. Koszty te dotkną przede wszystkim sektor energetyczny, który przerzuci koszty na odbiorców finalnych, którzy już dzisiaj płacą za energię najwięcej w Europie. Jak wskazuje EnergSys, udział rachunków za energię w wydatkach gospodarstw domowych w UE to średnio 4,5%, a w Polsce – to aż 9%.

Niestety skutki unijnej polityki energetyczno - klimatycznej dla Polski będą dotkliwsze nie tylko ze względu na nasz „węglowy” charakter energetyki. Wiele unijnych państw stosuje system ulg dla przemysłu o dużej energochłonności. Jest to na przykład zwolnienie lub zmniejszenie akcyzy na prąd, powszechnie stosowane w Niemczech, Francji, Belgii czy też Hiszpanii. Przykładowo, w Niemczech energochłonny przemysł jest zwolniony z dopłat do energii odnawialnej, a po wprowadzeniu backloadingu ma dostawać z budżetu państwa rekompensaty z tytułu zwiększonych cen uprawnień do emisji CO₂ (niemiecki rząd podjął decyzję o wprowadzeniu takich rekompensat już w 2011 r.) [10].

Wnioski

1. Polityka energetyczno-klimatyczna UE negatywnie wpływa na konkurencyjność unijnej gospodarki, a dążenie do osiągnięcia założonych celów klimatycznych spowoduje znaczący wzrost cen produkcji energii, a tym samym

i produkcji przemysłowej. Koszty te w dużej części przerzucone zostaną na odbiorców finalnych.

2. Realizacja pakietu i polityki energetycznej UE w konsekwencji spowoduje ujednoczenie mixu energetycznego Unii co jest wyraźnie sprzeczne z założeniem dywersyfikacji źródeł energii. Ponadto ingerowanie w miksy energetyczne krajów członkowskich jest sprzeczne z zapisami Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.
3. Polityka ta jest szczególnie niekorzystna dla paliwa węglowego, a więc stanowi poważne zagrożenie dla rozwoju, a nawet funkcjonowania przemysłu wydobywającego węgiel w naszym kraju.
4. Obserwuje się, że odejście od paliw kopalnych, w tym szczególnie węgla kamiennego w praktyce nie zmniejsza znacząco ich udziału w bilansie wytwarzania energii w UE, powoduje jedynie wzrost ich importu do krajów członkowskich i wpływa negatywnie na bezpieczeństwo energetyczne Unii.
5. W wymiarze globalnym węgiel i inne paliwa kopalne są i pozostaną najtańszym źródłem energii. Ponadto, powszechne ich zastąpienie w przyszłości przez OZE może spowodować duże zagrożenie w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.
6. Wysokie ceny energii w krajach UE jako efekt odchodzenia od rodzimych surowców energetycznych, a szczególnie od węgla, niewątpliwie spowodują przeniesienie produkcji (głównie branż energochłonnych, ale nie tylko) poza Unię. Spowoduje to wzrost bezrobocia w krajach UE i zwiększoną emisję w krajach rozwijających się.
7. Wielkim wyzwaniem dla Polski - producentów węgla i energetyki opartej na węglu, środowisk naukowych oraz polityków - winno być dążenie do rozwoju w naszym kraju gospodarki niskoemisyjnej i utrzymania roli polskiego węgla jako gwaranta jego bezpieczeństwa energetycznego .

Literatura:

- [1] Centrum Informacji o Rynku Energii - CIRE. pl. Dostępne w internecie. Dostęp 10.02.2014.
- [2] Chojnacki I. M. Korolec: zaoszczędziliśmy na opóźnieniu backloadingu. Wirtualny Nowy Przemysł. Dostępne w internecie. Dostęp w dniu 16.02.2014
- [3] Derski B., Zasuń R., Gra o CO₂ toczy się dalej. Gazeta Wyborcza, 20.04.2013. Dostępne w internecie. Dostęp w dniu 10.02.2014.
- [4] Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej C 83/1 2010, wersje skonsolidowane Traktatu o unii europejskiej i Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (2010/C 83/01).
- [5] EnergSys Ocena wpływu ustanowienia celów redukcji emisji wg „Roadmap 2050” dla Polski do roku 2050 - SYNTEZA. Na zlecenie TAURON Wytwarzanie SA, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA oraz Krajowej Izby Gospodarczej. Warszawa, luty 2012
- [6] Euracoal, Coal industry across Europe 2013. European Association for Coal and Lignite AISBL, November 2013
- [7] Euracoal, Coal industry across Europe 2011. European Association for Coal and Lignite AISBL, September 2011
- [8] EUROSTAT. Europejski System Statystyczny. Dostępne w internecie. Dostęp w dniu 10.02.2014.
- [9] Gawlikowska-Fyk A. Europejski system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych – próby zreformowania. Biuletyn Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych, Nr 74 (1050), 2013
- [10] Obserwator Finansowy 2014: „Backloading uderzy w Polskę”. Dostępne w internecie. Dostęp w dniu 12.02.2014
- [11] Szczepiński J. Traktat lizboński - najważniejsze zapisy z punktu widzenia przemysłu węglowego. Węgiel Brunatny, nr 1/7, 2010.
- [12] Turek M. Zarządzanie kosztami w przedsiębiorstwie górniczym - istotny czynnik utrzymania konkurencyjności. Materiały Szkoły Eksploatacji Podziemnej, Kraków 2013.

Węgiel brunatny w energetyce

Szanse i zagrożenia

Jacek Kaczorowski

W perspektywie ostatnich kilkudziesięciu lat możemy zaobserwować na świecie stały wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną. Należy się spodziewać, że trend ten z niewielkimi wahaniami, wynikającymi z koniunktury rynków, będzie się nadal utrzymywał. Historycznie podstawą w strukturze światowego zużycia energii pierwotnej były i są paliwa kopalne (rys. 1).

Istotną rolę w tej strukturze stanowił i nadal stanowi węgiel, dając blisko 30% udziału w zużyciu energii pierwotnej. Zasadniczym wnioskiem z tej analizy jest fakt, że rola węgla nadal rośnie zarówno w ilości wydobywanego surowca jak i w procentowym udziale w zużyciu energii pierwotnej.

W pełni uzasadnionym jest zatem stwierdzenie, że w perspektywie kilkudziesięciu lat świat nie zrezygnuje

z węgla, ponieważ dzisiaj żaden inny nośnik energii pierwotnej nie jest w stanie wypełnić luki jaka powstałaby po zaprzestaniu jego wydobycia. Węgiel, zarówno kamienny jak i brunatny, pełni ważną rolę w gospodarce wielu państw pozwalając na zabezpieczenie potrzeb energetycznych oraz zapewniając stały rozwój społeczeństw.

Analizując strukturę zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej w Eu-



Jacek Kaczorowski

Prezes PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Bełchatów

Streszczenie: Węgiel brunatny w energetyce wielu państw od lat pełni istotną rolę. Paliwo to stanowi również podstawę bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, zapewniając ponad 33% udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej. Niewątpliwie węgiel brunatny ma szansę być w przyszłości gwarantem stabilizacji gospodarczej Polski. Świadczą o tym różnego rodzaju analizy i scenariusze potwierdzające znaczący udział węgla brunatnego w mixie paliwowym. Ponieważ aktualny poziom produkcji węgla brunatnego będzie stabilny do roku ok. 2020 oznacza to konieczność inwestycji w zagospodarowanie nowych złóż węgla brunatnego, a co za tym idzie dalszy rozwój branży węgla brunatnego przez następne pokolenia. Należy jednak zwrócić uwagę na szereg zagrożeń mogących istotnie zakłócić ten proces. Determinacja Komisji Europejskiej w zakresie dekarbonizacji gospodarki, zbyt małe zaangażowanie Państwa w ochronę strategicznych złóż i brak przejrzystej polityki energetycznej, mogą istotnie wpłynąć na przyszłość węgla brunatnego w Polsce. Począwszy od roku 2020 potencjał w zakresie wydobycia węgla brunatnego zacznie ulegać zmniejszeniu. Tylko od naszej determinacji i wytrwałości zależeć będzie czy potrafimy wykorzystać największy potencjał Polski jakim są posiadane zasoby węgla brunatnego, doświadczenie i zaplecze naukowo-techniczne.

Słowa kluczowe: węgiel brunatny, ropa węgla, mix paliwowy, perspektywy, zagrożenia

Brown coal in the power industry

- opportunities and threats

Abstract: Lignite has played an important role in the power industry of many countries for decades. The fuel is also the foundation of Poland's energy security, as it powers 33% of the nation's electricity production. Beyond doubt, brown coal has the potential of ensuring Poland's economic stability in the future. This is supported by different types of analyses and scenarios confirming the significant share of brown coal in the fuel mix. As the current level of lignite production will remain stable until ca. 2020, investment will be required to use new lignite deposits, and thus to continue the development of the brown coal industry over generations to come. One should, however, note a range of threats which can disturb the process significantly. The determination of the European Commission towards a carbon-free economy, insufficient commitment of the State to protect strategic deposits, and a lack of a transparent energy policy, can have a significant impact upon the future of brown coal in Poland. From 2020 onward, the potential for lignite mining will begin to decrease. Whether or not we will manage to utilise Poland's greatest potential, that are its brown coal resources, the expertise and scientific and technical potential, will depend solely upon our determination and perseverance.

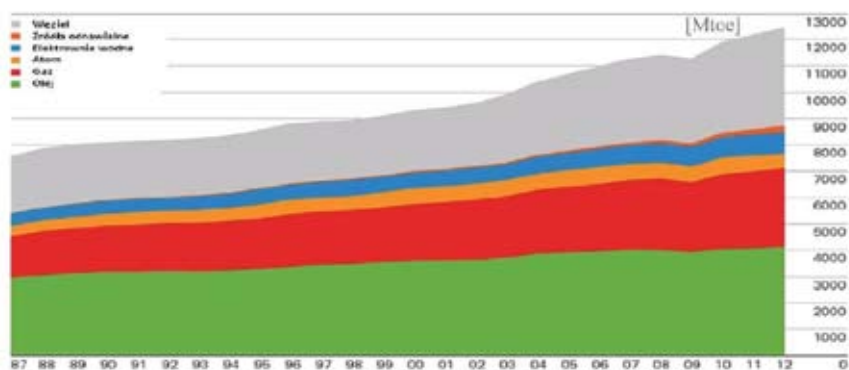
Key words: lignite, the role of coal, fuel mix, prospects, threats

Бурый уголь в энергетике

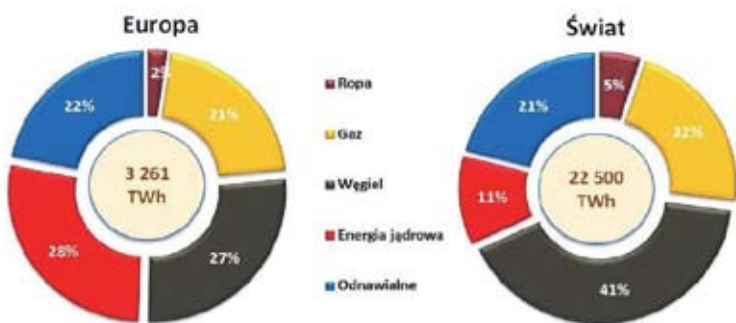
- шансы и угрозы

Резюме: Бурый уголь со многих лет исполняет существенную роль в энергетике многих стран. Топливо это становится тоже энергетической основой безопасности нашей страны, обеспечивая сверх 33% участия в краевом производстве электроэнергии. Несомненно бурый уголь имеет шанс в будущем гарантировать стабилизацию экономики Польши. Об этом свидетельствует всякого рода анализы и сценария подтверждающие Многозначительное участие бурого угля в топливном миксе. Так как фактический уровень производства бурого угля будет стабильным до около 2020 года обозначает это необходимость инвестиции в освоение новых залежей бурого угля, а что влечёт за собой дальнейшее развитие отрасли бурого угля следующими поколениями. Надо однако обратить внимание на ряд угроз могущих существенно нарушить этот процесс. Детерминация Европейской Комиссии в области декарбонизации промышленности, слишком малое участие государства в охрану стратегических месторождений и отсутствие ясной энергетической политики, могут существенно повлиять на будущее бурого угля в Польше. Начиная с 2020 года потенциал в области добычи бурого угля начнёт уменьшаться. Только от нашей детерминации и упорства будет зависеть сумеем ли использовать самый большой потенциал Польши каким являются ресурсы бурого угля, опыт и научно-техническая база.

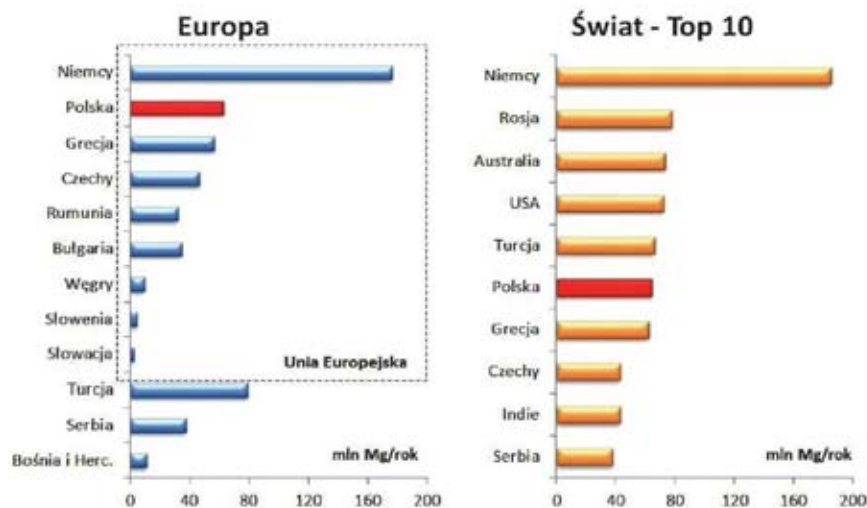
Ключевые слова: бурый уголь, роль угля, топливный микс, перспективы, угрозы.



Rys. 1. Zużycie energii pierwotnej na świecie [1]



Rys. 2. Struktura zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej w Europie [2] i na Świecie [1] w 2012 roku



Rys. 3. Wydobycie węgla brunatnego w roku 2012 w Europie [2] i na świecie [3]

ropie i na świecie zauważyć należy, że Europa osiągnęła w tym zakresie dość szczególny mix, w którym węgiel, gaz, energia jądrowa oraz odnawialne źródła energii tworzą pewnego rodzaju równowagę. Świat w tym obszarze wykazuje dużo większe dysproporcje na rzecz paliw kopalnych (węgiel, ropa, gaz) kosztem energii jądrowej i odnawialnych źródeł (rys. 2). Nasuwa się zatem pytanie, czy polityka Unii Europejskiej zbyt restrykcyjnie nie

próbuje wymusić zmian w obszarze zużycia surowców do produkcji energii elektrycznej. Dzisiaj siłą zjednoczonej Europy powinien być właśnie mix w zakresie zużycia paliw i cel w zakresie polityki klimatycznej mierzony dla całej Europy. Takie podejście pozwoliłoby na pełne wykorzystanie potencjału Europy, którego siłą jest posiadanie odpowiednich zasobów i know-how dla określonych technologii. Błędem natomiast może okazać

się dekompozycja tego celu i próby nałożenia zunifikowanych celów na poszczególne Państwa, z pominięciem takich czynników jak: bezpieczeństwo energetyczne, sytuacja gospodarcza, zamożność społeczeństwa, położenie geopolityczne, czy też efektywność w wykorzystywaniu technologii odnawialnych źródeł energii.

Oczywistym jest, że gospodarka europejska funkcjonuje zarówno w wymiarze unijnym jak i poza unijnym opierając się na czynnikach wewnętrznych, ale też zewnętrznych.

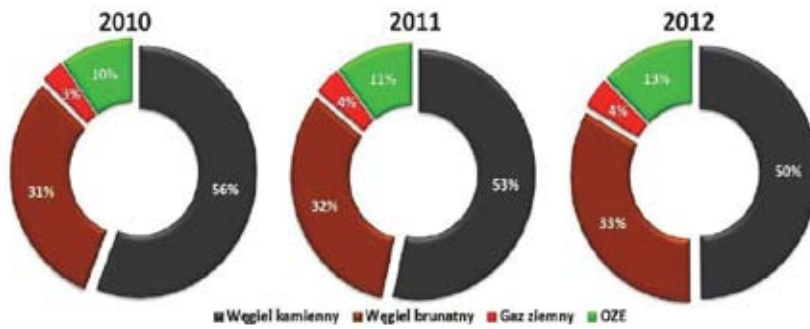
Chcąc nadal dynamicznie się rozwijać w sposób zrównoważony, konkurując jednocześnie z rynkami i gospodarkami innych państw, Europa powinna zadbać o niskie koszty energii oraz bezpieczeństwo jej dostaw, a co za tym idzie o bezpieczeństwo dostaw surowców i niezależnienie się od zewnętrznych dostawców. Najlepszą drogą do tego jest skorzystanie z własnej bazy surowcowej krajów, które je posiadają i posiadają właściwy potencjał do tego, aby właściwie je spożytkować.

Węgiel brunatny w Polsce i Europie odgrywa bardzo istotną rolę w mixie paliwowym.

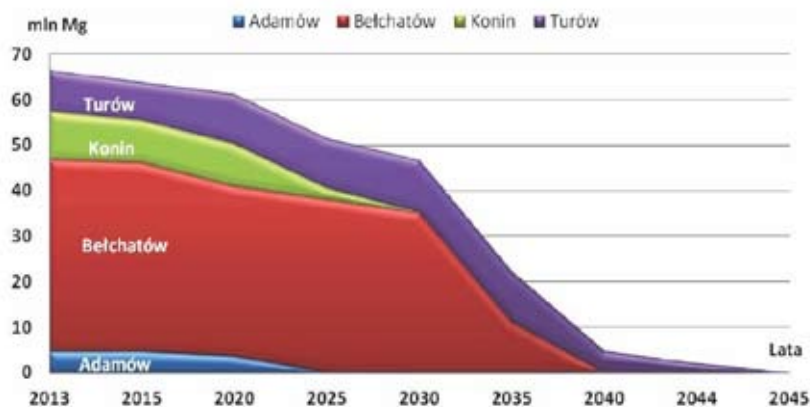
Liderem w wydobyciu węgla brunatnego i jego konsumpcji na potrzeby energetyki są Niemcy (rys. 3). Wbrew powszechnej opinii o zmniejszaniu się roli węgla w energetyce, w ostatnich latach zauważyć należy wzrost wydobycia węgla brunatnego w wielu krajach, w tym również w Niemczech i w Polsce. W 2012 r. na świecie wydobyto ponad 1 mld ton węgla brunatnego, natomiast w samej Unii Europejskiej ponad 430 mln ton.

W Polsce wydobycie węgla brunatnego w ostatnich latach systematycznie rośnie. Jest to przykład jak rynek energii wpływa na strukturę wytwarzania, gdzie coraz większe znaczenie odgrywają koszty, które w efekcie przekładają się na cenę końcową energii. Dla naszego kraju węgiel brunatny jako tanie paliwo dla energetyki jest dzisiaj niekwestionowanym liderem, który pozwala nam na zabezpieczenie ponad 33% krajowej produkcji energii elektrycznej (tab. 1, rys. 4).

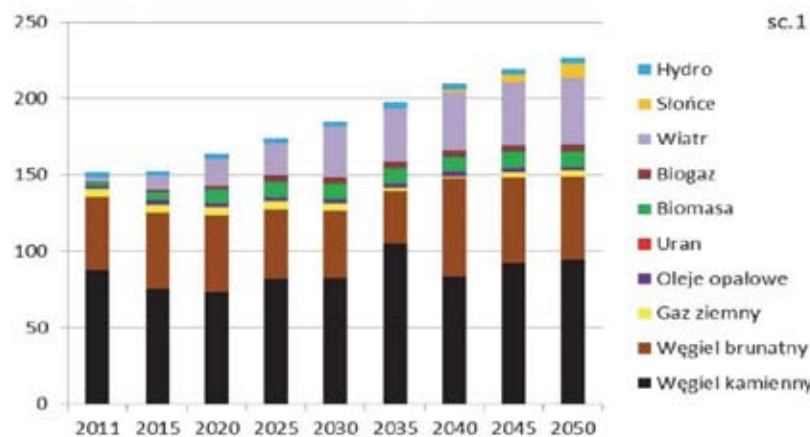
Intensyfikacja produkcji i wydobycia węgla w największym naszym zagłębiu paliwowo-energetycznym jakim jest Bełchatów powoduje, że dzisiaj



Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce [5]



Rys. 5. Perspektywa produkcji węgla brunatnego w Polsce w czynnych kopalniach [6]



Rys. 6. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa [7]

musimy patrzeć w przyszłość ze świadomością, że w najbliższych latach funkcjonujące złoża węgla brunatnego zaczną ograniczać swoje wydobycie ze względu na wyczerpywanie się zasobów. Obecnie w końcowej fazie eksploatacji jest już Pole Bełchatów w Kopalni Bełchatów i szacuje się że od 2019 roku wydobycie realizowane będzie tylko w oparciu o Pole Szczerców. Również w kopalni Adamów zasoby zostaną wyeksploatowane ok. roku 2020. Sytuacja ta powoduje, że potencjał polskich mocy wytwórczych opartych na węglu

brunatnym zostanie ograniczony ze względu na możliwości wydobywcze czynnych kopalń (rys. 5).

W scenariuszach tworzonych na potrzeby programów dotyczących rozwoju energetyki w perspektywie kilkudziesięciu lat widzimy jednak stały udział węgla brunatnego w mixie paliwowym. Na rysunku 6 przedstawiono przykładowy scenariusz referencyjny mixu paliwowego dla produkcji energii elektrycznej do roku 2050.

Biorąc pod uwagę proces wyczerpywania się obecnie eksploatowanych

zasobów oraz założenie, że węgiel brunatny w polskiej energetyce jeszcze przez długie lata będzie ważnym elementem mixu paliwowego, udostępnianie nowych złóż węgla brunatnego należy traktować nie w kategoriach możliwości, a wręcz konieczności. Z uwagi na czas niezbędny do przygotowania procesu wydobycia oraz problemy związane z uzyskaniem koncesji na wydobywanie (decyzje środowiskowe, akceptacja społeczna) projekty w zakresie udostępniania nowych złóż powinny być prowadzone już dzisiaj. Znaczącą rolę w tych procesach musi odgrywać Państwo, jako prawny właściciel złóż oraz gwarant bezpieczeństwa energetycznego. Jeżeli dzisiaj zlekceważymy i zaniedbamy procesy związane z udostępnianiem nowych złóż węgla brunatnego, z dużym prawdopodobieństwem może to wpłynąć na strukturę i dostępność mocy produkcyjnych, stabilność systemu energetycznego po roku 2025 oraz przyczyni się do znacznego wzrostu cen energii.

Ważnym czynnikiem w analizach dotyczących wykorzystania surowców do produkcji energii jest efektywność produkcji, w tym efektywność kosztowa. Przeprowadzenie konsolidacji pionowej spółek obszaru wydobycia i wytwarzania na węglu brunatnym pozwoliło na zbudowanie silnych organizacji kontrolujących kluczowe procesy na etapie całego łańcucha wartości. Wpływa to na możliwość monitoringu kosztów całego procesu od wydobycia węgla po wytwarzanie energii, w efekcie ich optymalizacji oraz na maksymalizację korzyści dla skonsolidowanych Spółek. Węgiel brunatny posiada również duży potencjał do poprawy efektywności w obszarze wytwarzania. Dzisiaj liderem w obszarze efektywności wykorzystania węgla do produkcji energii są Niemcy, ale technologie w zakresie nowoczesnych rozwiązań dotyczących bloków energetycznych są w zasięgu naszych Spółek i z pewnością w kolejnych latach nowoczesne bloki mogą skutecznie zastąpić obecnie działające, pracując efektywniej i wydajniej, wpływając jednocześnie na obniżenie wskaźników emisyjności.

O przyszłości energetyki opartej na węglu brunatnym dzisiaj decyduje

TABELA 1
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce [4, 5]

Wyszczególnienie	2010		2011		2012		2013*	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Węgiel kamienny	87 941	55,8	87 326	53,4	80 596	49,7	84 566	52,0
Węgiel brunatny	48 651	30,9	52 529	32,1	54 054	33,3	56 959	35,1
Gas ziemny	4 797	3,0	5 821	3,6	6 259	3,9		
Biomasa i biogaz	6 305	4,0	7 601	4,6	10 094	6,2		
Pozostałe paliwa (oleje opałowe i napędowe, gaz ciekły)	4 812	3,0	4 305	2,6	3 923	2,4	20 976	12,9
Woda	2 920	1,8	2 331	1,4	2 037	1,3		
Wiatr	1 664	1,1	3 205	2,0	4 747	2,9		
Razem	157 658	100,0	163 548	100,0	162 139	100,0	162 501	100,0

* Dane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia rachunku KSE, mogą się różnić od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne do celów statystycznych.

Unia Europejska poprzez forsowanie polityki w zakresie ochrony klimatu. Jesteśmy postrzegani jako kraj, który sprzeciwia się tej polityce i do tej pory niewiele zrobił w celu obniżenia emisji. Tak naprawdę Polska w ostatnich latach zrobiła wiele i osiągnęliśmy znaczący postęp w tym obszarze. Należy zaznaczyć, że nasz udział w globalnej emisji CO₂ to zaledwie 0,9%. W emisyjności CO₂ na osobę zajmujemy w krajach UE piąte miejsce z emisyjnością 8,5 t/osobę, a wyprzedzają nas takie kraje jak: Holandia, Belgia, Czechy czy Niemcy. W redukcji emisyjności rok do roku (2012 do 2011) Polska osiągnęła wynik – 3,3%, podczas gdy takie kraje jak Francja, Niemcy, Wielka Brytania odnotowały w tym zakresie wzrost (rys. 7).

Zastosowanie w przyszłości dostępnych nowoczesnych technologii w zakresie budowy bloków energetycznych w znacznym stopniu wpłynie na obniżenie tych wskaźników.

Zagrożeniem dla energetyki na węglu brunatnym dzisiaj nie są ograniczenia technologiczne w procesie wydobywania lub brak wiedzy i doświadczenia, czy brak surowca w postaci zidentyfikowanych złóż. Zagrożeniem dzisiaj jest determinacja Komisji Europejskiej w zakresie dekarbonizacji gospodarki w sposób bezwarunkowy, z pominięciem głosów i wołań o rozsądek w tym zakresie. Coraz większe grono instytucji, specjalistów i ośrodków naukowych stawia tezy poparte analizami w zakresie

wzrostu kosztów energii, utraty konkurencyjności, ucieczki przemysłu do krajów spoza Unii Europejskiej (tzw. carbon leakage) w efekcie kontynuacji takiej polityki. Jednak wydaje się, że głosy te dzisiaj nie znajdują zrozumienia większości parlamentarzystów Unii Europejskiej. Jest to bardzo groźne dla branży węgla brunatnego w sytuacji, kiedy decyzje administracyjne mogą zniweczyć dorobek wielu pokoleń ciężkiej pracy i uniemożliwić rozwój w przyszłości. Nasuwa się zatem pytanie co i w jakim zakresie, jako branża, powinniśmy zrobić aby nie doprowadzić do błędu zaniedbania w obszarze bezpieczeństwa energetycznego, którego gwarantem od wielu lat jest energetyka oparta na węglu brunatnym?

Odpowiedź wydaje się być prosta. Nie poddawajmy się, róbmy to co potrafimy najlepiej i w dalszym ciągu doskonalmy procesy w obszarze wydobywania węgla brunatnego i wytwarzania energii.

Poprawiamy efektywność, bądźmy otwarci na nowe technologie. Naszym

zadaniem jest również zabezpieczenie dostępu do nowych złóż węgla brunatnego, na bazie których mogą powstać nowe moce produkcyjne. W tym obszarze niezbędne jest wsparcie ze strony Państwa, które dysponuje prawem własności do złóż węgla brunatnego. Wsparcie w postaci ochrony złóż o znaczeniu strategicznym, w celu ich zabezpieczenia przed nadmierną zabudową infrastrukturalną, która niejednokrotnie powoduje znaczący wzrost kosztów eksploatacji złoża lub w skrajnym przypadku skutecznie ją uniemożliwia. Jednocześnie siły i otwarcie prezentujemy na forum unijnym argumenty w walce o zmianę polityki Unii Europejskiej w zakresie dekarbonizacji gospodarki.

Literatura

- [1] BP Statistical Review of World Energy 2013 dostępny na stronie www.bp.com.
- [2] Coal industry across Europe; 5th edition 2013.
- [3] Coal Facts 2013. World Coal Association.
- [4] Miesięczne raporty z funkcjonowania KSE i Rynku Bilansującego dostępne na stronie www.pse.pl
- [5] Agencja Rynku Energii, Statystyka elektroenergetyki polskiej, Warszawa 2012.
- [6] Tajduś A., Kaczorowski J., Kasztelewicz Z., Czaja P, Cała M. Bryja Z., Żuk S. 2014: Węgiel brunatny – oferta dla polskiej energetyki. Możliwości rozwoju działalności górnictwa węgla brunatnego w Polsce do 2050 roku, Kraków 2014.
- [7] Prognoza zapotrzebowania gospodarki polskiej na węgiel kamienny i brunatny jako surowca dla energetyki w perspektywie 2050 roku – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, sierpień 2013.
- [8] International Energy Agency Statistic – 2013 edition dostępny na stronie: www.iea.org.

Udział w światowej emisji CO2			Emisja CO2/osoba - EUROPA			Redukcja emisji CO2 2012/2011 r.		
	Kraj	[%]		Kraj	t/osoba		Kraj	[%]
1.	Niemcy	2,4	1.	Holandia	14,7	1	Grecja	-6,2
2.	Wielka Brytania	1,5	2.	Belgia	13,5	2	Włochy	-5,7
3.	Włochy	1,2	3.	Czechy	10,9	3	Rumunia	-5,3
4.	Francja	1,1	4.	Niemcy	10,0	4	Czechy	-4,9
5.	Hiszpania	1,0	5.	Polska	8,5	5	Belgia	-3,8
6.	Polska	0,9	6.	Wielka Brytania	8,4	6	Polska	-3,3
7.	Holandia	0,7	7.	Grecja	7,9	7	Holandia	-2,7
8.	Belgia	0,4	8.	Hiszpania	7,2	8	Hiszpania	-0,4
9.	Czechy	0,3	9.	Włochy	6,6	9	Francja	0,7
10.	Grecja	0,2	10.	Francja	5,8	10	Niemcy	1,6
11.	Rumunia	0,2	11.	Rumunia	3,7	11	Wielka Brytania	2,5

Rys. 7. Emisja CO2 w ujęciu statystycznym [1, 8]

Skuteczna metoda podnoszenia sprawności

Analiza wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin do podsuszania węgla brunatnego dla bloku 900 MW

Henryk Łukowicz, Tadeusz Chmielniak, Andrzej Kochaniewicz

Wprowadzenie

W Polsce paliwa kopalne będą stanowiły główny nośnik energii na najbliższe kilkadziesiąt lat. Wśród nich szczególną rolę będzie odgrywać węgiel kamienny i brunatny. Decydują o tym jego duże rezerwy, stabilny do nich dostęp oraz prognozy kształtowania jego cen. Natomiast wykorzystanie węgla do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła uzależnione będzie spełnieniem wielu kryteriów, spośród których najważniejszym będą czynniki ekologiczne związane z koniecznością

redukcji gazów cieplarnianych w tym głównie dwutlenku węgla. W tym celu nieodzowną częścią bloku węglowego staje się instalacja CCS. Najistotniejszym problemem obiektów wyposażonych w CCS jest ich energochłonność wynikająca z doprowadzenia do tego typu układów ciepła i/lub energii elektrycznej. Powoduje to w efekcie znaczny spadek jego sprawności bloku energetycznego. Dlatego każde działanie mające na celu zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej będzie miało kluczowe znaczenie dla przyszłego rozwoju bloków

węglowych. Dla obecnie budowanych i projektowanych bloków uzyskuje się to przede wszystkim poprzez wzrost parametrów pary pierwotnej i wtórnej. Dąży się w ten sposób do uzyskiwania parametrów nadkrytycznych oraz ultranadkrytycznych. Ich górne granice określają właściwości sprawdzonych i dostępnych na rynku stali. Oprócz wzrostu parametrów pary doskonalą się również strukturę technologiczną bloku oraz wykorzystuje ciepło odpadowe ze spalin wylotowych z kotła odsiarczanych w instalacji mokrego odsiarczania spalin (IOS). Spośród



Dr hab. inż.
Henryk Łukowicz
prof. nzw. w Politechnice Śląskiej



Prof. dr hab. inż.
Tadeusz Chmielniak
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej



Dr inż.
Andrzej Kochaniewicz
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej

Streszczenie: Suszenie węgla kierowanego do kotła to bardzo skuteczna metoda podnoszenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Szczególnie w przypadku, gdy kocioł opalany jest węglem brunatnym, w którym zawartość pierwiastkowa wilgoci wynosi często ponad 50%. W kotle znaczna część ciepła przeznaczona jest na odparowanie wilgoci zawartej w paliwie. Proces suszenia pozwala efektywniej wykorzystać ciepło przekazywane do czynnika obiegowego w kotle. W pracy zaproponowano wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego ze spalin wylotowych z kotła do suszenia węgla brunatnego kierowanego do kotła. Określono możliwy do uzyskania tym sposobem przyrost sprawności bloku energetycznego. Przedmiotem analizy był wysokosprawny blok węglowy mocy 900 MW na nadkrytyczne parametry pary.

Słowa kluczowe: bloki węglowe, suszenie węgla brunatnego, wzrost sprawności

The resultful method of upgrading the efficiency

Analysis of the use of waste heat from a 900 MW coal-fired power unit for brown coal drying

Abstract: Drying coal that is being fed into a boiler is a very effective method for improving the efficiency of electricity generation. This is especially in the case of brown coal fired boilers because its elemental water content often exceeds 50%. In the boiler, most of the heat is used to evaporate the water contained in the fuel. The drying process allows a more effective use of the heat in the cycle working fluid in boilers. The paper proposes the use of low-temperature waste heat from boiler exhaust gases to dry brown coal that is fed into boilers. The potential increase in power unit efficiency obtained using this method was also determined. The object of the analysis is a high efficient 900MW coal-fired power unit for supercritical steam parameters.

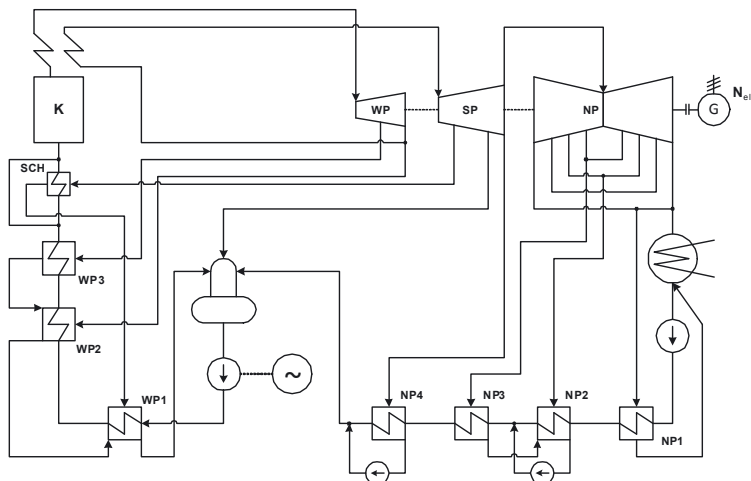
Keywords: coal-fired power units, drying brown coal, increase efficiency

Эффективный метод повышения коэффициента полезного действия (кпд.)

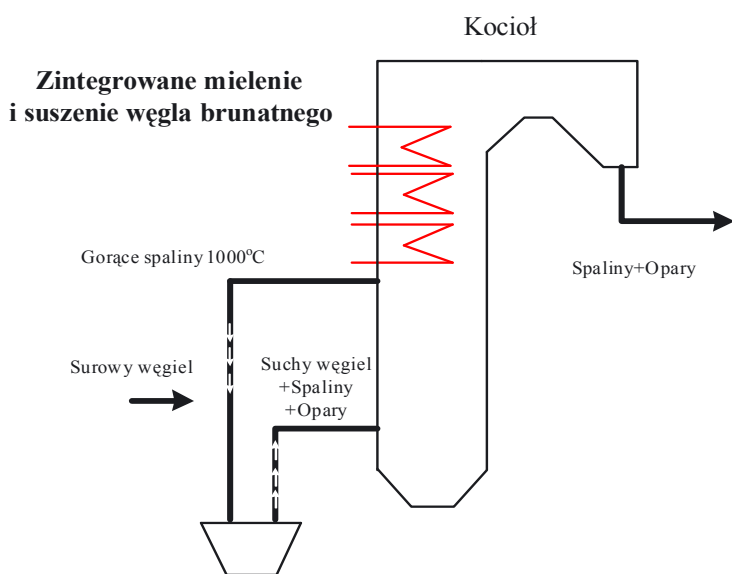
Анализ использования хвостового тепла из топочных газов для подсушивания бурого угля для блока 900 МВ

Резюме: Сушение угля направляемого в котёл это очень действенный метод повышения к.п.д. производства электроэнергии. Особенно в случае когда котёл отапливаемый бурым углём, в котором элементарное содержание влаги становится часто сверх 50%. В котле значительная часть тепла предназначена на выпарку влаги заключенной в топливе. Процесс сушения позволяет более эффективно использовать тепло передаваемое к рабочему веществу в котле. В труде предложено использование низкотемпературного хвостового тепла из топочных газов котла для сушения бурого угля направляемого в котёл. Определено возможное к достижению этим способом приращения к.п.д. энергетического блока. Предметом анализа был угольный блок с высоким к.п.д. мощностью 900 МВ на сверхкритические параметры пара.

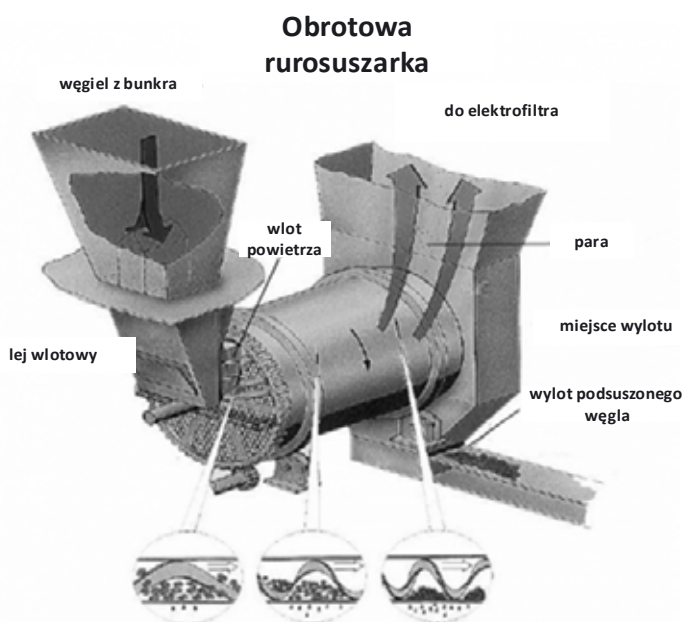
Ключевые слова: угольные блоки, сушение бурого угля, повышение к.п.д.



Rys. 1. Struktura technologiczna obiegu projektowego



Rys. 2. Zintegrowane mielenie i suszenie węgla brunatnego



Rys. 3. Obrotowa rurosuszarka węgla (źródło: <http://www.solidsim.com/www/en/examples-of-use/107-processing-of-brown-coal>)

wszystkich metod podnoszenia sprawności bloku energetycznego najlepsze efekty daje suszenie węgla. Niektórzy autorzy przytaczają nawet wzrost na poziomie 5% [1].

Obieg projektowy

Struktura technologiczna bloku o mocy brutto 900 MWe, dla którego prowadzono analizę wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin przedstawiono na rys. 1. Zaprezentowany układ odpowiada strukturze współcześnie projektowanych i budowanych bloków na parametry nadkrytyczne z pojedynczym przegrzewem wtórnym.

W tabeli 1 przedstawiono podstawowe parametry dla bloku projektowego.

Parametr	Wartość	Jednostka
Moc bloku na zacisku generatora	900	MWe
Temperatura pary świeżej	650,0	°C
Ciśnienie pary świeżej	30,0	MPa
Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej	6,0	MPa
Temperatura pary wtórnie przegrzanej	670,0	°C
Ciśnienie w skraplaczu	0,005	MPa
Temperatura wody zasilającej	310,0	°C

Metody suszenia węgla brunatnego

Rozwijane są obecnie różne technologie suszenia.

Podział metod suszenia wg [2]:

1. Termiczne:
 - CFB-PW- oparami- parą niskoprężną w złożu fluidalnym,
 - WT-PW- para wysokoprężną w rurosuszarce,
 - WT-S- gorącymi spalinami w rurosuszarce,
 - CFB-S- spalinami zza kotła w złożu fluidalnym.

2. Chemiczne.
3. Mechaniczno-termiczna.

Spośród wymienionych metod suszenia rozwijane są głównie termiczne. Na rys. 2 przedstawiono tradycyjny układ suszenia węgla brunatnego. W tym przypadku spaliny i surowy węgiel brunatny przepływają przez rurosuszarkę i kierowane są do młynów.

Bardzo częstym rozwiązaniem technologicznym suszenia węgla brunatnego jest wykorzystanie obrotowych rurosuszarek rys. 3.

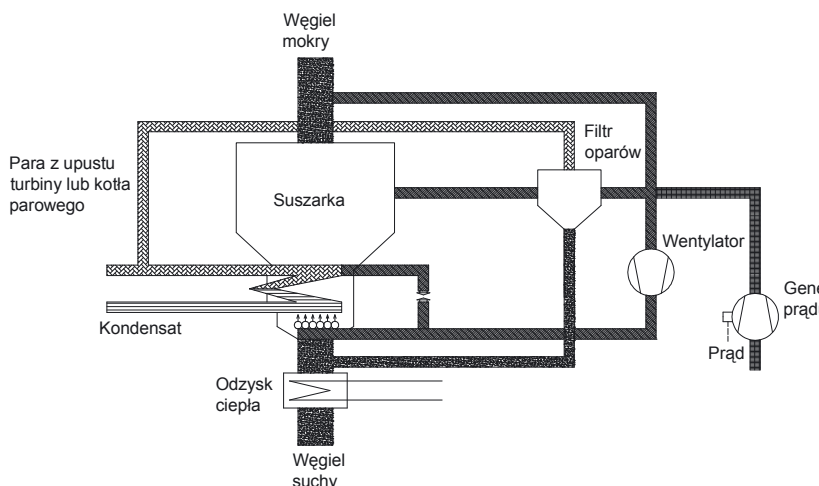
W Niemczech bardzo intensywnie rozwijane są metody suszenia gdzie czynnikiem suszącym jest para wodna. Należy tutaj wymienić dwie metody:

DDWT (niem. Druckaufgeladene Dampf-Wirbelschicht-Trocknung).

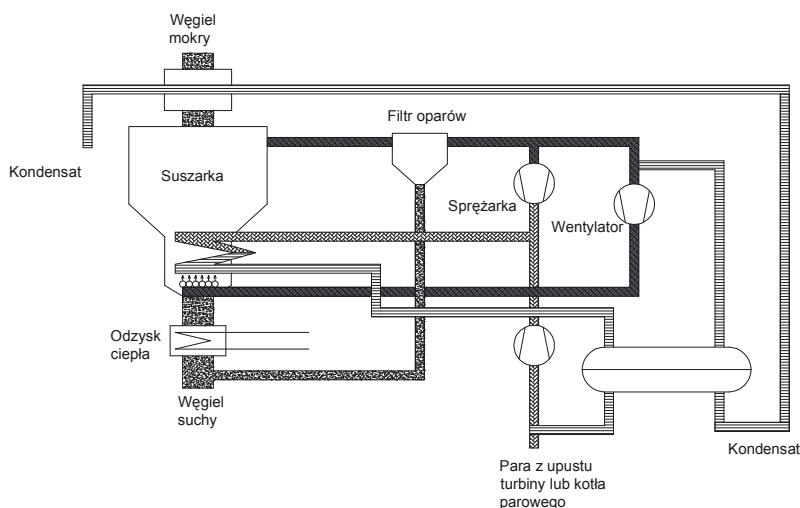
WTA (niem. Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmenutzung).

W procesie DDWT czynnikiem suszącym jest para, która dopływa do wymiennika w suszarce rys. 4.

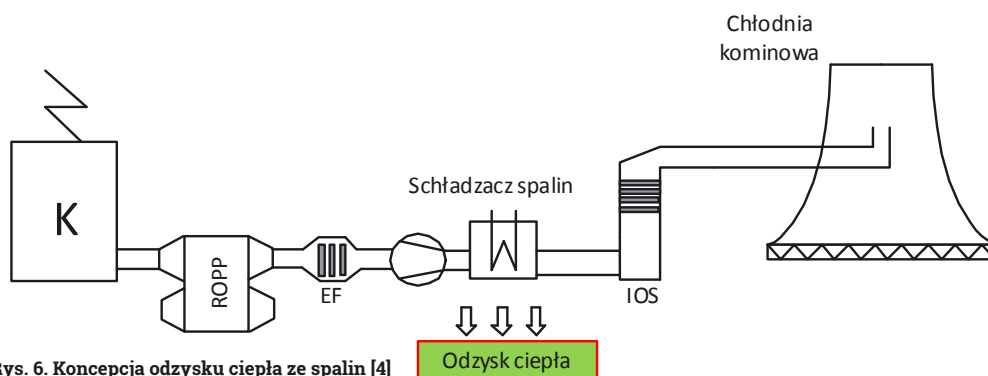
Źródłem pary może być upust turbiny lub kocioł parowy. Para wtórna powstając w procesie osuszania jest wykorzystywana do wytwarzania energii elektrycznej przed opuszczeniem instalacji w formie kondensatu. Aby uzyskać duże współczynniki



Rys. 4. Schemat instalacji suszenia węgla metodą DDWT [1]



Rys. 5. Schemat instalacji suszenia węgla Niederaussem [1]



Rys. 6. Koncepcja odzysku ciepła ze spalin [4]

pomocą sprężarki i jest wprowadzona z powrotem do złoża fluidalnego. Wewnątrz suszarki odzyskiwane jest ciepło kondensacji. Z drugiej części pary wtórnej odzyskiwane jest ciepło odpadowe z kondensatu w dalszej części procesu. Para dostarczana z zewnątrz jest wykorzystywana do dodatkowego ogrzewania.

Ciepło odpadowe ze spalin

Wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin wylotowych z kotła do poprawy sprawności bloku energetycznego stosuje się w pracujących już oraz budowanych obecnie blokach. Ciepło to wykorzystywane jest do podgrzania

kondensatu w układzie regeneracji turbiny [3]. Tę metodę zwiększenia efektywności bloku można zastosować jedynie w przypadku konieczności schłodzenia spalin wylotowych z kotła, np. przed instalacją mokrego odsiarczania spalin. Spaliny wyprowadzane są wówczas do otoczenia przez chłodnię kominową (rys. 6). Temperatura

przenikania ciepła, w suszarce musi panować ciśnienie absolutne rzędu 0,45 MPa [1].

Na rys. 5 przedstawiono schemat procesu WTA zastosowany w Elektrowni Niederaussem.

W procesie WTA para oraz opary z węgla o temperaturze 200°C i ciśnieniu 1,2

MPa dopływają do suszarki, dopływający kondensat ma temperaturę 180°C i ciśnienie 1,2 MPa. Do suszarki wpływa węgiel o ziarnistości około 4 mm i wilgotności 50÷60%. Po wysuszeniu węgiel osiąga wilgotność 12÷15%. Para z procesu osuszania po opuszczeniu złoża fluidalnego jest zagęszczana za

spalin wylotowych z kotła dla bloku opalanego węglem brunatnym wynosi 170°C [4] przed instalacją odsiarczania spalin zostają schłodzone do temp około 120°C [4]. Dla bloku o mocy 900 MWe w wyniku zastosowania odzysku ciepła możliwe jest odzyskanie około 64 MWt ciepła.

Schemat obliczeniowy do suszenia węgla

Obliczenia przeprowadzono w oparciu o zasadę, że podczas odparowania ilość substancji suchej zawartej w paliwie pozostaje stała, natomiast całkowity strumień paliwa jest sumą części mokrej i suchej jak w równaniu (1) [5].

$$\dot{G}_{pal} = \dot{G}_{pal_suchego} + \dot{G}_{H2O} \quad (1)$$

gdzie:

$\dot{G}_{pal_suchego}$ strumień paliwa suchego (constans), \dot{G}_{H2O} strumień wody zawartej w paliwie (zmienny).

W pierwszej kolejności przeprowadzono obliczenia dla obiegu projektowego zasilanego surowym węglem. W ten sposób uzyskano wskaźniki pracy bloku projektowego i zarazem odniesienia dla bloku opalanego podsuszonym węglem brunatnym.

Kolejnym etapem było założenie ile wody odparowano z paliwa $\Delta\dot{G}_{H2O}$. W wyniku usunięcia części wilgoci z paliwa otrzymano nowy skład pierwiastkowy ($c_v, h_v, s_v, n_v, o_v, p_v, w_v$) węgla brunatnego. Dla nowego składu węgla obliczona została wartość opałowa W_{d1} oraz przeprowadzono obliczenia stechiometryczne. Dla podsuszonego paliwa wyko-

nano bilans kotła przy założeniu, że ilość ciepła \dot{Q}_d przekazywana do obiegu w kotle jest stała. W bilansie kotła uwzględniono przyrost entalpii fizycznej podgrzanego paliwa H_{fiz_pal} . W bilansie kotła otrzymano zapotrzebowanie paliwa podsuszonego do spalania zgodnie z równaniem (2).

$$\dot{G}_{pal_1} = \left(W_{d1} + H_{fiz_pal} - (Mi_{sp1} - Mi_{sp_ot}) n_s'' - u_{pop} \cdot p_1 \cdot c_{pop} \cdot (t_{sp1} - t_{ot}) - (1 - u_{pop}) p_1 \cdot c_{żuż} \cdot (t_{żuż} - t_{ot}) - \epsilon \cdot W_{d1} \right) \cdot \frac{\dot{Q}_d}{\quad} \quad (2)$$

gdzie:

W_{d1} oznacza wartość opałową węgla podsuszonego, \dot{Q}_d ciepło doprowadzone do czynnika obiegowego w kotle, H_{fiz_pal} entalpia fizyczna podgrzanego węgla.

Dla bloku energetycznego pracującego bez suszarki H_{fiz_pal} przyjmuje wartość równą 0. Mi_{SP1} oznacza molową entalpię spalin na wylocie z kotła (dla temp. 170°C), Mi_{SP_ot} jest molową entalpią spalin dla temperatury otoczenia

(15°C), natomiast n_s'' przedstawia jednostkową ilość spalin mokrych. Pozostałe wielkości to: udział popiołu lotnego w pozostałościach po spalaniu $u_{pop}=0,85$, ciepło właściwe popiołu $c_{pop}=0,8$ kJ/kgK, ciepło właściwe żużla $c_{żuż}=0,85$ kJ/kgK, temperatura żużla $t_{żuż}=600^\circ\text{C}$, ϵ to współczynnik strat do otoczenia w obliczeniach przyjęto jego wartość 0,5%.

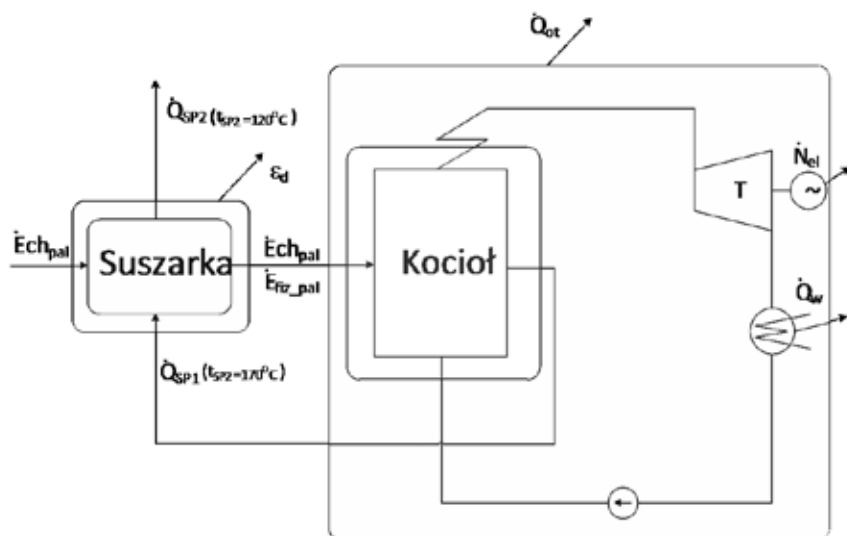
W równaniu (3) określono bilans energii oraz masy dla suszarki rys. 7.

$$\left(\dot{Q}_{SP1} - \dot{Q}_{SP2} \right) (1 - \epsilon_d) = \dot{G}_{pal_1} \cdot c_{wegla} \cdot (t_{podg} - t_{odn}) + \Delta\dot{G}_{H2O} \cdot \left[\left(H' - H_{H2O} \right) + r + \left(H_{przeg} - H'' \right) \right] \quad (3)$$

Gdzie: ϵ_d współczynnik strat ciepła do otoczenia, w obliczeniach przyjęto 5%, c_{wegla} jest średnim ciepłem właściwym wilgotnego węgla brunatnego, w obliczeniach założono wartość 2,5 kJ/kgK, natomiast t_{podg} to temperatura podgrzania węgla, w obliczeniach przyjęto, że podgrzanie węgla następuje do 60°C, co odpowiada temperaturze

nasycenia dla ciśnienia składnikowego spalin, $\Delta\dot{G}_{H2O}$ strumień odparowanej wilgoci z paliwa, H' entalpia wody w punkcie nasycenia, H_{H2O} entalpia wody dla temp. 15°C, H'' entalpia pary w punkcie nasycenia, r entalpia parowania, H_{przeg} entalpia pary wodnej dla temperatury 120°C, co odpowiada temperaturze wylotowej spalin. Temperaturę odniesienia t_{odn} przyjęto 15°C, a temperaturę surowego węgla kierowanego równą odniesienia $t_{wegla}=t_{odn}$. Przyjęcie takiej tem-

peratury odniesienia powoduje, że entalpia fizyczna surowego węgla przed suszarką jest równa 0 ($H_{fiz_pal} = 0$).



Rys. 7. Schemat obiegu wyposażonego w suszarkę węgla

Wyniki analizy podsuszenia węgla i podsumowanie

Z analizy wynika, że nawet nieznaczne obniżenie udziału wilgoci w paliwie oraz jego podgrzanie, powoduje znaczące korzyści. Uzyskano wzrost sprawności kotła o 3,28 p. p. (tabela 2

Tabela.1. Porównanie zmiany sprawności bloku oraz kotła dla węgla brunatnego surowego i podsuszonego

Węgiel surowy	c	h	s	n	o	p	w	Wd	\dot{G}_{pal}	el	kot
								kJ/kg	kg/s	%	%
	0,232	0,019	0,013	0,003	0,105	0,114	0,514	7171	273,52	45,89	88,30
Węgiel podsuszony	c1	h1	s1	n1	o1	p1	w1	Wd1	\dot{G}_{pal}	el	kot
	0,245	0,020	0,013	0,003	0,111	0,120	0,487	7676	263,70	47,59	91,58

Poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin wylotowych z kotła do suszenia węgla brunatnego (o składzie wyjściowym podanym w tab. 2 – wiersz 1), zmniejszył się udział wilgoci w paliwie z 51,4% do 48,7%. Zmniejszenie udziału wilgoci w paliwie spowodowało zwiększenie jego wartości opałowej z 7171 do 7676 kJ/kg.

i rys.8) oraz wzrost sprawności bloku energetycznego o 1,70 p. p. (tabela 2 i rys. 8). Taki wynik uzyskano dzięki zmniejszeniu o około 10 kg/s węgla surowego kierowanego do kotła.

W przypadku odzysku ciepła ze spalin wylotowych, podsuszenie węgla brunatnego kierowanego do kotła umożliwia osiągnięcie najwyższych przyrostów

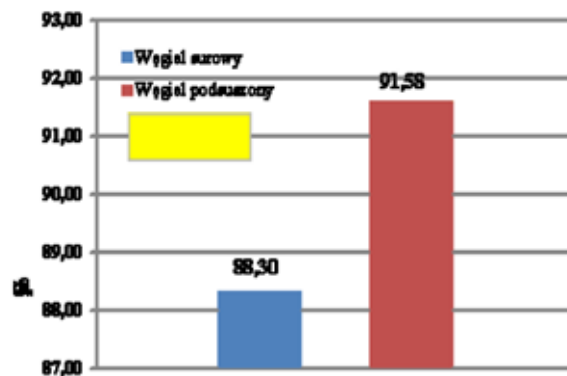
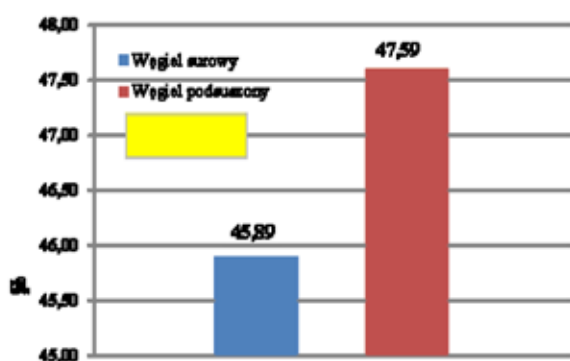
sprawności bloku.

Dla porównania, gdy ciepło odpadowe ze spalin wykorzystywane jest w układzie regeneracji turbiny przyrosty sprawności wynoszą od 0,39 p. p. w układzie niskoprężnym do 1,25 p. p. w regeneracji wysokoprężnej [3].

Przedstawione w pracy wyniki zostały uzyskane w badaniach 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 CO₂ ze spalin

Literatura

- [1] Lichota J., Plutecki Z. Suszenie węgla w elektrowniach. Rynek Energii 2007, nr 6.
- [2] Kruczek H. Poprawa sprawności bloku siłownianego poprzez wykorzystanie ciepła oparów z suszenia węgla brunatnego. (Materiał dostępny: http://www.klaster-energia.wroc.pl/storage/File/download/case_turow.pdf).
- [3] 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.
- [4] Rataj Z., Walewski A., Wojnar W. Maksymalizacja stopnia wykorzystania potencjału energii odpadowej spalin kotłów w nowoczesnych blokach- ocena sprawności i bilansowanie, VIII Konferencja Kotłowa '98, Aktualne Problemy Budowy i Eksploatacji Kotłów, Prace naukowe, Monografie, Konferencje, Z. 2, Tom 3, Gliwice 1998 s. 31-46.
- [5] 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.



Rys. 8. Porównanie przyrostów sprawności bloku oraz kotła w wyniku podsuszenia węgla brunatnego

Brakuje technologii dostępnej komercyjnie

Integracja bloku opalanego węglem brunatnym z instalacją separacji CO₂*

Henryk Łukowicz, Tadeusz Chmielniak, Andrzej Kochaniewicz

Wprowadzenie

Dyrektywa 2009/31/WE (tzw. Dyrektywa CCS) wprowadza obowiązek dotyczący możliwości wprowadzenia instalacji CCS w nowo budowanych obiektach energetycznych (tzw. obowiązek „CCS ready”), w tym zarezerwowania miejsca pod urządzenia do wychwytu CO₂ (tzw. obowiązek „capture ready”). Zgodnie z wymogiem „capture ready”, obiekty o mocy co najmniej 300 MWe elektrycznych muszą być realizowane jako gotowe do rozbudowy o instalacje wychwytu i sprężania CO₂. W chwili obecnej brakuje komercyjnie dostępnej technologii CCS, jednak ta sytuacja ma ulec zmianie do 2020

roku. Brak jest też zlokalizowanych potencjalnych składowisk CO₂ oraz infrastruktury przesyłowej.

Na całym świecie pracuje się nad zastosowaniem metod separacji w blokach energetycznych o dużej mocy. W przemyśle chemicznym najczęstszą metodą wychwytu gazów jest absorpcja chemiczna, która ma największe szanse na zastosowanie w energetyce. Proces absorpcji oparty jest na chemicznych reakcjach odwracalnych, a odwracalność realizowana jest przez dostarczenie ciepła z zewnątrz. Proces ten, a dokładnie desorpcja, jest wysoko energochłonny i konieczne jest znalezienie źródła tego ciepła.

W przedstawionych analizach uwzględ-

dniono pracę ośmiostopniowej, przekładniowej sprężarki CO₂ z chłodnicami międzystopniowymi [1]. Obliczenia prezentowanych obiegów prowadzone są za pomocą komercyjnego oprogramowania Epsilon@Professional 10.06. Wyniki zostały poddane walidacji z kodem własnym Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych. Analiza prowadzona była dla różnych obciążeń cieplnych bloku w zakresie od 103% do 40%.

Obieg projektowy

Na rysunku 1 przedstawiono schemat cieplny obiegu projektowego, w którym



Dr hab. inż.
Henryk Łukowicz
prof. nzw. w Politechnice Śląskiej



Prof. dr hab. inż.
Tadeusz Chmielniak
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej



Marcin Mroncz
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej

Streszczenie: W artykule analizowano obieg cieplny bloku kondensacyjnego na nadkrytyczne parametry pary o mocy 900 MWe. Blok ten spełnia wymagania „CCS ready”, czyli w chwili gdy będą komercyjnie dostępne instalacje wychwytu CO₂, zostaną one dobudowane do układu cieplnego. Jako metodę separacji CO₂ przyjęto absorpcję chemiczną, której sorbentem będzie MEA lub amoniak o różnej energochłonności. W analizie uwzględniono również pracę przekładniowej, ośmiostopniowej sprężarki na potrzeby transportu CO₂. Obliczenia przeprowadzono dla bloku opalanego węglem brunatnym. Przedstawiono zmianę wskaźników pracy bloku po integracji z instalacją separacji w funkcji energochłonności sorbentu.

Słowa kluczowe: węgiel brunatny, separacja CO₂, CCS

There is no technology available commercially

The power unit fired with brown coal integrated with CO₂ capture system

Abstract: This paper presents an analysis of the thermal cycle of a supercritical 900 MWe condensing power plant which meets the „CCS ready” requirements. This means that once CO₂ capture installations become commercially available, they will be added to the thermal cycle. The CO₂ separation method selected for the analysis is chemical absorption using MEA or ammonia as sorbent with different energy consumption. The analysis also takes into account the operation of an eight-stage geared compressor which satisfies the needs of CO₂ transport. The calculations are performed for a power unit fired with brown coal. The change in the power plant operation indices after its integration with a separation installation is presented as a function of the sorbent energy consumption.

Key words: brown coal, carbon dioxide capture, CCS

Не хватает Коммерционно доступной технологии

Интеграция блока отопляемого бурый углём с установкой сепарации CO₂

Резюме: В статье анализируется тепловой цикл конденсационного блока на сверхкритические параметры пара мощностью 900 MW. Этот блок исполняет требования „CCS ready”, то есть в моменте когда будет коммерционно доступные установки выхвата CO₂, будут они пристроены к тепловой схеме. Как метод сепарации CO₂ принято химическую абсорбцию, которой сорбентом будет MEA или аммиак с разной энергоёмкостью. В анализе учтено тоже работу восьми-ступенчатого передаточного компрессора для нужд транспорта CO₂. Расчёты проведено для блока отопляемого бурый углём. Представлено изменение показателей работы блока после интеграции с установкой сепарации в функции энергоёмкости сорбента.

Ключевые слова: бурый уголь, сепарация CO₂, CCS

* Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach 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 CO₂ ze spalin.

** Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska, Gliwice

kocioł opalany jest węglem brunatnym.

Parametry pary zasilającej turbinę wynoszą 650°C/670°C/30 MPa. W obliczeniach obiegu uwzględniono pracę chłodni kominowej, dla której ciśnienie w skraplaczu wynosi 4,52 kPa. Przyjęto, że turbina będzie posiadała dwie dwustrumieniowe części NP, natomiast w regeneracji niskoprężnej zainstalowano pięć podgrzewaczy regeneracyjnych.

Wskaźniki pracy bloku projektowego

Do energetycznej oceny pracy bloku wykorzystano następujące wskaźniki. Sprawność obiegu została zdefiniowana jako:

$$\eta_{ob} = \frac{N_{iT}}{Q_d} \tag{1}$$

Moc elektryczna netto określono według wzoru:

$$N_{el}^{(n)} = N_{el}^{(b)} - N_{pw} \tag{2}$$

Dla określenia mocy potrzeb własnych bloku (N_{pw}) przyjęto wskaźnik potrzeb własnych na podstawie danych eksploatacyjnych dla obiegów na parametry nadkrytyczne. Na rysunku 2 przedstawiono zmianę potrzeb własnych bloku w funkcji zmieniającego się obciążenia parowego. Dla nominalnego strumienia pary potrzeby własne wynoszą 7,5% mocy elektrycznej.

Zdefiniowano również sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto (3) i netto (4) jako:

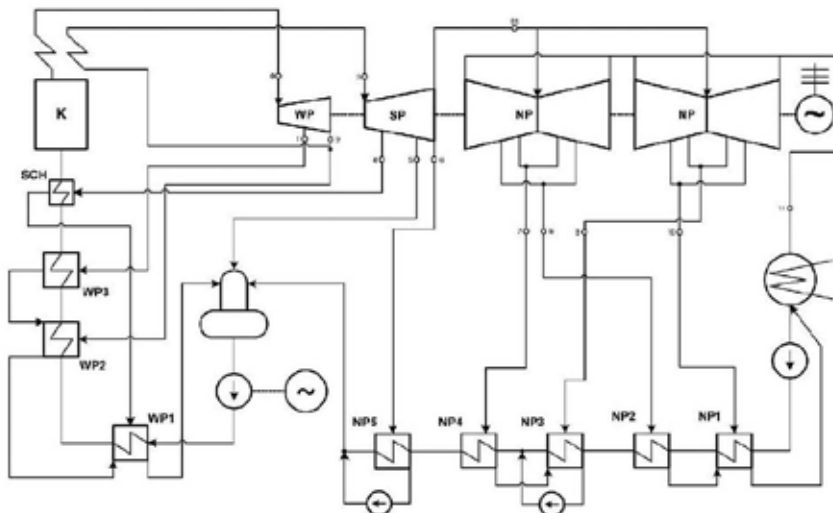
$$\eta_{bl}^{(b)} = \frac{N_{el}^{(b)}}{PW_d} \tag{3}$$

$$\eta_{bl}^{(n)} = \frac{N_{el}^{(n)}}{PW_d} \tag{4}$$

Dodatkowo określono jednostkowe zużycie ciepła (5) i energii chemicznej paliwa (6).

$$q_c = 3600 \frac{Q_d}{N_{el}^{(b)}} \tag{5}$$

$$q_{en_ch} = 3600 \frac{PW_d}{N_{el}^{(b)}} \tag{6}$$



Rys. 1. Schemat cieplny obiegu projektowego (K – kocioł, WP – część wysokoprężna turbiny, SP – część średnioprężna turbiny, NP – część niskoprężna turbiny, NP(1-4) – niskoprężne regeneracyjne podgrzewacze wody, WP(1-3) – wysokoprężne regeneracyjne podgrzewacze wody, SCH – schładzacz pary)

W tabeli 1 przedstawiono uzyskane wartości wskaźników pracy bloku dla różnego obciążeniu parowego turbiny. Dla 100% obciążenia sprawność bloku brutto wynosi 47,5%, natomiast sprawność ta netto wynosi 43,9%. Bardzo ważnym wskaźnikiem, który będzie miał wpływ na późniejszą integrację instalacji wychwyty dwutlenku węgla, jest strumień CO₂ w spalinach. Dla nominalnego obciążenia wynosi on 207,4 kg/s. W dalszych analizach założono, że 90% tego strumienia będzie usuwane.

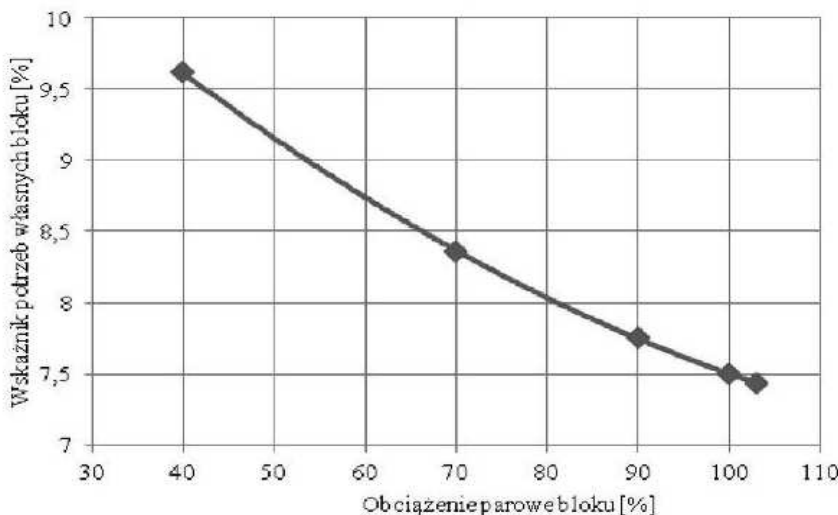
Integracja obiegu projektowego z instalacją redukcji CO₂

W celu określenia możliwości inte-

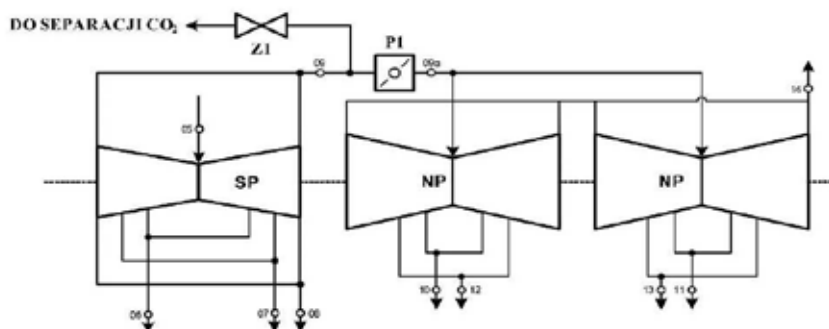
gracji instalacji wychwyty dwutlenku węgla metodą absorpcji chemicznej oraz jej wpływu na pracę układu, należy ustalić ilość ciepła, jakie należy skierować do tej instalacji. Ilość ciepła zależy od użytego sorbentu. W ramach badań prowadzonych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej wyznaczono ilość ciepła potrzebną do usunięcia 1 kg CO₂, która wynosi dla MEA 3,49 (3,43)

MJ/kg CO₂, różne wartości są wynikiem zmiany miejsca odprowadzenia skroplin z separatora wody z dwutlenku węgla. Do dalszych analiz przyjęto tą wartość na poziomie 3,5 MJ/kg CO₂.

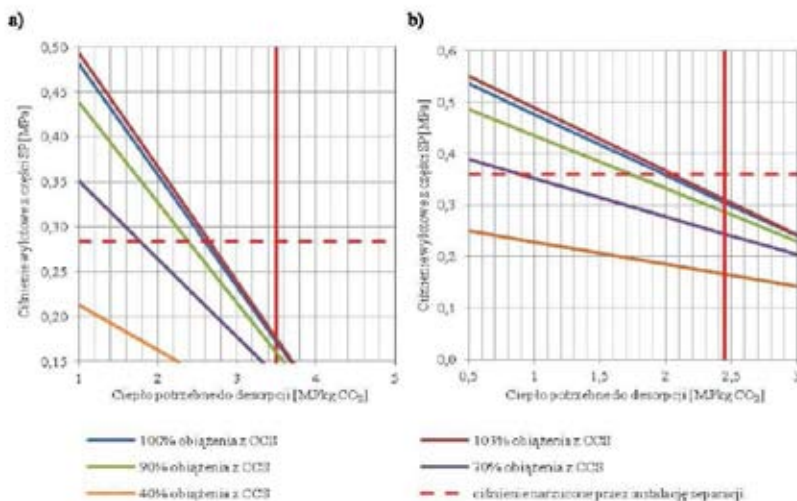
Dla amoniaku wartość ta wynosi 2,45 MJ/kg CO₂ [4]. Obecnie prowadzone są prace zmierzające do obniżenia tych wartości. Poszukiwane są nowe sor-



Rys. 2. Zmiana potrzeb własnych bloku w funkcji obciążenia parowego



Rys. 4. Schemat poboru pary do instalacji wychwytu z zainstalowaną przepustnicą



Rys. 3. Zmiana ciśnienia w przelotni dla różnej energochłonności MEA (a) i NH3 (b)

benty, które są mieszaninami amin oraz optymalizuje się układ absorber – desorber. W pracy [2] podano, że ilość ciepła można zmniejszyć do 2,83 MJ/kg CO₂ dla MEA. Prace prowadzone w RITE (Research Institute of Innovative Technology for the Earth) zakładają obniżenie ciepła do 2 MJ/kg CO₂ dla MEA oraz rozwój syntetycznych amin, dla których ciepło jest zdecydowanie niższe [3].

Użycie MEA (o założonej energochłonności) do separacji dwutlenku węgla powoduje, że około 39% ciepła dostarczonego do pary w kotle musi zostać skierowane do instalacji wychwytu, tj. 654,5 MWt. Zastosowanie amoniaku do redukcji CO₂ zmniejsza zapotrzebowanie na ciepło, które stanowi 27% ciepła doprowadzonego w kotle, czyli 458,2 MWt. Przedstawione udziały odnoszą się do nominalnego obciążenia parowego turbiny.

Oprócz energochłonności drugim bardzo ważnym elementem wpływającym na możliwość integracji instalacji wychwytu CO₂ z obiegiem jest temperatura do jakiej należy podgrzać nasycony dwutlenkiem węgla absorbent.

Optymalna temperatura dla wodnego roztworu MEA wynosi ok. 125°C, a dla amoniaku 135°C [4]. Zakładając spiętrzenie temperatur w wymienniku ciepła na poziomie 5 K, ciśnienia nasycenia dla przedstawionych temperatur wynoszą odpowiednio 0,27 MPa i 0,36 MPa. Parę o takich parametrach można pobrać jedynie z przelotni pomiędzy częściami średnio i niskoprężnymi,

ponieważ nominalne ciśnienie w tym miejscu wynosi 0,6 MPa.

Pobór pary do układu separacji dwutlenku węgla powoduje spadek ciśnienia w prze-lotni. W przypadku gdy do wychwytu zostanie użyta monoetanoloamina ciśnienie ustala się, dla nominalnego obciążenia, na poziomie 0,17 MPa (rys. 3a), natomiast dla amoniaku ciśnienie to wynosi 0,31 MPa (rys. 3b).

Dla założonych wartości energochłonności sorbentów ciśnienie, jakie ustala się w przelotni jest zbyt niskie, dlatego należy zabudować na przelotni przepustnicę (PI, rys. 4), której zadaniem będzie dławienie przepływu pary do części niskoprężnej w celu utrzymania stałego ciśnienia pary na wylocie z części SP turbiny.

Spadek ciśnienia w przelotni powoduje spadek entalpii w ostatniej grupie stopni części SP. W warunkach nominalnych spadek w grupie 07–08 wynosi ok. 180 kJ/kg, gdy do układu zostanie włączony pobór pary spadek w tej grupie wzrasta do ok. 306 kJ/kg dla MEA i 257 kJ/kg dla NH₃. Skutkiem tego jest zarówno spadek sprawności tej części turbiny oraz zwiększenie naprężeń w łopatkach stopni, zwłaszcza ostatniego stopnia w części SP, co w przypadku przekroczenia naprężeń dopuszczalnych uniemożliwiłoby dalszą eksploatację turbiny. Aby móc zrealizować podwyższony spadek entalpii należałoby dobudować, o ile to możliwe, dodatkowe stopnie na wylocie z części SP lub dostawić turbinę przeciwpięprężną zasilaną z wylotu części średnioprężnej.

TABELA 2
Wskazniki pracy bloku zintegrowanego z instalacją separacji CO₂ przy nominalnym obciążeniu parowym turbiny

Rodzaj obiegu	Obieg bez CCS	Obieg z CCS			
		dobudowanie stopni		dobudowanie turbiny przeciwpięprężnej	
Rodzaj modernizacji obiegu	–	MEA	NH ₃	MEA	NH ₃
Absorbent	–	–	–	–	–
Moc elektryczna brutto, [MW _e]	900,0	747,1	784,6	686,3	750,1
Moc turbiny przeciwpięprężnej, [MW _e]	0,0	0,0	0,0	43,4	19,2
Moc potrzeb własnych, [MW _e]	67,5	56,0	58,8	54,7	57,7
Moc elektryczna sprężarki, [MW _e]	0,0	65,2	65,2	67,2	67,2
Moc elektryczna netto, [MW _e]	832,5	625,8	660,5	607,8	644,4
Sprawność obiegu, [%]	54,1	45,5	47,6	44,6	46,8
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto, [%]	47,5	39,4	41,4	38,5	40,6
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto, [%]	43,9	33,2	34,8	32,2	34,1
Jednostkowe zużycie ciepła, [kJ/kWh]	6 791,1	8 187,4	7 794,4	8 376,3	7 945,2

Analizowano zmianę podstawowych wskaźników pracy bloku po dobudowaniu dodatkowych stopni. Dla nominalnego strumienia pary moc elektryczna brutto spada wówczas do ok. 747 MWe dla monoetanolaminy i do ok. 785 MWe dla amoniaku (tab. 2). Uwzględnienie mocy potrzeb własnych bloku oraz energii elektrycznej potrzebnej do zasilenia sprężarek dwutlenku węgla (tab. 2) moc elektryczna netto spada do ok. 626 MWe dla MEA i 661 MWe dla NH₃. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto spada do 39,4% dla MEA i 41,4% dla NH₃ (tab. 2). Sprawność netto spada do wartości odpowiednio 33,2% i 34,8% (tab. 2).

W przypadku, gdy dobudowanie stopni jest niemożliwe, zwiększony spadek entalpii

w części średnioprężnej można zrealizować dodatkowej turbinie przeciwrężnej. Dla takiego wariantu modernizacji moc elektryczna brutto bloku spada do ok. 686 MWe dla MEA, natomiast dla amoniaku do ok. 750 MWe (tab. 2). Dla mocy netto wartości te wynoszą odpowiednio 608 MWe i 644 MWe (tab. 2). Sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto spada dla monoetanolaminy do 38,5%, dla amoniaku do 40,6% (tab. 2).

W przypadku sprawności netto wartość ta wynosi 32,2% (dla MEA) i 34,1% (dla NH₃) (tab. 2).

Podsumowanie

Proces separacji dwutlenku węgla metodą absorpcji chemicznej jest procesem o dużym zapotrzebowaniu na ciepło, które jest niezbędne do desorpcji sorbentu. Zmniejszenie energochłonności sorbentu o 1 MJ powoduje wzrost sprawności obiegu i bloku o około 2,7 pkt. %. Dobudowanie stopni do części średnioprężnej powoduje spadek mocy elektrycznej brutto o ok. 153 MWe dla MEA i ok. 115 MWe dla NH₃. Natomiast rozwiązanie, w którym dobudowano turbinę przeciwrężną, powoduje spadek tej mocy o ok. 214 MWe dla pierwszego sorbentu i 150 MWe dla drugiego.

Z analizy obiegów siłowni „capture ready” wynika, że rozwiązanie z turbiną przeciwrężną, z wylotu której zasilana jest instalacja separacji, charakteryzuje się niższą sprawnością bloku brutto od sposobu, w którym dobudowuje się dodatkowe stopnie w części SP turbiny. Dla nominalnego strumienia pary ta różnica wynosi ok. 0,8 pkt. %. Jednak to

rozwiązanie może być konieczne, jeśli zwiększony spadek ciśnienia w części SP spowodowałby przekroczenie dopuszczalnych naprężeń w stopniach tej części przy braku możliwości rozbudowy o dodatkowe stopnie.

Literatura

- [1] Witkowski A., Majkut M., 2012: The impact of CO₂ compression systems on the compressor power required for a pulverized coal-fired power plant in post-combustion carbon dioxide sequestration. Arch. Mech. Eng. 2012 vol. 59 nr 3, s. 343–360.
- [2] Duan L., Zhao M., Xu G., Yang Y., 2011: Integration and optimization on the coal fired power plant with CO₂ capture using MEA. 24th International Conference ECOS 2011, Nowy Sad, 4–7.07.2011, Materiały konferencyjne, s. 582–593.
- [3] Chowdhury F. A., Okabe H., Yamada H., Onoda M., Fujioka Y., 2011: Synthesis and selection of hindered new amine absorbents for CO₂ capture. Energy Procedia 4 (2011) 201–208.
- [4] Valenti G., Bonalumi D., Macchi E., 2011: Modeling of ultra super critical power plants integrated with the chilled ammonia process. Energy Procedia 4, 2011, 1721–1728.
- [5] Łukowicz H., Chmielniak T., Mronczyk M., 2009: Badanie wpływu sorbentu (amina, amoniak) na zakres modernizacji turbiny zintegrowanej z instalacją separacji CO₂. Konferencja „Problemy Badawcze Energetyki Ciepłej 2009”, Warszawa 8–11.12.2009 r., Zeszyty naukowe – Konferencje z. 26, 113–122.

Konferencja naukowo-techniczna „Górnictwo – perspektywy i zagrożenia”

Rybnik, 6-8 maja 2014 r.

Organizatorem konferencji było Stowarzyszenie Wychowanków Politechniki Śląskiej Oddział CKI Rybnik oraz Dyrekcja Centrum Kształcenia Inżynierów Politechniki Śląskiej. Konferencję zorganizowano w obiektach Centrum Kształcenia Inżynierów w Rybniku, łącznie z wystawą maszyn i urządzeń górniczych na placu uczelnianym.

Trzydniowe obrady naukowców i praktyków z Polski, Czech i Słowacji poprzedziły obrady plenarne oraz wyjazdy autokarowe do zakładów z ekspozycjami najnowszych technologii związanych z wydobyciem węgla kamiennego, a m.in.:

- Zakład Jas-Mos – kompleks Miłkrus;
- KWK „Pniówek” – kompleks strugowy;

- KWK „Borynia” – kompleks o dużej koncentracji wydobycia;
- KWK „Zofiówka” – transport poziomy spalinowy czarno-zębaty;
- Zakład produkcyjny Becker-Warkop Świerklany;
- KWK „Marcel” – wychodnia odstawa;
- KWK „Jankowice” – szyb wielkogabarytowy, odstawa główna węgla, centralna stacja pomp ciśnieniowych.

Łącznie wygłoszono około 60 referatów z zakresu eksploatacji węgla kamiennego, mechanizacji prac górniczych, klimatyzacji i zagrożeń aerologicznych, bhp oraz ochrony i rekultywacji powierzchni.

- M.in. omówione zostały:
- perspektywy rozwoju i przyszłość energetyki wykorzystującej węgiel

- kamienny i brunatny;
 - możliwości wykorzystania energii odnawialnej i ciepła z wnętrza hałd;
 - współpraca górnictwa z organami samorządowymi;
 - perspektywy rozwoju i ograniczenia górnictwa węgla kamiennego i brunatnego;
 - przygotowanie zagospodarowania nowych złóż;
 - ochrona środowiska, zagrożenia naturalne, bezpieczeństwo pracy, szkolenie załóg, logistyka i in. zagadnienia.
- Organizatorzy wydali materiały konferencyjne w formie książkowej w postaci 4 monografii tematycznych, zorganizowali doskonałą oprawę konferencji i wykazali tradycyjną śląską przemiłą gościnność.

Stanisław Downorowicz

Surowce energetyczne w Polsce

Wielkość zasobów, a także perspektywy ich wydobycia

Witold Biały

Wprowadzenie

Polska należy do krajów dość zasobnych w surowce mineralne. Lokuje się w ścisłej czołówce państw o największych na świecie zasobach m. in. węgla kamiennego i brunatnego, rud miedzi, cynku i ołowiu, a także siarki, soli kamiennych i surowców budowlanych. W starożytności kraj nasz słynął z wydobycia bursztynu – przez polskie ziemie wiódł Szlak Bursztynowy znad Adriatyku nad Bałtyk. Także i dziś Polska jest liczącym się producentem bursztynu. Zasoby tego minerału szacowane są na 12 tys. ton.

Najdawniejsze ślady górnictwa na ziemiach polskich pochodzą sprzed 3500 lat p.n.e. W średniowieczu wielkie znaczenie miało wydobywanie soli kamiennych w żupach krakowskich – Bochni i Wieliczce. Od połowy XVIII w. pierwszorzędne znaczenie nabrało górnictwo węgla kamiennego. Zasoby bilansowe węgla kamiennego szaco-

wane są w Polsce na 45,4 mld ton. Polska jest ponadto szóstym na świecie producentem węgla brunatnego.

Choć to właśnie w Polsce uruchomiono pierwszą na świecie kopalnię ropy naftowej, krajowe zasoby ropy i gazu nie pokrywają krajowego zapotrzebowania i obydwie te surowce są dodatkowo importowane. Coraz popularniejsze staje się też produkowanie energii ze źródeł odnawialnych.

Surowce mineralne można podzielić na **surowce energetyczne**: węgiel kamienny, węgiel brunatny, uran, torf, ropa naftowa, gaz ziemny łupki bitumiczne, **surowce metaliczne** obejmujące rudy wszystkich metali, np.: rudy chromu, tytanu, niklu, krzemu, miedzi, cynku, ołowiu, cyny, rtęci oraz **surowce niemetaliczne**.

Z surowców energetycznych najczęściej wykorzystywane są: węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa oraz gaz ziemny i uran.

Występowanie najważniejszych mi-

nerałów kopalnych w Polsce (zagłębia surowcowe) przedstawiono na rys. 1.

Na dzień dzisiejszy największą furorę w Polsce i na świecie robi gaz łupkowy. Polska ma 5,3 bln m³ możliwego do eksploatacji gazu łupkowego – podaje amerykańska Agencja ds. Energii (EIA). Przy obecnym zużyciu, gazu wystarczyłoby więc na ok. 300 lat. Ministerstwo Środowiska podkreśla, że są to szacunki niepotwierdzone badaniami.

Obecnie uwaga sektora wydobywczego skupiła się na zasobach gazu łupkowego w Polsce. Według amerykańskiego portalu poświęconego cenom ropy [7], jeśli polskie zasoby gazu łupkowego okażą się tak duże (jak to jest przewidywane), Polska w ciągu kilku lat może zostać eksporterem gazu.

Warstwy gazu łupkowego w Europie znajdują się na większej głębokości niż w USA, co oznacza znacząco wyższe zużycie wody.

Struktura geologiczna naszego ob-



dr hab. inż.

Witold BiałyPolitechnika Śląska w Gliwicach
Kierownik Zakładu
Zarządzania Jakością

Streszczenie: Przedstawiono zasoby surowców energetycznych w Polsce, wielkość zasobów a także perspektywy ich wydobycia. Ponadto pokazano kierunki importu oraz eksportu surowców energetycznych. Z przedstawionych danych wynika, że eksport surowców energetycznych maleje, natomiast gwałtownie wzrasta import. Ta niekorzystna dla naszego kraju tendencja utrzymuje się od roku 2002 – główny w tym udział ma gaz ziemny oraz ropa naftowa.

Słowa kluczowe: surowce energetyczne, import, eksport

Fossil fuels for the energy industry in Poland

Resources and perspectives of their mining

Abstract: Resources of fossil fuels for the energy industry in Poland were presented, their resource base as well as prospects of their production. Directions of their import and export were shown. The data presented show that export of fossil fuels shrinks whereas their import quite dramatically raises. This negative for our country tendency started in 2002 – this was caused mainly by the application of the natural gas and the oil.

Key words: energy industry, import, export

Энергетическое сырьё в Польше

Величина ресурсов а также перспективы их извлечения

Резюме: Представлено ресурсы энергетического сырья в Польше, величину ресурсов а также перспективы их добычи. Кроме того показано направления импорта и экспорта энергетического сырья. Из представленных данных возникает, что экспорт энергетического сырья уменьшается, зато резко возрастает импорт. Эта неблагоприятная для нашей страны тенденция удерживается с 2002 года – главное в этом участке имеет природный газ и нефть.

Ключевые слова: энергетическое сырьё, импорт, экспорт.

szaru jest częściowo podobna do struktury występującej w USA, co wyjaśnia zainteresowanie firm amerykańskich licencjami wydobywczymi. W Europie toczy się walka o hegemonię informacji, ponieważ tylko kilka firm dysponuje wiarygodnymi danymi seismologicznymi i dotyczącymi wierceń [7].

Wg przewidywań ekspertów, produkcja w Polsce na skalę komercyjną mogłaby się rozpocząć już za dwa, trzy lata, chociaż znaczącą wielkość najprawdopodobniej osiągnęłaby za 7-10 lat.

Podstawowe surowce energetyczne

Węgiel kamienny

Węgiel kamienny jest paliwem kopalnym, zalegającym pod ziemią na różnych głębokościach. Ma ona zróżnicowaną strukturę i wartość kaloryczną, od czego zależą koszty jego wydobycia i opłacalność eksploatacji. Jest skalą osadową z różnych organicznych związków roślinnych. Węgiel kamienny występuje w utworach górnokarbońskich w trzech regionach Polski. Są to następujące Zagłębia:

- Górnośląskie,
- Dolnośląskie,
- Lubelskie.

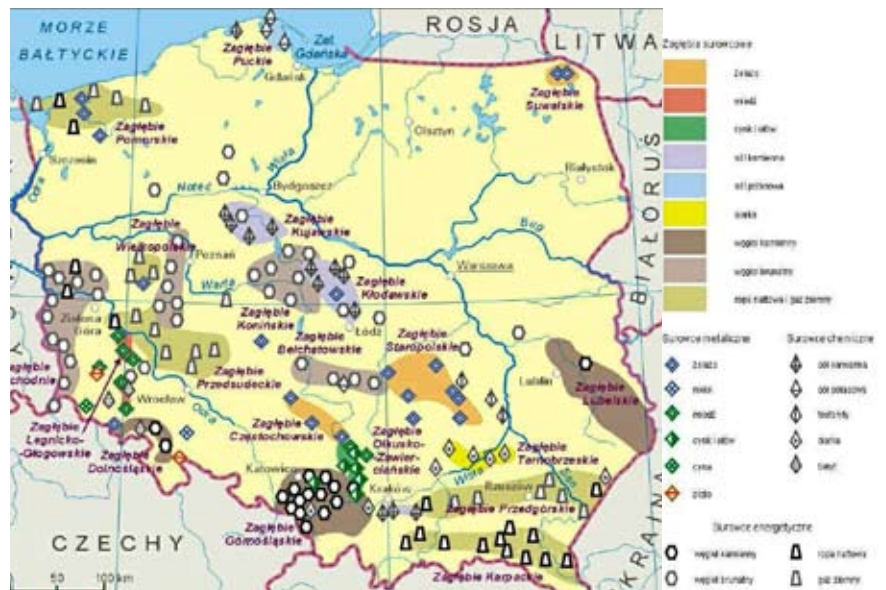
Największe znaczenie ma Górnośląskie Zagłębie Węglowe. Zasoby dzielone są na bilansowe i pozabilansowe. Największy udział w całości węgla kamiennego mają węgle energetyczne typu 31-33.

Górnośląskie Zagłębie Węglowe (GZW) jest największym ośrodkiem górnictwa węgla kamiennego w kraju. W granicach zakładów górniczych znajdują się najbardziej węglizasobne i wydajne złoża węgla kamiennego. W wyniku prowadzonej ponad 300-letniej działalności górniczej, wyeksploatowano już w znacznej mierze pokłady węgla o najdogodniejszych grubościach. GZW obejmuje obszar krakowski i górnośląski oraz tworzy jednorodną całość z obszarem ostrawsko-karwińskim. Powierzchnia zajęta przez utwory produktywne wynosi około 5,4 tys. km², z tego obszaru do Polski należy około 4,45 tys. km². W serii produktywnej występują ogółem

232 pokłady węgla o miąższości najczęściej 1-3,5 m. Warunki eksploatacji wahają się od niezbyt trudnych do bardzo trudnych. Przeciętne warunki z jakimi spotykamy się na obszarze GZW, to: duże zróżnicowanie miąższości pokładów, stosunkowo prosta tektonika, małe zawodnienie, duże zagrożenia naturalne: gazowe i tąpnięciami, duża głębokość występowania zasobów, średnie zróżnicowanie typów węgla, trudne warunki geotermiczne,

Rozmieszczenie złóż węgla kamiennego w GZW, przedstawione zostało na rys. 2.

Dolnośląskie Zagłębie Węglowe (DZW). Utwory produktywne tworzą niesymetrycznie zabudowaną nieckę wydłużoną w kierunku NW-SE. Długość zagłębia wynosi maksymalnie około 60 km, natomiast szerokość około 30 km. Część NW i NE należy do Polski (ok. 530 km²), natomiast część SW do Republiki Czeskiej. W granicach Dolnośląskie-



Rys. 1 Występowanie surowców mineralnych w Polsce. Źródło: <http://wiking.edu.pl>

podrzedne występowanie kopalni towarzyszących.

Węgłe eksploatowane w GZW są zróżnicowane pod względem stopnia uwęglenia. Największą część zasobów tworzą następujące typy węgla:

- energetyczne (typy 31-32),
- koksujące (typy 34-36),
- chude i antracytowe (typy 38 i 41),
- antracyty (typ 42).

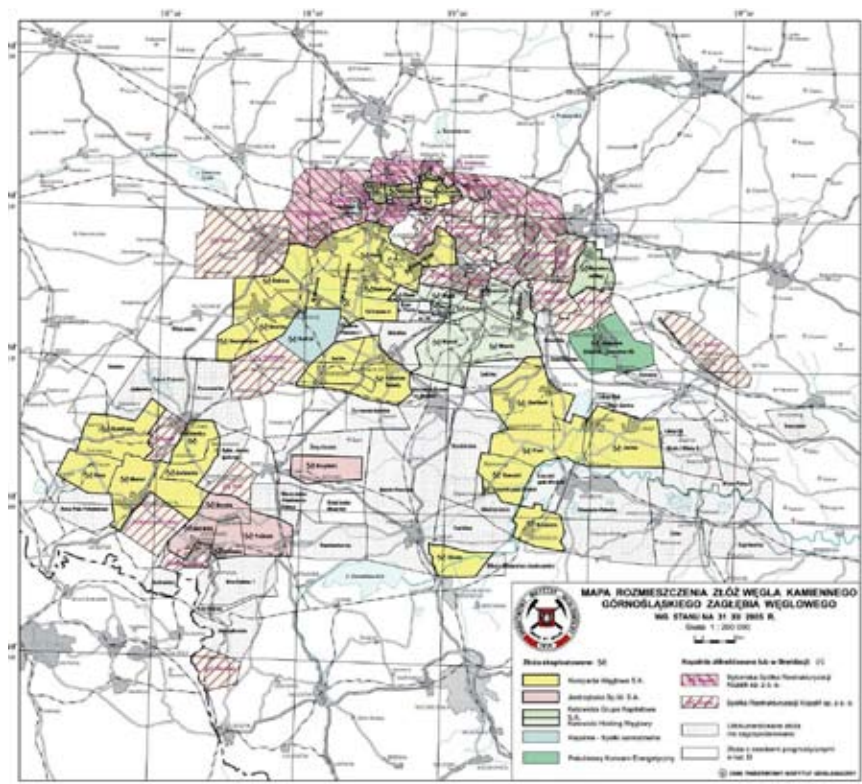
Średnia zawartość popiołu w węglu wynosi od paru do trzydziestu kilku procent. Wartość opałowa węgla z poszczególnych pokładów bilansowych jest dość zasadniczo zróżnicowana. To zróżnicowanie jest ogromne nawet w obrębie poszczególnych grup pokładów i waha się w poszczególnych warstwach w przedziałach:

- libiąskich 21,1-23,9 MJ/Mg,
- łaziskich 17,0-25,6 MJ/Mg,
- orzeskich 17,6-32,3 MJ/Mg,
- rudzkich 18,9-34,4 MJ/Mg,
- siodłowych 17,7-34,3 MJ/Mg,
- porębskich 19,6-32,3 MJ/Mg,
- gruszowskich 23,7-33,2 MJ/Mg.

go Zagłębia Węglowego stwierdzono maksymalnie 50 pokładów, z których 10 bywa rozszczepionych na kilka pokładów każdy. Warstwy zaczerskie obejmują maksymalnie 35 udokumentowanych pokładów, w warstwach wałbrzyskich stwierdzono 15 pokładów. Tylko kilka pokładów przekracza średnią miąższość 2m, przeważająca większość to pokłady od kilkudziesięciu cm do około 1,5 m. Węgiel eksploatowany był w 4 kopalniach. Ze względu na bardzo trudne warunki eksploatacji i związane z tym wysokie koszty pozyskania węgla, zaniechano eksploatacji węgla na terenie DZW. Obecnie wydobywa się tylko niewielkie ilości antracytu. Na dzień dzisiejszy DZW, ma już tylko znaczenie historyczne.

Lubelskie Zagłębie Węglowe (LZW).

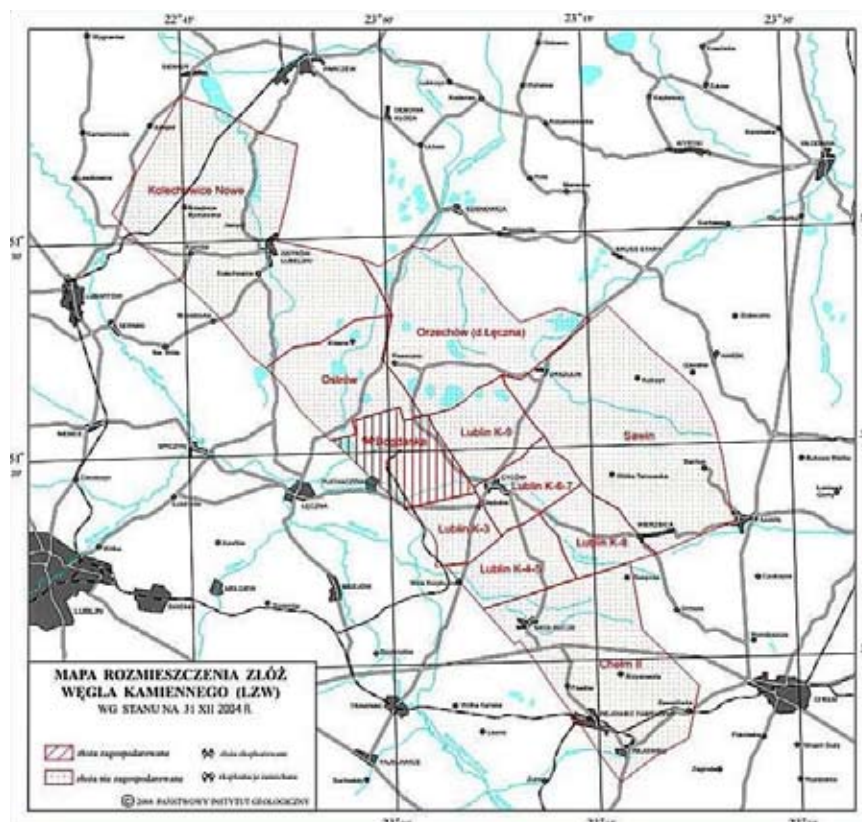
Węgiel kamienny zalegający w LZW to basen karboński który jest wydłużony w kierunku NW-SE. Długość wynosi około 180 km, szerokość około 20-40 km, powierzchnia zagłębia wynosi 4,63



Rys. 2 Rozmieszczenie złóż węgla kamiennego w GZW wg stanu na 31.12.2009
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny

tyś. km², a obszar występowania utworów karbońskich około 14 tys. km², miąższość nadkładu nie przekracza 750 m. Podstawową serią produktywną

są warstwy lubelskie o miąższości do 450 m zawierające kilkanaście bilansowych pokładów węgla i do 4 pokładów pozabilansowych.



Rys. 3 Złóża węgla kamiennego w LZW. Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny

Pokłady bilansowe mają miąższość od 0,8-2,5 m. W udokumentowanych złóżach występują zarówno węgle energetyczne jak i węgle koksujące typu 34. Zawartość popiołu zmienia się od 9 do 30%. Zawartość siarki waha się od 0,8-3,7%, średnia wartość opałowa węgla z poszczególnych złóż waha się od 25,6 MJ/Mg do 28,4 MJ/Mg. Węgiel w LZW uznawany jest za węgiel dość dobrej jakości. Na rys. 3 przedstawiono zaleganie złóż węgla kamiennego w Lubelskim Zagłębiu Węglowym.

Węgiel kamienny wydobywany jest już od ponad półtora wieku. Z ogólnej ilości wydobytego węgla 60% spalane jest w elektrowniach, 25% przetwarza się w koksowniach, 15% w postaci bezpośredniej zużywa przemysł i ludność.

Do dużych producentów węgla kamiennego należy także Polska, ale nasz udział w światowej produkcji w ostatnich latach maleje. W 1997 r. eksportowaliśmy około 27 mln ton, aktualnie 7,4 mln ton (w roku 2012).

Węgiel kamienny w Polsce jest stosowany przede wszystkim w przemyśle energetycznym do wytworzenia energii elektrycznej, ciepłej. Ponadto jest ważnym surowcem w przemyśle hutniczym – uzyskuje się z niego koks, surowiec niezbędny do produkcji stali.

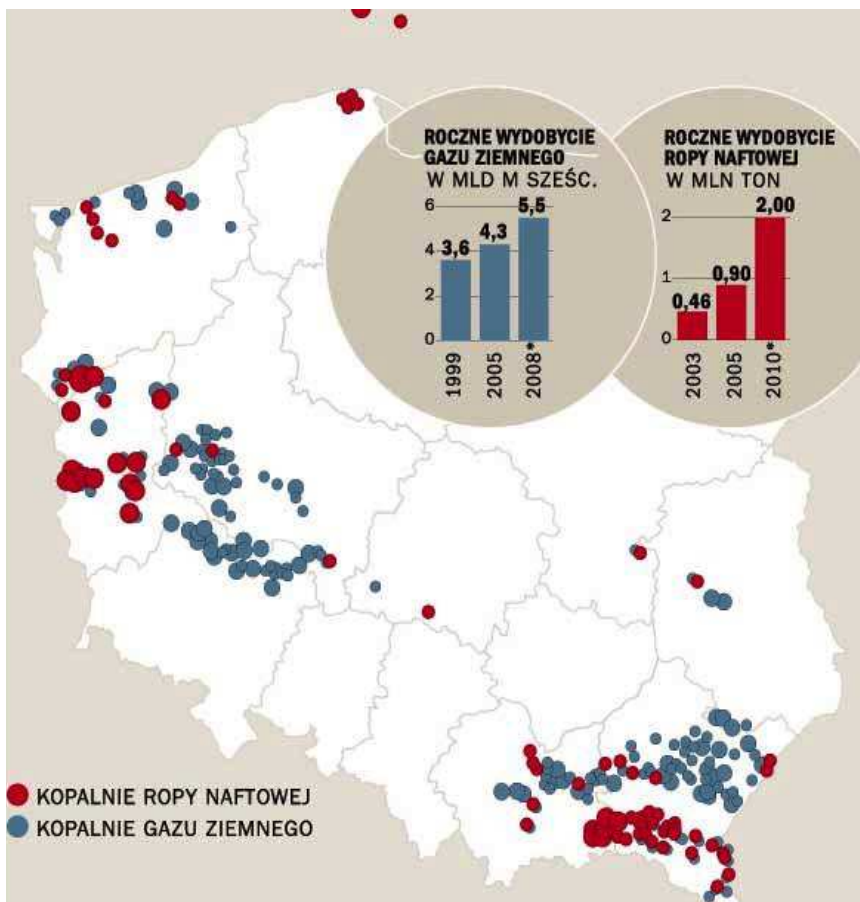
Węgiel brunatny

Węgiel brunatny odgrywa znacznie mniejszą rolę w energetyce niż kamienny. Jest on surowcem energetycznym, który nie jest produktem międzynarodowej wymiany (obroty nie sięgają 1% wydobycia). Przyczyną tego jest jego mała kaloryczność oraz nieopłacalność transportu na większe odległości. Wykorzystywany jest głównie w elektrowniach zlokalizowanych w pobliżu miejsc wydobycia. Jest także przetwarzany na brykiety oraz jako dodatek do nawozów. Mimo stosunkowo małej kaloryczności, jest wartościowym paliwem dla elektrowni, ponieważ koszty jego wydobycia nie są wysokie. Główne Zagłębia węgla brunatnego w Polsce pokazano na rys. 4.

Polskie złoża węgla brunatnego zawierają jeden lub kilka, rzadziej kilkanaście pokładów – stąd ich nazwa –



Rys. 4 Główne Zagłębia węgla brunatnego w Polsce. Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny



Rys. 5 Rozmieszczenie kopalń ropy naftowej w Polsce. Źródło: Gazeta Wyborcza 2008

złoża jedno, lub wielopokładowe. Złoża węgla brunatnego w Polsce są pochodzenia autochtonicznego. Natomiast złożów alochtonicznych dotychczas nie

stwierdzono, jednak procesy alochtoniczne związane z mechanicznym przemieszczaniem się substancji roślinnej w środowisku autochtonicz-

nym nie zostały wykluczone.

Wśród polskich złóż węgla brunatnego niezależnie od ich pierwotnej genezy i formy, wyróżnia się następujące typy morfologiczne:

- pokładowe,
- soczewkowe,
- reliktowe,
- na wysadach solnych,
- tektoniczne,
- glacitektoniczne.

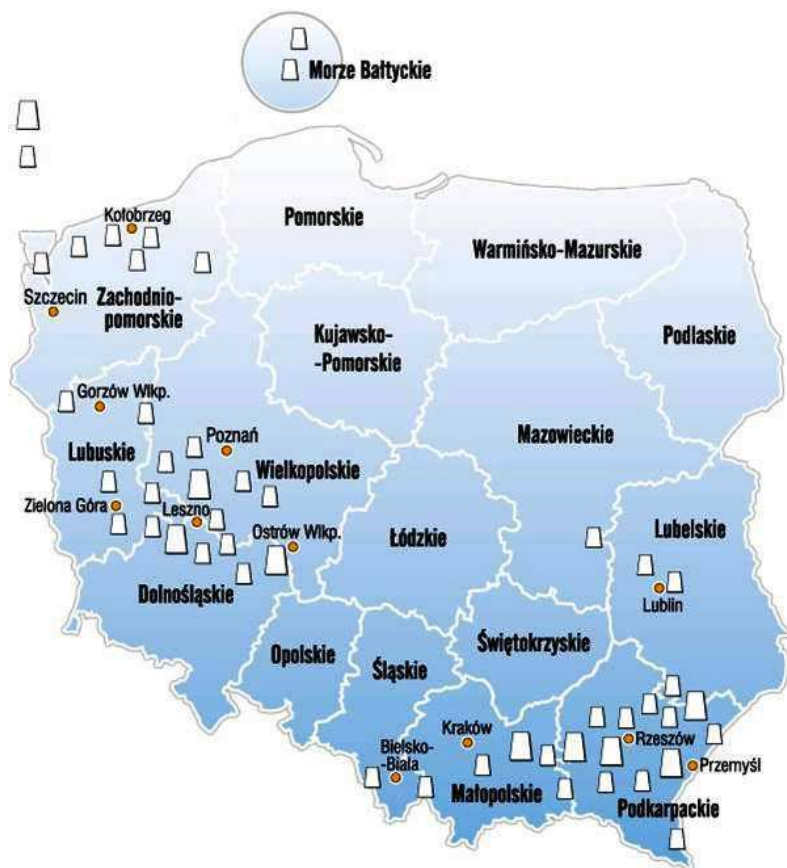
Złoża pokładowe występują głównie w południowo-zachodniej Polsce, na obszarze zachodniej części monokliny przedsudeckiej. Na pozostałych obszarach węglonośnych miocenu występują głównie złoża soczewkowe różnych wymiarów (Konin, Adamów, Oczkowie), oraz złoża reliktowe (Kramik, Ochle).

Złoża węglowe występujące na wysadach solnych związane są z obniżeniami powierzchni morfologicznej czapy gipsowej – często ich kontury stanowią utwory mezozoiczne, poprzez które diapir solny został wyciśnięty ku górze. Do złóż tego typu należą złoża Rogoźno (na północ od Łodzi), oraz Lubień i Łanęta na Kujawach.

Najbardziej zasobne w węgiel brunatny są złoża występujące w rowach tektonicznych – dotychczas stwierdzono ich kilkanaście. Głównymi ich kierunkami są NW-SE lub zbliżony do NS – złoża grupy poznańskiej (Msina, Czemoń, Krzywin, Gostyń), Szamotoły, Nakło. Kierunek zalegania złóż SW-NE (lub zbliżony do niego) reprezentują: złoża Bełchatów, Szczerców, Złozew. Do złóż typu tektonicznego, należy również złożo Turów, które występuje w obramowaniu proterozoicznych skał krystalicznych masywu łużyckiego.

Do złóż glacitektonicznych zalicza się te, których obecna forma powstała pod wpływem mechanicznego nacisku posuwających się mas lądolodu. Najczęściej przyjmują one postać wydłużonych stref półokrągłych, podkowiatych, złuskowanych lub nieregularnie zdeformowanych. Do ważniejszych złóż tego typu należą złoża łuku mużakowskiego, żarskiego na zachód od Wrocławia, a także złoża w okolicach strefy Rzepin-Świebódzin na zachodzie Polski [1, 2, 6].

Perspektywy rozwoju krajowego górnictwa węgla brunatnego wiążą się głównie ze złożami występującymi



Rys. 6 Miejsca występowania i wydobywania gazu ziemnego w Polsce
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny

przedkarpackiego. Znajdują się tam piaski kwarcowe z wkładkami mułków, ilów oraz węgla. Znajdują się tam również skały ilaste z soczewkami węgla brunatnego, często margliste z fauną ślimaków słodkowodnych. Znane są utwory z węglem brunatnym na następujących terenach [1, 2, 6]:

- południowe strony Gór Świętokrzyskich, m. in. w okolicach Kopytnicy, Chorzętowa, Suliszowa, Sandomierza, Tarnobrzega oraz w dolinie Opatówki,
- na Wyżynie Lubelskiej w okolicach Trzydnika Małego oraz Węglin,
- w bezpośrednim przedpolu Karpat (Górny Śląsk, Grudna, Dolna, Jarosław), w płatach trzeciorzędu na fliszu w kotlinie Sądeckiej oraz Orawsko-Nowotarskiej.

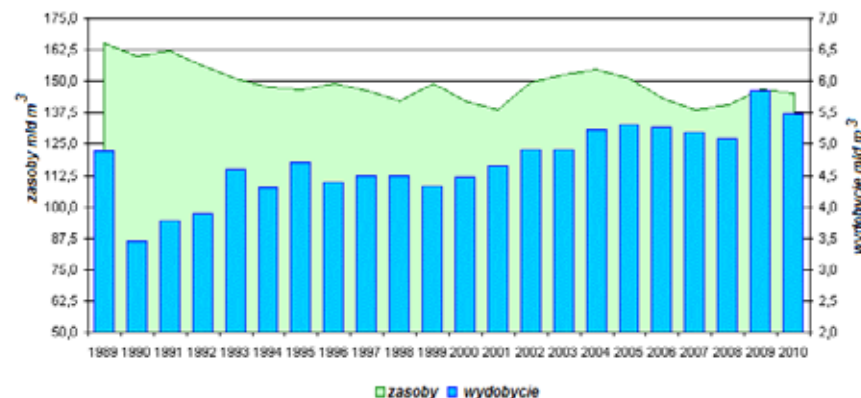
Ropa naftowa

Pierwsza polska kopalnia ropy powstała w 1854 roku z inicjatywy Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce koło Krosna, a pierwszy szyb naftowy o współczesnej konstrukcji wywiercono w 1859 roku w USA (Pensylwania).

Pierwszy polski zakład destylacji ropy naftowej powstał w 1856 r. w Ulaszowicach koło Jasła (dzisiaj w granicach miasta). Jedna z najstarszych rafinerii na świecie z 1884 roku znajduje się w Gorlicach.

Rozmieszczenie złóż ropy naftowej na terenie Polski, przedstawia się następująco:

- Karpaty (Gorlice-Krosno-Sanok) – obszar najstarszego wydobywania tzw. Zagłębie Karpackie Złoże ropy od Limanowej do Ustrzyk Dolnych,
- Zagłębie Podkarpackie – Mielec, Ropczyce na wschodzie do Kazimierzy Wielkiej i Bochni na zachodzie (eksploatacja w miejscowości Grobla i Pławowice) – 25% wydobywania,
- Nizina Śląska (Krosno Odrzańskie),
- Pobrzeże Słowińskie (Kamień Pomorski-Daszewo) – 50% wydobywania,
- szelf Bałtyku na północ od Przyładka Rozewie,
- okolice Gorzowa Wielkopolskiego,
- okolice Garwolina – Maciejowice,
- okolice w Kościanie, Brońsku i Wielichowie jako nowe złoża odkryte w Wielkopolsce.



Rys. 7 Zasoby i wydobywanie gazu ziemnego w Polsce w latach 1998-2010
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny

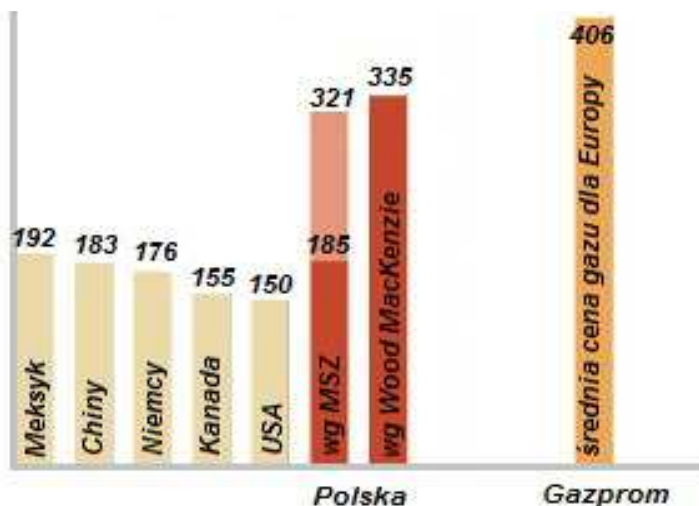
w utworach miocেনskich. Obszary południowo-zachodniej, zachodniej i centralnej Polski, które obejmują około 53% węglonośnego lądowego obszaru miocenu, charakteryzują się dużą węglonośnością i zasobnością, w porównaniu do pozostałych obszarów Polski. Węglonośność i zasobność miocenu nie jest jednak jednolita. Wynika to głównie z rozwoju ówczesnej roślinności, tektoniki, paleomorfologii czy czynników erozyjnych. W świetle kryteriów bilansowości, zasoby węgla brunatnego mogą ulec zwiększeniu do

około 19-20 mld ton. Ponadto, można się spodziewać nowych prognostycznych zasobów węgla brunatnego na pozostałych, niezbadanych dotychczas obszarach węglonośnych miocenu, rzędu 15-20 mld ton. Ocenia się, że całkowite zasoby węgla brunatnego w polskim miocenie lądowym mogą wynosić 35-40 mld ton.

Trzeciorzędowy węgiel brunatny występuje również wśród utworów lądowych i bakicjnych dolnej części środkowego miocenu, wzdłuż północnego i południowego obrzeża zapadliska



Rys. 8 Występowanie gazu łupkowego w Polsce. Źródło: EIA

Rys. 9 Szacunkowe koszty wydobycia gazu łupkowego na Świecie
Źródło: Rice University, Instytut Kościuszki

Krajowe wydobycie ropy naftowej jest w stosunku do potrzeb bardzo niewielkie – krajowa produkcja ropy zaspokaja jedynie około 3,9% potrzeb naszych rafinerii.

Ropa jest najważniejszym surowcem energetycznym w handlu międzynarodowym. Najważniejszymi jej eksporterami są kraje położone nad Zatoką Perską. Główne rynki zbytu stanowią Stany Zjednoczone, Europa Zachodnia i Japonia. Cena ropy na rynkach światowych wpływa na międzynarodowy rozwój gospodarczy, na poziom cen wielu towarów. Bardzo często nagłe wzrosty cen ropy powodują poważne kryzysy na rynkach światowych i związane z tym problemy ekono-

miczne wielu krajów. Miejsca występowania i wielkość wydobycia ropy naftowej (gazu ziemnego) w Polsce, przedstawiono na rys. 5.

Gaz ziemny

Gaz ziemny jest paliwem najbardziej ekologicznym, stosunkowo czystym, wygodnym w przesyłaniu i energetycznie najefektywniejszym. Na rys. 6 przedstawiono miejsca występowania i wydobycia gazu ziemnego w Polsce.

Historia polskiego gazownictwa rozpoczęła się w 1856 roku, kiedy w Krakowie i Warszawie powstały pierwsze

gazownie.

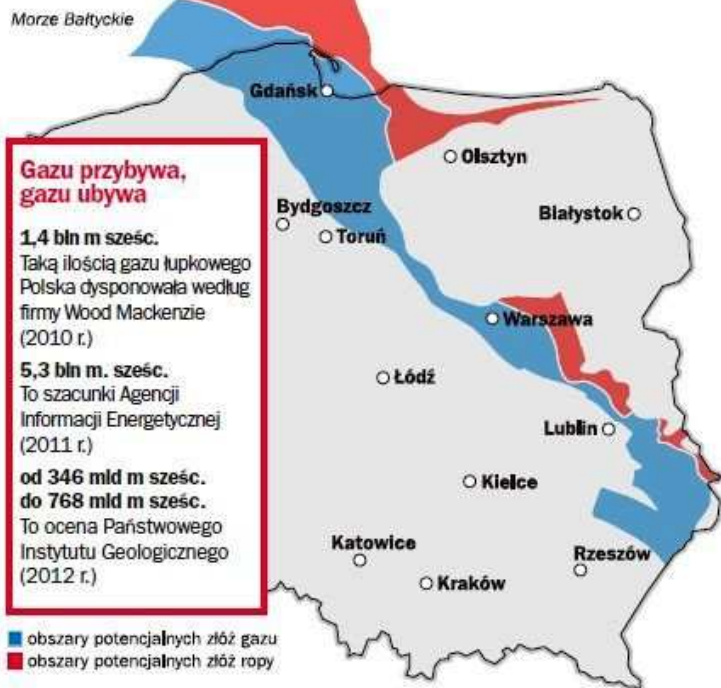
Złoża gazu ziemnego w Polsce występują głównie na Niżu Polskim (66% zasobów udokumentowanych), zwłaszcza w regionie wielkopolskim i na Pomorzu Zachodnim, a także na przedgórzu Karpat (29,5%). Niewielkie zasoby gazu znajdują się również w małych złożach w obszarze Karpat (0,9%) i w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku (3,2%). Gaz z Morza Bałtyckiego od 2002 r. jest wykorzystywany dla potrzeb Elektrociepłowni we Władysławowie. W Polsce występuje także metan w pokładach węgla kamiennego w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, ale eksploatuje się go w małej skali ze względu na trudności technologiczne. Około 75% wszystkich zasobów gazu ziemnego znajduje się w utworach miocenu i czerwonego spągowca, pozostałe zaś m. in. w osadach dewonu, karbonu, kambru, cechsztynu, jury i kredy.

Złoża gazu ziemnego Niżu Polskiego występujące w regionie przedsudeckim i wielkopolskim zalegają w utworach permu, natomiast na Pomorzu Zachodnim w utworach karbonu i permu. Do najważniejszych złóż tego regionu należą: BMB, Bogdaj-Uciechów, Brońsko, Kościan S, Paproć, Radlin, Załęcze i Żuchłów. Jedynie 4 złoża Niżu Polskiego zawierają gaz wysokometanowy, a w pozostałych dominuje gaz ziemny zaazotowany o zawartości metanu w przedziale od 30 do 80% metanu. Największe złożo gazu ziemnego w Polsce „Przemysł”, znajduje się na przedgórzu Karpat.

Jego eksploatację rozpoczęto w 1970 roku i w dalszym ciągu jest pierwsze pod względem wielkości wydobycia. Złoża tego regionu występują w utworach jurajskich, kredowych i miocen-skich. Najczęściej jest to gaz wysokometanowy, niskoazotowy, a jedynie w 4 złożach występuje gaz zaazotowany. Zasoby gazu ziemnego w Karpatach występują najczęściej w małych złożach w utworach kredowych i trzeciorzędowych, często towarzysząc złożom ropy naftowej lub kondensatów.

Gaz ten zawiera przeważnie powyżej 85% metanu. W polskiej strefie ekonomicznej na Bałtyku gaz ziemny występuje razem z ropą naftową. W powyższym bilansie zawierają się także zasoby gazu ze złóż wyłączonych

GDZIE MOŻE BYĆ GAZ I ROPA NAFTOWA W SKALACH ŁUPKOWYCH



Rys. 10 Tereny objęte koncesją na poszukiwanie gazu łupkowego
 Źródło: Gazeta Wyborcza, Państwowy Instytut Geologiczny

z eksploatacji i przeznaczonych na magazyny gazu ziemnego. Znajdujące się w nich zasoby gazu traktowane są jako poduszka gazowa (pojemność buforowa) i nie będą wydobyte w okresie istnienia magazynu. Na magazyny podziemne przeznaczono złoża Wierzchowice (4098 mln m³), Strachocina (122), Husów (373), Jaśniny Północ (92), Brzeźnica (46), Swarzów (29). W rozważaniach studialnych brane pod uwagę są złoża Brzostowo, Żuchłów i Załęcze. Łączne zasoby gazu w poduszkach buforowych wynoszą 4758 mln m³ [6].

Potwierdzone na chwilę obecną, polskie zasoby gazu ziemnego stanowią zaledwie około 0,1% światowych rezerw. W 2009 roku ich poziom wynosił 149,05 mld m³ i wzrósł o 6,2 mld m³ w porównaniu do 2008 roku. Zasoby te nie uwzględniają jednak szacunkowych ilości gazu łupkowego, które wciąż nie zostały potwierdzone i udokumentowane.

Według różnych danych jego ilość może wynosić od 1,4 bln m³ (wg Wood Mackenzie) do 3 bln m³ (wg Advanced Resources International).

Na rys. 7 przedstawiono wielkość zasobów i wydobycia gazu ziemnego w Polsce w latach 1989-2010.

Gaz łupkowy

Gaz z łupków (gaz łupkowy) – gaz ziemny, uzyskiwany jest z łupków osadowych. Łupki są to skonsolidowane ilowice i mułowice, jedne z najbardziej popularnych w przyrodzie skał. Materiał jaki je tworzy jest bardzo drobnej frakcji – powstają w odległych lub w izolowanych strefach basenów sedymentacyjnych, gdzie nie dociera grubszy materiał, erodowany z lądu, tworząc między innymi osad piaszczysty bądź piaskowce. Skały takie osadzają się w morzach, jeziorach oraz na lądzie.

Koncesje na poszukiwania gazu niekonwencjonalnego ma w Polsce ponad 20 firm [4]. Obejmują ponad 50 tys. km², głównie w pasie od wybrzeża Bałtyku w kierunku południowo-wschodnim, do Lubelszczyzny (rys. 8).

Drugi obszar potencjalnych poszukiwań to zachodnia część Polski, głównie woj. wielkopolskie i dolnośląskie. Pierwsze wiercenia wykonało PGNiG (Państwowe Górnictwo Naftowe i Gazownictwo) w Markowoli na Lubelszczyźnie – jednak gazu tam nie znaleziono. W lutym 2011 r. wykonując odwiert koło Ustki, znaleziono ślady gazu.

Pojawiające się wielkości zasobów gazu z łupków w Polsce to tylko szacunki, niepotwierdzone badaniami, a kolejnym krokiem w określeniu przybliżonego potencjału Polski będą wyniki prac amerykańskiej służby geologicznej i Państwowego Instytutu Geologicznego, które zostaną opublikowane prawdopodobnie pod koniec 2011 roku [5].

Wg szacunkowych danych (MSZ, Wood McKenzie), koszt wydobycia gazu łupkowego w Polsce będzie niższy, niż koszt importowanego za pośrednictwem Gazpromu gazu ziemnego (rys. 9).

Na rys. 10 przedstawione zostały tereny, na które zostały udzielone koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce.

Dotychczas resort środowiska wydał 99 koncesji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego. Tylko od początku roku 2011 przybyło ich dwadzieścia – wnioski o kolejnych kilkanaście pozwoleń znajdują się w Ministerstwie Środowiska.

Eksport-import surowców

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej (01.05.2004) spowodowało wyraźne ożywienie w naszym handlu zagranicznym. Porównując lata poprzednie, rok 2004 spowodował znaczne zmiany tak ilościowe jak i jakościowe w eksporcie i imporcie surowców. W latach 2005-2008 następował wzrost obrotów handlowych – rok 2009 ze względu na kryzys światowy spowodował zmniejszenie obrotów handlowych w zakresie wielkości i wartości (tak w eksporcie jak i imporcie). Natomiast w roku 2010 obroty handlowe wyraźnie wzrosły – ilościowo i wartościowo – dotyczy zarówno eksportu oraz importu [3, 6, 8].

Wartość eksportu surowców w roku 2010 uległa zwiększeniu w stosunku do roku poprzedniego (2009) o 49,13% i wyniosła 40420842 tys. PLN. Natomiast wartość importu w analogicznym okresie wzrosła o 35,44% i wyniosła 74302044 tys. PLN. Niestety, saldo obrotów handlowych (eksport-import) pozostało ujemne i z każdym rokiem jest bardziej niekorzystne.

W ujęciu ilościowym, w roku 2010

Tabela 1 Import i eksport surowców w roku 2010*

Grupa surowców	Import Eksport				Saldo	
	Ilość tys. ton	%	Wartość tys. PLN	%	Ilość tys. ton	Wartość tys. PLN
ogółem	65495 31964	100,00 100,00	74302044 40420842	100,00 100,00	-33531	-33881202
energetyczne	43441 21936	66,30 68,60	57459352 19127742	77,30 47,30	-21505	-38331610
metaliczne	8689 2531	13,30 7,90	10951038 16841403	14,70 41,70	-6158	+5890365
chemiczne	4653 4499	7,10 14,10	3746814 3002550	5,00 7,40	-155	-744264
skalne	8712 2999	13,30 9,40	2144840 1449147	3,00 3,60	-5713	-695693

* bez gazu ziemnego

Tabela 2 Saldo wartości eksport-import surowców (mln PLN)

Lata	Ogółem	Surowce			
		energetyczne	metaliczne	chemiczne	skalne
2001	-12084,59	-12610,56	+876,32	+48,41	-398,76
2002	-11065,92	-11950,99	+1395,52	-3,89	-506,56
2003	-12595,97	-13800,00	+1388,26	+257,08	-441,31
2004	-14854,79	-15956,62	+1378,78	-51,40	-225,55
2005	-21170,24	-23981,18	+2622,69	+254,99	-66,74
2006*	-23405,10*	-27231,24*	+3855,33	-16,73	-12,47
2007*	-30553,90*	-31538,24*	+1476,07	-62,24	-429,48
2008*	-37827,58*	-38646,16*	+1703,06	-95,57	-788,92
2009*	-27753,80*	-30825,26*	+4061,67	-439,36	-550,85
2010*	-33881,20*	-38331,61*	+5890,37	-744,26	-695,69

* bez gazu ziemnego

Tabela 3 Saldo ilości eksport-import surowców (mln ton)

Lata	Ogółem	Surowce			
		energetyczne	metaliczne	chemiczne	skalne
2001	-4,90	+1,32	-6,82	+0,36	+0,25
2002	-6,26	-0,47	-5,56	+0,17	-0,40
2003	-8,63	-1,52	-7,12	+1,05	-1,03
2004	-14,31	-3,92	-9,60	-0,06	-0,73
2005	-12,88	-7,42	-5,91	+0,83	-0,37
2006*	-14,44*	-5,12*	-8,35	-0,16	-0,82
2007*	-26,68*	-12,50*	-8,86	+0,09	-5,41
2008*	-34,78*	-20,65*	-8,05	+0,67	-6,76
2009*	-30,65*	-21,96*	-4,08	+0,61	-5,23
2010*	-33,53*	-21,51*	-6,16	-0,15	-5,71

* bez gazu ziemnego

zwiększyła się dość znacząco wielkość zarówno eksportu jak i importu surowców. W eksporcie, w stosunku do roku poprzedniego zanotowano wzrost o 29,03%, natomiast w imporcie wzrost wyniósł 18,17%. Kształtowanie się wielkości i wartości obrotów surowcami zarówno w skali ogólnej, jak i w zakresie podstawowych grup kopaliny, przedstawia tabela 1 [3, 6].

Dane dotyczące obrotów surowcami nie obejmują gazu ziemnego. Z informacji podanych tak przez Główny Urząd Statystyczny oraz Centrum Analityczne Administracji Celnej wy-

nika, że powyższe dane zostały objęte tajemnicą i nie mogą zostać udostępnione. Powyższe wynika z Rozporządzenia (WE) nr 638/2004 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 w sprawie danych statystycznych Wspólnoty odnoszących się do handlu towarami między Państwami Członkowskimi oraz uchylającego Rozporządzenie Rady (EWG) 3330/91. Artykuł 11 w/w rozporządzenia stanowi o poufności danych statystycznych i pozwala na utajnienie przez organy państwowe danych, na wniosek podmiotu, który poprzez dane statystyczne

może zostać pośrednio zidentyfikowany [3].

Eksport gazu ziemnego jest znikomy i brak danych nie wpływa znacząco na ogólną ocenę ilości i wartości sprzedawanych surowców. Brak danych w zakresie importu gazu ziemnego (6-7 mld m³ rocznie o wartości 5-6 mld PLN) znacząco wpływa na wartość sprawdzonych surowców.

Jak wynika z tabeli 1, największy udział zarówno w imporcie jak i eksporcie surowców mają surowce energetyczne – odpowiednio 77,30% i 47,30%. Dla porównania – w roku 2009 udział tych surowców w imporcie zmniejszył się o 0,30%, natomiast w eksporcie zanotowano wzrost o 4,00% (bez gazu ziemnego).

Zestawienie wartości salda eksport-import dla poszczególnych grup surowców za lata 2001-2010 przedstawiono w tabeli 2 [3, 6].

Z danych zawartych w tabeli 2 wynika, iż jedynie w przypadku surowców metalicznych występuje stale dodatnie saldo i wykazuje tendencję wzrostową. Saldo wartości obrotów handlowych wśród pozostałych grup surowców pozostaje ujemne, za wyjątkiem pewnych lat w surowcach chemicznych (2001, 2003, 2005). W grupie surowców energetycznych następuje stale i wyraźne pogarszanie salda obrotów handlowych (z małym wahnięciem w roku 2009).

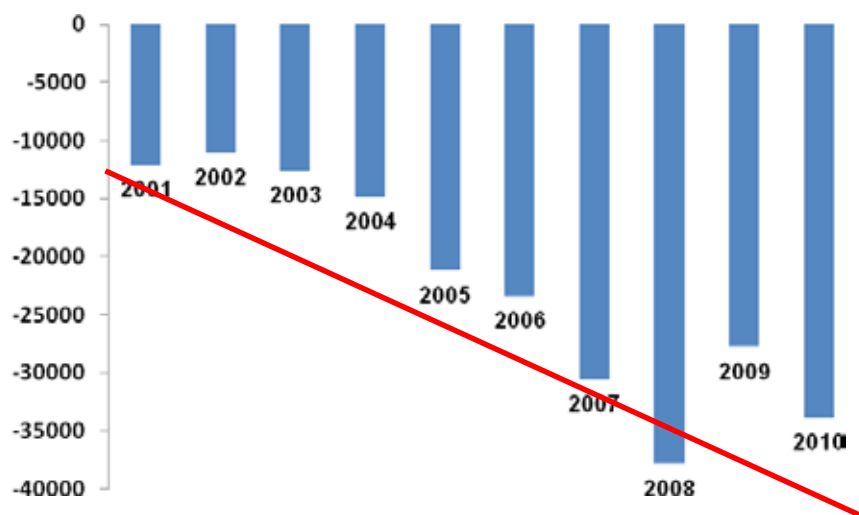
Porównanie salda wielkości eksportu i importu surowców w poszczególnych grupach, w latach 2001-2010 przedstawiono w tabeli 3 [3, 6].

Analizując dane zawarte w tabeli 3 zauważamy, że od roku 2002 saldo obrotów handlowych surowcami energetycznymi (ilościowe) pozostaje wyraźnie ujemne.

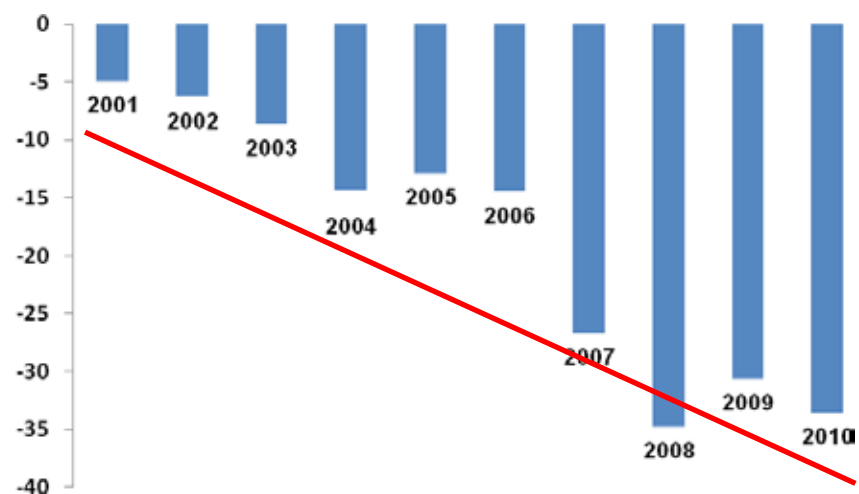
Tendencje zmian w saldach wartości oraz ilości eksport-import, zostały przedstawione w formie graficznej na rysunkach 11 oraz 12.

Na wykresie (rys. 11) przedstawione zostało saldo wartości obrotów surowcami w Polsce. Po niewielkich zmianach, jakie wystąpiły w latach 2001-2004, następuje wyraźna tendencja spadkowa w latach 2005-2008.

W roku 2009 wystąpiło lekkie zahamowanie tego trendu, by w roku 2010 powrócić do wzrostu wartości salda obrotów. Lata 2006-2010 nie uwzględniają



Rys. 11 Zmiana wartości polskiego eksportu i importu surowców w latach 2001-2010



Rys. 12 Zmiana wielkości polskiego eksportu i importu surowców w latach 2001-2010

Tabela 4 Porównanie wartości importu i eksportu surowców w latach 2009-2010* (w cenach transakcyjnych – mln PLN)

Grupa surowców	2009		2010		Porównanie wartości	
	Wartość	%	Wartość	%	Bezwzględne 2010-2009	% 2009 = 100
ogółem	54858,52	100,00	74302,04	100,00	19443,52	135,44
	27104,72	100,00	40420,84	100,00	13316,12	149,13
energetyczne	42552,97	77,60	57459,35	77,30	14906,38	135,03
	11727,71	43,30	19127,74	47,30	7400,03	163,10
metaliczne	7503,49	13,70	10951,03	14,70	3447,55	145,95
	11565,16	42,70	16841,40	41,70	5276,24	145,62
chemiczne	2815,81	5,10	3746,81	5,00	931,00	133,06
	2376,45	8,80	3002,55	7,40	626,10	126,35
skalne	1986,25	3,60	2144,84	3,00	158,59	107,98
	1435,40	5,30	1449,14	3,60	13,75	100,96

* bez gazu ziemnego

importu gazu ziemnego. Uwzględniając wartość importu gazu ziemnego, która w ostatnich latach wyniosła 5-6 mld PLN, to sumaryczne saldo obrotów ulegnie dalszemu zwiększeniu – w roku 2010 wyniosło około 40 mld PLN. Ta sama uwaga dotyczy również salda wielkości obrotów surowcami

(rys. 12).

Uwzględniając ilość sprowadzonego w ostatnich czterech latach gazu ziemnego (około 5-6 mld m³), to podobnie jak w przypadku salda wartości, saldo sumaryczne będzie bardziej ujemne i wyniosło w roku 2010 około 40 mld ton.

W tabeli 4 [3, 6] przedstawiona została ogólna wartość importu i eksportu w latach 2009-2010 w cenach transakcyjnych. Ogólna wartość importu w roku 2010 uległa zwiększeniu o 35,44%, a wartość eksportu o 49,13% w porównaniu do roku 2009. Pomimo procentowego wzrostu eksportu na importem (o 14%), bilans w dalszym ciągu pozostaje ujemny. Największy wzrost eksportu odnotowano w grupie surowców energetycznych (63,10%), natomiast największy wzrost w imporcie odnotowano w grupie surowców metalicznych – 45,95%.

Kształtowanie się relacji ilościowych w obrocie surowcami przedstawia tabela 5 [3, 6]. Wartość eksportu wyraźnie wzrosła w trzech grupach surowców – energetycznych, metalicznych oraz chemicznych – wzrost ten wyniósł ponad 30%.

Na podstawie tabeli 5 można stwierdzić, że wartości ilościowe eksportowanych surowców w grupach surowców energetycznych, metalicznych i chemicznych wzrosły ponad 30% – niestety nie przekłada się to na ogólne saldo importu-eksportu. W dalszym ciągu pozostaje ono ujemne.

Wykaz surowców energetycznych i niektórych półproduktów będących przedmiotem polskiej wymiany towarowej w roku 2010 przedstawia tabela 6 [3, 6].

Dane zawarte w tabeli 6 zostały opracowane na podstawie tabulogramów Centrum Analitycznego Administracji Celnej (CAAC). Jest to konsekwencją przystąpienia Polski do UE – Polska wstępując do UE przyjęła Wspólną Taryfę Celną. Od 1 stycznia 2004 roku obowiązuje w UE Rozporządzenie Komisji (EC) Nr 1789/2003 z dnia 11 października 2003 (Dz. U. WE L 281, 30 października 2003) zmieniające rozporządzenie Rady (EEC) Nr 2658/87 z dnia 23 lipca 1987 roku w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej oraz Wspólnej Taryfy Celnej (Dz. U. WE L 256 z 7 września 1987), które to rozporządzenie obowiązuje w Polsce od 1 maja 2004 roku. Jednostki miar są zgodne z ewidencją i statystyką handlu zagranicznego.

Wielkość obrotów dotyczących wszystkich ugrupowań surowców wyraża się w jednostkach masy, tj. w Mg lub w jednostkach pochodnych. Jed-

Tabela 5 Porównanie wielkości importu i eksportu surowców w latach 2009-2010* (w mln ton)

Grupa surowców	2009		2010		Porównanie wartości	
	Wartość	%	Wartość	%	Bezwzględne 2010-2009	% 2009 = 100
ogółem	55,42	100,00	65,49	100,00	10,07	118,17
	24,77	100,00	31,96	100,00	7,19	129,03
energetyczne	38,55	69,60	43,44	66,30	4,89	112,68
	16,59	67,00	21,94	68,60	5,35	132,25
metaliczne	6,01	10,80	8,69	13,30	2,68	144,59
	1,93	7,80	2,53	7,90	0,60	131,09
chemiczne	2,73	4,90	4,65	7,10	1,92	170,33
	3,34	13,50	4,50	14,10	1,16	134,73
skalne	8,13	14,70	8,71	13,30	0,58	107,13
	2,90	11,70	3,00	9,40	0,10	103,45

* bez gazu ziemnego

Tabela 6 Import i eksport surowców energetycznych w 2010 roku

Nazwa surowca	Import		Eksport	
	Masa Mg	Wartość tys. PLN	Masa Mg	Wartość tys. PLN
Surowce energetyczne ogółem	43440578525	57459352	2193513972	19127742
Gaz ziemny	Dane objęte tajemnicą statystyczną			
Ropa naftowa	22088334855	37188482	3190	28
Produkty naftowe	6164926371	13365440	3789346408	7090083
Węgiel kamienny razem:	14150196300	5209265	10551202141	3596160
- antracyt	650382525	241645	47895846	24038
- humusowy, koksowy, niescalony,	3329628300	2176255	1923353798	1092898
- humusowy, bez koksowego, proszek, niescalony,	5035753079	1270482	100162567	24086
- pozostały (bez antracytu i humusowego),	5091856657	1504406	8475437139	2452277
- brykiety,	42575739	16477	4352791	2860
Węgiel brunatny	50098774	20568	116371995	12816
Gaz węglowy inny niż z ropy naftowej	921	160	125	7
Produkty kokschemiczne	228101254	319604	556529944	393080
Koks i półkoks	154664486	87264	6683072899	6943693

Tabela 7 Kierunki importu i eksportu surowców energetycznych w roku 2010

IMPORT				EKSPORT			
Lp.	Kraj	Ilość tys. ton	Wartość tys. PLN	Lp.	Kraj	Ilość tys. ton	Wartość tys. PLN
	Świat ogółem	43441	57459352		Świat ogółem	21936	19127742
1	Rosja	30612	40268507	1	Niemcy	6891	4343600
2	Niemcy	1512	3337642	2	Czechy	2714	2121753
3	Norwegia	1195	2224644	3	Austria	1693	1305367
4	Czechy	3082	1849234	4	Dania	1294	1182259
5	Litwa	726	1384999	5	Holandia	748	1090302
6	Stany Zjednoczone	1855	1251366	6	Słowacja	1182	1058479
7	Słowacja	542	1150190	7	Rumunia	907	856080
8	Kazachstan	785	1036490	8	Szwecja	532	733729
9	Białoruś	561	1020101	9	Wielka Brytania	885	679451
10	Finlandia	246	538793	10	Francja	922	610317
11	Holandia	191	397401	11	Ukraina	383	577238
12	Ukraina	550	394616	12	Norwegia	389	448871
13	Kolumbia	442	364049	13	Belgia	405	361903
14	Szwecja	160	356029	14	Stany Zjednoczone	269	318551
15	Dania	147	253930	15	Finlandia	409	297069
16	Węgry	114	250137	16	Irlandia	304	275900
17	Australia	283	226054	17	Węgry	264	268070
18	Francja	63	218995	18	Estonia	112	252152
19	Belgia	115	191240	19	Litwa	118	241286
20	Łotwa	102	130257	20	Serbia	179	202453
21	Włochy	20	122506	21	Algieria	172	192402
22	Austria	17	101152	22	Rosja	111	182044
23	Chiny	24	99331	23	Brazylia	37	99738
24	Wielka Brytania	26	78582	24	Turcja	301	97906
25	Uzbekistan	20	57770	25	Egipt	40	94164

nostki miar oraz ich symbole cyfrowe i literowe wynikają z wykazu jednostek miar obowiązujących w statystyce państwowej [3].

Z zestawienia w tabeli 6 wynika, że największy udział w wartości importu surowców energetycznych ma ropa naftowa 50,05%, następnie produkty naftowe 17,99% oraz węgiel kamienny 8,90%, w tym węgiel energetyczny 6,20% i koksowy 2,70%.

Kierunki importu i eksportu surowców energetycznych w roku 2010, przedstawione zostały w tabeli 7, zestawiając po 25 krajów które są głównymi partnerami handlowymi Polski [3, 6].

Z danych zawartych w tabeli 7 wynika, że największy pod względem wartości polskich surowców energetycznych był eksport do Niemiec (4343600 PLN, co stanowi 22,70%) a następnie do Czech (11,09%), Austrii (6,82%), Danii (6,18%), Holandii (5,70%) oraz Słowacji (5,53%). Całkowita wartość sprzedanych tylko do tych sześciu krajów towarów wyniosła 11101760 PLN, co stanowi 58,02% ogólnej wartości eksportu surowców energetycznych z Polski w 2010 roku.

Największy pod względem wartości importu surowców energetycznych do Polski, miała Rosja. Sprowadzono surowce energetyczne na ogólną wartość 40268507 PLN, co stanowi 70,08% ogólnej wartości. Na drugim miejscu są Niemcy (5,80%), dalej Norwegia (3,87%). Łączny import surowców energetycznych z tych trzech krajów wyniósł 79,75% i wyniósł 45830793 PLN. Powyższe proporcje uległyby dość zasadniczej zmianie (na korzyść Rosji) gdyby uwzględnić import gazu ziemnego do Polski.

LITERATURA

- Bolewska A. red.: Surowce mineralne świata – węgiel brunatny. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa 1981.
- Korpus T.: Węgiel. Krajowa Agencja Wydawnicza, Warszawa 1978.
- Tymiński M.: Eksport i import surowców mineralnych. Państwowy Instytut Geologiczny. Państwowy Instytut Badawczy. Zakład Informacji o Złożach i Obszarach Górniczych. Warszawa 2011.
- Dziennik Gazeta Prawna z dnia: 01.08.2011.
- PAP 07.04.2011.
- www.pgi.gov.pl
- www.oilprice.com
- http://surowce-mineralne.pgi.gov.pl

Tobago-Trinidad wzorem dla nas?

Współczesne osiągnięcia w przemyśle naftowym potrzebą odpowiedniego modelu dla Polski

Jan Krasoń

Powszechnie wiadomo że w 2007 roku zanosilo się na wielki boom poszukiwawczy gazu łupkowego w Polsce. Niestety, mimo ewidentnych rezultatów ponad 20-tu lat wolnego rynku, mentalność minionego systemu centralnego planowania i podejrzliwości do obcego kapitału i jego wielkiej potrzeby, już w niedługim czasie, ów boom niemal całkowicie został rozwiązany. W kołowrocie rozgorzałej dyskusji, podburzanej przez ewentualnie zagrożonego eksportu gazu dla Polski, oraz samo-zwanych "ekspertów", szczególnie zagrożeń szczelinowania łupkowego, większość wielkich korporacji naftowych, dysponujących wielkim kapitałem nieodzownym na poszukiwanie gazu łupkowego, po kilkuletniej cierpliwości, zostało wystraszonych i wycofało się

z Polski. W międzyczasie korporacje te znalazły złoża gazu łupkowego w krajach o bardziej sprzyjającym klimacie inwestycyjnym. Szczególnie w tym kontekście ponowne sprowadzenie ich do Polski, mimo ostatnich zabiegów Rządu R. P, będzie niemożliwe. Niewątpliwie, z powyższego, inni potencjalni inwestorzy, przed podjęciem decyzji inwestycyjnej w Polsce, też wyciągną dla siebie odpowiednie wnioski ostrożności. Ponadto należy zauważyć, że niewątpliwie ani Rząd Polski ani największe polskie firmy, nadal nie mają odpowiednio wielkiego kapitału potrzebnego na poszukiwanie gazu łupkowego. Mimo że w międzyczasie zostało wykonanych kilkadziesiąt otworów wiertniczych z przewierconą serią czarnych łupków potencjalnie gazonośnych, ryzyko odkrywczeg

myślowych zasobów gazu łupkowego jest nadal wysokie.

Wobec powyższego, jakie jest rozwiązanie, szczególnie w kontekście wielkiego zagrożenia utraty samodzielności Ukrainy, i także z pilną potrzebą uniezależnienia się Polski od importu rosyjskiego gazu.

Osobiście uważam, że szczególnie w kontekście współczesnych osiągnięć wierceń kierunkowych oraz szczelinowania łupkowego, najmniej kosztownym byłoby powtórne studium dokumentacji geologicznych i wiertniczych oraz wielkości wydajności już znanych złóż naftowych i gazowych Karpat, Zapadliska Przedkarpacciego oraz Niżu Polskiego (zobacz P. Karnkowski 1999. J. Krasoń 2014).

Należałoby także dokonać przyspieszenia budowy urządzeń przyjmowa-



Jan Krasoń

Prezydent
Geoexplorers International, Inc.
DENVER, Colorado, USA

Streszczenie: W 2007 r. Bum poszukiwawczy gazu łupkowego w Polsce był bardzo obiecujący. Ale niezależnie od ewidentnych osiągnięć ostatnich 20 lat ekonomii wolnego rynku, mentalność przeszłego centralnego planowania, następnie propaganda przeciwko szczelinowaniu hydraulicznemu, oraz rządowe plany zmian warunków już wydanych poszukiwawczych koncesji, ów boom wygasł. Po kilku latach oczekiwania, większość wielkich korporacji opuściła Polskę. W międzyczasie, znalazły one bardziej sprzyjający klimat inwestycyjny w innych krajach, dlatego nie wrócą do Polski. Dla zachęty innych potencjalnych inwestorów do poszukiwań gazu łupkowego w Polsce, Polska potrzebuje adaptacji odpowiedniego modelu. Taki model jest proponowany.

Should we follow the Tobago-Trinidad example?

Contemporary achievements in the petroleum industry and necessity of adequate model for Poland

Abstract: In 2007 exploration boom for shale gas exploration in Poland was very promising. But regardless of amazing achievements of last 20 years of free market economy, mentality of past central planning, than until-hydraulic fracking propaganda, and government intention to change the terms and conditions of already issued concessions, said boom vanished. After several years waiting, most of the big corporations departed from Poland. Meanwhile, they found opportunities with more favorable investment climate and not return to Poland. To encourage other potential investors in exploration for shale gas, Poland needs adequate model to consider and follow. Such model is suggested.

Тобаго-Тринидад примером для нас?

Современные достижения в нефтепромышленности потребностью соответственной модели для Польши

Резюме: в 2007 году бум геологической разведки по сланцевому газу в Польше был очень обещающий. Но независимо от эвидентных достижений последних 20 лет экономики свободного рынка, влияние подхода прошлого иентрального планирования пропаганда против гидравлическому раскалыванию битумичных сланцев, а также правительственные планы изменения условий уже выданных разведочных концессии, этот бум потушили. После нескольких лет ожидания большинство крупных корпорации покинула Польшу. В это время нашли они более благоприятный инвестиционный климат в других странах, поэтому не вернутся в Польшу. Для поощрения других потенциальных инвесторов для поисков сланцевого газа в Польше, стране необходимое приспособление соответствующей модели. Такую модель предлагается.

nia importu i zwiększenia ilości gazu skroplonego (LNG) w Świnoujściu.

Prócz powyższych i ewentualnie innych możliwych rozwiązań potrzeb energetycznych Polski, największą potrzebą jest adaptacja już dobrze sprawdzonego modelu szczególnie odnośnie poszukiwań gazu łupkowego. Oczywiście nie musi to być model tylko jednego kraju. Jednak najprostszym i najlepiej sprawdzonym składnikiem tego modelu jest niewątpliwie "model USA". Przyjacielska kooperacja między odpowiednimi organami rządowymi i korporacjami poszukiwawczo-produkcyjnymi spowodowała, że tylko w ciągu około 10ciu lat, USA z importera gazu, stały się największym jego producentem na świecie. Mimo, że szczelinowanie przy wywołaniu produkcji ropy lub gazu, w przemyśle naftowym było stosowane już od ponad 60-ciu lat, obawy ekologów oraz dotychczasowych producentów gazu, spowodowały uściślenie kontroli rządowej ochrony środowiska i bezpieczeństwa pracy.

Dla ilustracji powyższego warto zauważyć, że tylko w północnej części Stanu Colorado (n.b. obszarowo mniejszej niż polski obszar przybałtycki), publicznie wiadomo, że w ostatnich niecałych 3-ech latach wykonano około 60000 otworów wiertniczych (pionowych z przedłużeniem do 2000 m zgodnie z rozciągłością gazonośnych warstw) przynoszących dla prawie dziesięciokrotnie mniejszej ilości ludności Stanu Colorado niż ilość ludności Polski zatrudnienie na 110000 wysokopłatnych stanowiskach pracy, inżynierów i innych, i tylko w 2013 r. firmy naftowe odprowadziły do kasy Stanu Colorado w podatkach 1,6 miliarda dolarów. Ewidentnie, szczelinowanie hydrauliczne, ochraniając środowisko, jest główną podstawą ekonomii Stanu Colorado.

Niewątpliwie, ktoś może zaprzeczyć, że adaptacja "modelu USA" dla Polski jest niewłaściwa. Ale w kontekście współczesnych, niesamowicie fenomenalnych osiągnięć w przemyśle naftowym oraz oczywistych z tego wniosków, pilną potrzebą jest adaptacja przez Polskę bardziej odpowiedniego modelu. Miedzy innymi, modelem takim dla Polski, może być Tobago i Trinidad, bardzo mały kraj

położony na dwóch niewielkich wyspach Regionu Morza Karaibskiego. Rekomendacja tego modelu dla Polski, jest niewłaściwa ze względu na już znany i przewidywany potencjał odkrywczy Tabago-Trinidad i Polski. Ale Tobago-Trinidad jako model może być odpowiedni dla Polski, ze względu na adaptacje niezwykle przyjacielskiej współpracy administracyjnych przedstawicielstw rządowych oraz korporacji naftowych. Odnośnie Tobago-Trinidad, właściwie rozumianej polityki rządowej, a szczególnie stabilność warunków koncesyjnych, polityki ochrony środowiska, realnych wymagań lokalnych jednostek administracyjnych oraz usług. Dla Polski model Tobago-Trinidad może być również w zakresie kształcenia młodej kadry inżyniersko-administracyjno-biznesowej oraz pomoc i ułatwianie odbywania odpowiednich praktyk do pracy w przemyśle naftowym.

Ponadto, dla zachęty potencjalnych inwestorów szczególnie, w poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce, byłoby przygotowanie odpowiedniego promocyjnego pamfletu. Pamflet ten mógłby być ogólnie podobny do któregoś z tych ostatnio opublikowanych i rozkolportowanych przez Oil and Gas Journal (zobacz wydanie z dnia 5-go maja 2014), dla Tobago-Trinidad, UK Oil and Gas, Texas – Leading the Charge Toward Energy Independence lub innego.

W Polsce, do przygotowania odpowiednio-promocyjnego pamfletu należy włączyć przede wszystkim przedstawicieli urzędów bezpośrednio odpowiedzialnych i zainteresowanych w powodzenie odkryć nowych złóż gazu i ropy naftowej. Należy również zachęcić przedstawicieli wszystkich zagranicznych i lokalnych firma naftowych już poszukujących przede wszystkim gazu łupkowego, produkujących gaz, lub gaz i ropę naftową. Oczywiście, w przedmiotowym pamflecie, odpowiednie miejsce należy dać przedstawicielom wyższych uczelni, które śledząc współczesne, fenomenalne osiągnięcia przemysłu naftowego, już realizują odpowiednie programy nauczania geologów, geofizyków, inżynierów wiertników i innych do pracy w Polsce i poza jej granicami

Również przedmiotowy polski pam-

flet powinien być przygotowany i wydrukowany w dobrym języku angielskim. Należy zadbać, żeby podobnie jak wyżej wymienione i inne, także polski pamflet, był tekstowo i graficznie dobrze zredagowany i fotograficznie zilustrowany. Dla oczekiwanej efektywności, również polski pamflet, poza personalnie adresowaną dystrybucją, powinien być kolportowany (jako wkładka) przez Oil and Gas Journal.

Wnioskując i oczekując pozytywnych rezultatów rekomendowanego modelu, w jego przygotowaniu należy mieć na uwadze, również najnowszą dyskusję odnośnie specjalnego opodatkowania produkcji gazu łupkowego oraz częste zmiany prawa geologicznego. Na pewno będą niezachęcające dla potencjalnych inwestorów. W ich kontekście, potencjalni inwestorzy niewątpliwie będą woleli inwestować w kraju w którym podatki oraz wszystkie inne opłaty dla gazu łupkowego są nie tylko takie same jak dla konwencjonalnych złóż ropy i gazu ale realnie możliwe. W krajach w których geologia potencjalnych złóż gazu łupkowego jest słabo poznana, dla zachęty poszukiwań gazu łupkowego, niewątpliwie obciążonych ryzykiem inwestycyjnym, oferowane są specjalne przywileje.

W przeciwieństwie częstych zmian prawa geologicznego w Polsce, należy zauważyć fakt, że na przykład w USA, geologiczno-górnictwo zostało ustanowione w 1872 r. To samo prawo zdało egzamin w praktyce, dlatego nadal obowiązuje i jest przestrzegane.

W związku z powyższym, jak najlepsze intencje autorów, sponsorów oraz dystrybutorów, nawet dobrze przygotowanego pamfletu modelu dla Polski, mogą się okazać inne niż oczekiwane.

BIBLIGRAFIA

- [1] Karnkowski, P., Oil and Gas Deposits in Poland. Edited by W. Górecki, Geosynoptics "GEOS", 1999, pp 380.
- [2] Krasoń, J. Współczesne odkrycia złóż ropy i gazu zachęta do powtórnej oceny regionów naftowych Polski. Przegląd Geologiczny, vol.62, nr 5, 2014, p.229-231.
- [3] Oil and Gas Journal, 5 May, 2014, osobne wkładki

Czy polski rząd tworzy godny zaufania klimat inwestycyjny?

Realia gazu łupkowego w Polsce

Jan Krasoń

Baza

Obszar występowania dolnego paleozoiku w podłożu Bałtyku, w obszarze przy bałtyckim oraz wzdłuż wschodniej i południowo-wschodniej Polski został już dość dawno dobrze udokumentowany. Głębokimi otworami wiertniczymi stwierdzono, że w obszarze tym osadowe serie skalne górnego kambru, ordowiku i syluru reprezentowane są w większości przez ciemno-szare i czarne łupki, mułowce z przewarstwieniami ciemno-szarych wapieni. Wiadomo było również, że ciemniejsze serie skalne,

w tym szczególnie łupki, zawierają więcej ograniczonego węgla – często do kilku procent.

W przeszłości, szczególnie w czarnych łupkach, stwierdzono nawet znaczne objawy gazu, ale nie o wydajnościach przemysłowych. Z tych publicznie dostępnych informacji, można było wnioskować obecności fizyko-mineralogicznej (litostratigraficznej) charakterystyki podobnej do Barnett Shale w północno-centralnym Texasie. Podobieństwo to było głównym inspiratorem możliwości odkrywczych gazu łupkowego również w Polsce. Mimo wszystko, dla

w/w obszarze występowania dolnego paleozoiku brakowało i nadal brakuje szczegółowych informacji krytycznych dla bliższego sprecyzowania lokalizacji najbardziej perspektywicznych dla złóż gazu łupkowego. Dlatego każdy otwór poszukiwawczy jest otworem badawczym, oczywiście obciążonym ryzykiem inwestycyjnym.

Klimat inwestycyjny

Z dzisiejszej perspektywy czasu należy zauważyć, że boom gazu łupkowego w Polsce, zapoczątkowany pod koniec

**Jan Krasoń**Prezydent
Geoexplorers International, Inc.
DENVER, Colorado, USA

Streszczenie: W północnej, wschodniej i południowo-wschodniej Polsce, czarne, bogate w substancje organiczną łupki, zostały przewiercone ponad 200-ma otworami. Niektóre otwory stwierdziły obecność gazu oraz ropy naftowej. Ogólnie, są one podobne do łupków Barnett północno-centralnego Teksasu. Dlatego także w Polsce, jeśli zostanie zastosowane szczerelinowanie hydrauliczne, mogą występować wielkie zasoby gazu, co przewiduje Międzynarodowa Agencja Energii. Wielki potencjał odkrywczy przewidywały również niektóre wielkie i mniejsze firmy naftowe, powodując boom poszukiwawczy gazu łupkowego w Polsce. Jakkolwiek po wydaniu ponad 100 poszukiwawczych koncesji, w szczególności ochroniacze środowiska, podniosły protest przeciwko już wydanym koncesjom, powodując wycofanie się z Polski większości wielkich firm. Rząd Polski świadomy problemu, tworzy godny zaufania klimat inwestycyjny.

Does Polish government create a positive investment climate?

Reality of shale gas in Poland

Abstract: In northern, eastern and south-eastern parts of Poland, black, organic-rich shales, have been drilled through by over 200 wells, some detected presence of gas and oil. Generally, they are similar to Barnett Shale of North-Central Texas. Therefore, also Poland, if applied hydraulic fracturing, may be found large reserves of shale gas. International Energy Agency and numerous large and smaller corporations have assessed also such potential, generating exploration boom. However, after issuing over 100 exploration concessions, particularly environmentalists raised objections to already issued exploration concessions, causing unfriendly investment climate, resulting withdrawal from Poland. Fortunately, government realizing problem, creates trustworthy investment climate.

Создаёт ли польское правительство стоящий доверия инвестиционный климат?

Реалии сланцевого газа в Польше

Резюме: в северной, восточной и юго-восточной Польше, черные сланцы, богатые в органическое вещество, были пробурены сверх 200 скважинами, некоторые подтвердили присутствие газа а также нефти. В общем они похожи сланцам Барнетт северо-центрального Тeksаса. Поэтому тоже в Польше, если будет применено гидравлическое раскалывание, могут выступать большие ресурсы газа, предусматривает их Международная Агенция Энергии. Большой разведочный потенциал предусматривали тоже некоторые крупные и меньше нефтяные фирмы, вызывая большой boom поиска сланцевого газа в Польше. Однако несмотря на выдачу более 100 поисковых концессий, хранители окружающей среды подняли протест против выданных уже концессий, причиняясь к отходу из Польши большинства крупных фирм. Польское Правительство осознающий проблему, создает достойный инвестиционный климат.

2007 roku, poza publicznie dostępnymi wyżej wspomnianymi informacjami, był spowodowany znanym wówczas sprzyjającym klimatem inwestycyjnym. Potencjalni inwestorzy, między innymi brali pod uwagę: warunki otrzymania koncesji poszukiwawczych, w przypadku odkrycia przemysłowych wydajności złoża gazu lub ropy naftowej również koncesji eksploatacyjnych, wielkość opłat podatkowych wraz z wszystkimi opłatami lokalnymi i specjalnymi, stałość ekipy rządowej, sprzyjające nastawienie i efektywność administracji rządowej i lokalnej, w szczególności stabilizacja oraz respektowanie przepisów prawnych i administracyjnych. Na etapie wydawania koncesji poszukiwawczych z wymaganym już wówczas programem poszukiwań z przewidywanymi kosztami (budżetem), najbardziej krytyczne w/w warunki klimatu inwestycyjnego były i wydawały się być sprzyjające. Przyjacielski i efektywny był zespół Departamentu Koncesji Ministerstwa Środowiska. Prócz tego, uwzględniając fakt, że inwestorzy, w tym również korporacje naftowe, uwielbiają konkurencję, w krótkim czasie, prawie cały w/w obszar perspektywiczny dla złóż gazu łupkowego w Polsce został pokryty koncesjami.

Znow uwzględniając horrendalnie wielkie i mimo wszystko ryzykowne wymagane nakłady inwestycyjne, mimo w większości nie uzasadnionych głosów sprzeciwu, z rządowego a szczególnie z patriotycznego punktu widzenia, nawet niezależnie od sukcesów odkrywczych i ich wielkości, zainteresowanych inwestorów należało przyjaźnie przyjmować i ich prace ułatwiać. Należało i nadal należy sobie uświadamiać, że w najgorszym przypadku, zostanie pogłębiona wiedza o głębokiej budowie geologicznej, oraz faktyczne poznanie obecności i wielkości zasobów gazu łupkowego na wielkim obszarze Polski.

Paranoja

Niestety, mimo powyższego, już na etapie wydawania koncesji poszukiwawczych, wielu "ekspertów" ochrony środowiska oraz raptownie wyrosłych "znawców" niebezpieczeństw

poszukiwań gazu łupkowego, w tym szczególnie szczelinowania hydraulicznego (hydraulic fracking), popadło w panikę. Ponieważ media – szczególnie telewizja, lubią sensacje, niezależnie od rzeczywistości, prawie całe społeczeństwo polskie, w tym również wielu z wykształceniem uniwersyteckim ale w nie pokrewnych dziedzinach, oraz polityków popadło niemal że w paranoję. Mimo

Już na etapie wydawania koncesji, wielu "ekspertów" oraz raptownie wyrosłych "znawców" popadło w panikę.

łatwo dostępnych, niezależnie prawdziwych informacji publikowanych w polskiej prasie, łatwo dostępnych w Internecie, szczególnie z licznych odnośnych konferencji odbywanych w Polsce, paranoja udzieliła się również administratorom rządowym oraz przynajmniej niektórym politykom. W rezultacie, najpierw rozpropagowano podejrzliwość i niewiarę, nieprzyjacielskie nastawienie do zagranicznych posiadaczy koncesji. Mimo, że umowy koncesyjne z warunkami ich realizacji zostały już ratyfikowane i wydawałoby się prawnie wiarygodnie wydane, zaczęto się domagać drastycznego zwiększenia wysokości opłat podat-

Rozpropagowano podejrzliwość i niewiarę, nieprzyjacielskie nastawienie do zagranicznych posiadaczy koncesji.

kowych i innych produkcji gazu łupkowego, którego faktyczne nakłady inwestycyjne, koszt produkcji i wydajności są nada nie znane. Ponadto, poza nadzorem Ministerstwa Środowiska zdefiniowanym w dokumentach koncesyjnych, wielu administratorów różnych ministerstw, szczególnie Ministra Skarbu Mikołaja Budzanowskiego oraz instytucji rządowych zaczęło się domagać ich udziału w kontroli pracy posiadaczy koncesji, włącznie

z technologią wykonawstwa wierceń poszukiwawczych, decyzji utworzenia osobnego – międzyresortowego organu nadzoru i kontroli. W rezultacie, decyzja taka została już podjęta. Odnośna ustawa miała być ogłoszona 13 czerwca 2012 r., ale została odłożona na późniejszy termin. Ówczesny Wiceminister Ministerstwa Środowiska i Główny Geolog Kraju Piotr Woźniak wyjaśnił, że: "założenia do projektu za-

kładają powołanie Narodowego Operatora Kopalni Energetycznych (NOKE), - Chcemy, żeby NOKE - od geologicznej strony - nadzorował działalność sektora wydobywczego. Instytucja ta nie będzie miała tak mocnych uprawnień kontrolnych, jak np. w Holandii. Tam wpływ państwa na prywatną spółkę, która zajmuje się wydobywaniem, jest niezwykle duży. Państwo musi mieć swoje udziały w każdej koncesji (ok. 40 proc. - za pośrednictwem należącej do państwa firmy EBN)". Wiceminister wyjaśnił również, że: "Chcemy, by polski operator miał także udziały na złożach, ale po pierwsze nie duże, a po drugie bez tak daleko idących uprawnień, jak

w Holandii, czy w Norwegii.

Wszystko byłoby do przyjęcia gdyby taka ustawa oraz adaptowane i proponowane modele były dokumentem prawnym wymaganym do czasu otrzymania i respektowania warunków koncesyjnych. Ale po wydaniu 113-tu koncesji, jest to życzenie po nie w czasie. Uważam, że Pan Andrzej Malinowski, Prezydent Pracodawców RP, słusznie przewiduje, że "Pełnomocnik rządu ds. gazu łupkowego odstraszy inwesto-

rów". Ponadto, stabilność i przestrzeganie prawa jako jeden z głównych warunków w/w klimatu inwestycyjnego zostanie w Polsce unieważniony.

ExxonMobil wycofał się z Polski

Uwzględniając podobne sytuacje w przemyśle naftowym, wycofanie się ExxonMobil z Polski już po wykonaniu dwóch negatywnych (sucznych) otworów poszukiwawczych, mimo posiadania 6-ciu koncesji, nie byłoby czymś nienormalnym, gdyby nie rzeczywiste powody decyzji. Niestety; powody te zostały wyjaśnione i opublikowane w wysoce prestiżowym o światowym kolportażu World Oil (zobacz wydanie z dnia 16 i 19-go czerwca 2012r.). W wyjaśnieniu decyzji, między innymi, jest stwierdzenie, że: "decyzja zlikwidowania zatoru na drodze usiłowań poszukiwawczych gazu łupkowego w Polsce, nie jest przygaszenie entuzjazmu konkurentów dla niekonwencjonalnych potencjalnych zasobów gazu w centralnej Europie, ale jest apatia biurokratyczna". Wyjaśniono również, że "frustracją przemysłu jest polska biurokracja, w przeciwieństwie do zwyczaju przyjacielskości i sprawności podejmujących decyzje w Północnej Ameryce, w przeciwieństwie do organów rządzących w Polsce, którzy nie kompletnie otrzęśli się z mentalności centralnego planowania". Oświadczone także, że: "opóźnienia decyzji przestrzegających regulaminy, kosztuje setki tysięcy dolarów, ponieważ urządzenia wiertnicze pracujące w Polsce stoją nieczynne lub muszą być demontowane i przenoszone na inne stanowiska, nim decyzja nadzorców zostanie podjęta". "Szczególnie kłopotliwe są wąskie gardła praktykowane przez Ministerstwo Środowiska, które jeśli zachodzi potrzeba wiercenia głębiej niż poprzednio przewidywano, od posiadaczy koncesji, wymaga powtórnego przedstawienia podania impaktu ochrony środowiska".

Impakt

Oczywiście, wyżej cytowane wyjaśnienia będą czytać wszyscy, w tym szczególnie posiadacze koncesji poszukiwawczych

gazu łupkowego w Polsce. Mimo wszystko, nie należy się spodziewać, że będą one miały wielki – ale znaczący negatywny impakt. Podobnie jak to jest powszechnie praktykowane w USA i wielu innych krajach, posiadacze koncesji w Polsce, dla zmniejszenia poszukiwawczego ryzyka inwestycyjnego, jeszcze intensywniej będą szukać potencjalnych współinwestorów, których znalezienie będzie niewątpliwie trudniejsze. Zainteresowanie ewentualnym wykupem co najmniej niektórych koncesji, na które posiadacze z różnych

W USA odkryć wielkich zasobów gazu łupkowego dokonały małe, wówczas prawie nie znane korporacje naftowe.

względów będą szukać kupców, może być nawet niemożliwe.

W rezultacie wszystkich w wielkim skrócie w/w decyzji, szczególnie post factum prawdopodobieństwa zmian warunków koncesyjnych, niewątpliwie wpłyną na opóźnienie programu wierceń poszukiwawczych i produkcyjnych, dlatego wielka dyskusja, obawy braku kontroli rządu, przewidywania i plany wielkiej produkcji gazu łupkowego w Polsce, mogą się okazać zbyt wczesne, a nawet nierealne.

W przeciwieństwie do wyżej wzmiankowanych obaw i paranoi, wszyscy ci którzy podejrzewają posiadaczy koncesji o ukrywanie tajemnic technologii wierceń, produkcji gazu, ignorancji ochrony środowiska, szczególnie braku odpowiedniej kontroli rządowej w Polsce, powinni się zaznajomić z procesem i szybkością praktycznego zastosowania odkrywczej technologii poszukiwań i szybkością uruchomienia produkcji gazu łupkowego w USA. Ponieważ w Polsce respektem są darzone przede wszystkim wielkie korporacje naftowe, należy również zauważyć, że w USA odkryć wielkich zasobów gazu łupkowego i niemal natychmiastowego uruchomienia jego wielkiej produkcji, dokonały małe, wówczas prawie nie znane korporacje naftowe. Korporacje te tylko w ciągu nie całych 10-ciu lat zostały największymi producentami gazu łupkowego w USA. Dzisiaj z ich odważnych decyzji inwestycyjnych korzysta

nie tylko rząd ale całe społeczeństwo, między innymi, płacąc za gaz kilkakrotnie mniej niż w Polsce. Ale stało się to możliwe również dlatego, że prawa i regulaminy zastrzeżone warunkami koncesyjnymi są przestrzegane i nie zmieniane post factum.

Odpowiedni administratorzy federalni, stanowi, lokalni oraz posiadacze gruntów, szczególnie również praw mineralnych, są przyjacielsko nastawieni do firm poszukiwawczych i produkcyjnych i ułatwiają im

prace. Wszyscy sobie uświadamiają i wierzą, że zachowanie środowiska naturalnego i ekologicznego jest niezwykle ważne i cenne również dla tych którzy poszukują złóż gazu łupkowego i wszyscy będą korzystać z jego dobrodziejstw.

Opcje

Na szczęście ogłoszenie ostatecznej wersji ustawy o powołaniu w/w Narodowego Operatora Kopalni Energetycznych (NOKE) zostało odłożone na później. Dlatego może i z powodów wyżej wspomnianych dotyczących konsekwencji poszukiwań gazu łupkowego w Polsce, przedmiotową ustawę należy jeszcze raz dogłębnie przemyśleć i zweryfikować.

Warunki koncesyjne należy zachować i przestrzegać. Decyzje administracyjne Ministerstwa Środowiska należy ułatwić i bez nieuzasadnionych przyczyn niezwłocznie podejmować.

A co najważniejsze, to żeby odbudować zaufanie do posiadaczy koncesji nie tylko przez odpowiednie jednostki administracyjne ale również dbających o ochronę środowiska i całe polskie społeczeństwo.

W powyższym, oczywiście są wielkie zadania dla polskich mediów, w tym również wiadomości publikowanych w/w World Oil i Oil and Gas Journal.

Energia słoneczna

– źródło energii odnawialnej – niedostatecznie wykorzystane w Polsce

Waldemar Sołtyka, Zdzisław Kowalczyk

Wprowadzenie

Biorąc pod uwagę wpływ na środowisko, energia słoneczna ma niezwykle czysty charakter i – w porównaniu do innych źródeł energii – szkodliwe skutki eksploatacji instalacji słonecznych są znikome. Dlatego warto poszukiwać praktycznych rozwiązań w tym zakresie.

Energia słoneczna może być efektywnie wykorzystywana w ciepłownictwie i energetyce. W ciepłownictwie podgrzewanie czynnika grzewczego realizuje się w oparciu o kolektory słoneczne zwane solarami. W energetyce natomiast energię słoneczną zamienia się w energię elektryczną korzystając z ogniw fotowoltaicznych.

Od kilkunastu lat na świecie i w Europie trwa gwałtowny rozwój technologii, które wykorzystują energię słoneczną. – Zarówno w zakresie jej wytwarzania (różnego rodzaju ogniwa i kolektory), przechowywania (akumulatory i inne sposoby, np. przechowywanie w sieci

Tab. 1. Procentowy [%] udział biopaliw stałych w pozyskaniu energii w wybranych krajach UE w latach 2007-2011 [2] (str. 23).

Kraje UE	2007	2008	2009	2010	2011
UE-27	50,2	49,5	49,3	48,3	48,1
Austria	48,1	49,3	47	52,1	53,7
Czechy	82,4	81,2	75,8	72,2	68,6
Estonia	98,1	97,9	97,3	97	96,1
Finlandia	83,9	80,5	80,6	82,5	83,3
Litwa	91,6	88,8	85,6	84,6	84,7
Łotwa	85,3	82,4	82,8	82,5	84,1
Niemcy	35,1	37,2	40,4	37,3	37,4
Polska	91,1	87,7	86	85,6	85,3
Słowacja	50,3	48,6	52,9	52,7	56,5
Szwecja	55,2	53,2	54,5	56,9	51,8

energetycznej), jak i w obszarze wykorzystania (sieć energetyczna, napęd pojazdów i innych obiektów ruchomych).

Podróżując po Europie – zwłaszcza u naszych zachodnich i południowych sąsiadów, na własne oczy można się przekonać, jak wiele obiektów (dachów, budynków i nieużytków) zabudowanych jest instalacjami fotowoltaicznymi. Często też słyszy się o instalacjach podwod-

Tab. 2. Procentowy [%] udział energii słonecznej w pozyskaniu energii w wybranych krajach UE w latach 2007-2011 [2] (str. 23).

Kraje UE	2007	2008	2009	2010	2011
UE-27	0,9	1,2	1,7	2,2	3,7
Austria	1,4	1,4	1,9	1,9	2,2
Czechy	0,2	0,2	0,5	2,1	6,5
Estonia	x	x	x	x	x
Finlandia	0	0	0	0	0
Litwa	x	x	x	x	x
Łotwa	x	x	x	x	x
Niemcy	2,1	2,6	3,5	4,4	7,1
Polska	0	0	0,1	0,1	0,1
Słowacja	x	x	x	0,4	2,8
Szwecja	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Uwaga: x – oznacza brak danych.

nych lub umieszczanych w kosmosie, które zasilane są energią słoneczną.

Charakterystyka rynku europejskiego

OZE – Odnawialne Źródła Energii [4], to oprócz słońca, również wiatr, woda i biopaliwa. Do grupy biopaliw stałych zaliczamy słomę w postaci bel lub ko-



mgr inż.
Waldemar Sołtyka
INNER, Gdynia,
TKP Gdańsk



prof. dr hab. inż.
Zdzisław Kowalczyk
Politechnika Gdańska,
TKP Gdańsk

Streszczenie: Biorąc pod uwagę wpływ na środowisko, energia słoneczna ma niezwykle czysty charakter. W porównaniu jednak ze stopniem wykorzystania energii słonecznej w innych krajach Europy, w Polsce obserwujemy bardzo słabe zaangażowanie tego źródła. Stan ten analizowany jest w referacie poprzez krótkie studium, w którym porównawczo przyglądamy się gospodarce krajowej i europejskiej. Wynikiem tej analizy jest negatywna ocena kierunku rozwoju energetyki oraz krytyczna diagnoza strategii rozwoju realizowanej przez państwo.

Słowa kluczowe: energia słoneczna

The sun energy

– The source of the renewable energy – Insufficiently utilized in Poland

Abstract: When looking from the environmental protection perspective the sun energy is of the exceptionally clean character. When comparing the utilization of the sun energy in other countries of Europe, in Poland this source of the energy is very poorly utilized. This state of affairs is presented in the paper through a short study of the issue, where we compare the economy of the our country to the European economy. The outcome of this study is the negative appraisal of the directions of the development of the country's energy industry and the critical diagnosis of the strategy of its development implemented by the state.

Key words: sun energy

Солнечная энергия

– источник возобновляемой энергии, – неполное использование в Польше

Резюме: Солнечная энергия, учитывая влияние на окружающую среду, имеет чрезвычайно чистый облик. Тем не менее, по сравнению со степенью использования солнечной энергии в других европейских странах, в Польше наблюдается слабое участие этого источника энергии. Это условие анализируется в статье коротким исследованием, в котором сравниваем национальную и европейскую экономику. Результатом этого анализа является отрицательная оценка направления развития энергетики и критическая диагностика стратегии развития, проводимой государством Польши.

Ключевые слова: солнечная энергия

stek albo brykietów, granulatu trocinowy lub słomiany (tzw. pellet), drewno, siano i inne przetworzone odpady roślinne.

Biopaliwa stale stanowią najbardziej proste OZE nie wymagające zaawansowanych technologii. Jak pokażemy poniżej, w tej dziedzinie Polska należy do europejskiej czołówki.

Dla celów porównawczych w tabeli 1 zacytowano udział biopaliw stałych, zaś w tabeli 2 – udział energii słonecznej w wielkości pozyskiwanej energii. Pełną strukturę pozyskiwania energii można znaleźć w stosownym raporcie GUS [2].

Wniosek: Za wyjątkiem państw północnych (Szwecja, Finlandia, Estonia i Łotwa), w których energia słoneczna jest nieefektywna, pozostałe państwa – w porównaniu z Polską – mają imponujący procentowy udział energii słonecznej w ogólnej energii pozyskiwanej różnymi metodami. Biorąc pod uwagę tylko rok 2011 i krotność przewyższenia udziału, jaki ma energia słoneczna w Polsce: w Słowacji wytwarza się 28 razy więcej niż w Polsce, w Czechach – 65 razy, a w Niemczech – 71 razy.

Powody niskiego stanu wykorzystania energii w Polsce

Najwyraźniej widać, że Polska przeżyła dość intensywny okres rozwoju technologii solarnych, jaki obserwowaliśmy w Europie w latach 2007-2011. Źródło takiego rozwoju spraw, a właściwie braku rozwoju energetyki słonecznej, można upatrywać w nieznanym problemach techniki i nie-wyczuwaniu potrzeb gospodarki narodowej przez urzędników. Wynikają z tego niewłaściwe lub niezborne

działania urzędów państwowych, które ciągle traktują ten rodzaj energii jako egzotyczny. Często nie rozróżnia się nawet poszczególnych rodzajów źródeł energii wchodzących w skład OZE.

Dowodem na to jest m.in. cytat z dokumentu GUS [2]: „Od 2009 r. przeprowadzane jest cyklicznie w odstępach 3 letnich badanie zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych, co skutkuje między innymi pozyskaniem dodatkowych danych nt. energii słonecznej. Wyniki badań statystycznych za 2012 r. wykazały, że łącznie zainstalowana powierzchnia kolektorów wyniosła 151 tys. m², co stanowi równoważnik ok. 106 MW mocy cieplnej. Nie jest to jednak pełen obraz tego zjawiska i jest ono w obszarze zainteresowań zarówno GUS jak i jednostek naukowo-badawczych zajmujących się energią ze źródeł odnawialnych.”

Choć roczne zmiany wynoszą 20-30 %, GUS jedynie co 3 lata (sic!) pozyskuje dane dotyczące energii słonecznej. Nie uwzględnia też w ogóle fotowoltaiki.

W roku 2010 Minister Gospodarki opracował dokument [3], w którym określił prognozę ilości oczekiwanej energii pozyskanej z różnych źródeł. Przedstawia to tabela 3 [3], której zawartość opisana jest w jednostkach [ktoe].

Jak widać z przedstawionych powyżej zestawień (tab. 3 i rys. 1) Rząd w ogóle nie planuje zapotrzebowania na energię pozyskaną ze słońca do końca 2015 roku. Dopiero w późniejszym okresie przewidywane jest zapotrzebowanie na poziomie 0,1 [ktoe], co oznacza niezwykle skromne założenia w stosunku do innych źródeł OZE. Wykorzystanie energii słonecznej ma i będzie miało większe znaczenie tylko w odniesieniu do kolektorów słonecznych służących produkcji ciepła.

Tab. 3. Zestawienie zapotrzebowania na energię finalną brutto z OZE w latach 2006-2030 w podziale na rodzaje energii [ktoe]*.

Rodzaj energii	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	370,6	715	1516,1	2686,6	3256,3	3396,3
Biomasa stała	159,2	298,5	503,2	892,3	953	994,9
Biogaz	13,8	31,4	140,7	344,5	555,6	592,6
Wiatr	22	174	631,9	178,4	1470	1530
Woda	75,6	211	40,3	271,4	276,7	276,7
Fotowoltaiczna	0	0	0	0,1	1,1	2,1
Ciepło	4312,7	4481,7	5046,3	6255,9	7048,7	7618,4
Biomasa stała	4449,8	4315,1	4595,7	5405,9	5870,8	6333,2
Biogaz	27,1	72,2	256,5	503,1	750	800
Geotermia	32,2	80,1	147,5	221,5	298,5	348,1
Słoneczna	3,6	14,2	46,7	125,4	129,4	137,1

*Uwaga: jednostka ta oznacza kilotonę oleju: 1 toe = 41,868*10⁹ J.

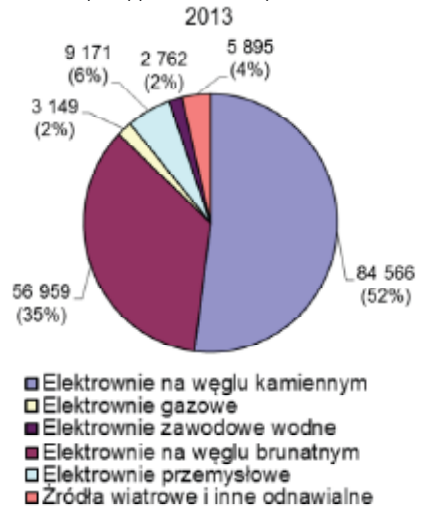
Instalacje fotowoltaiczne – ekologiczny kierunek rozwoju energetyki

Trudno jest zrozumieć sygnalizowany powyżej sposób myślenia urzędów dotyczący przyszłości pozyskiwania i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, w następstwie którego nie proponuje się żadnych zachęt do inwestowania w fotowoltaikę.

Warto też brać pod uwagę trudności w wykorzystywaniu energii solarnej. Bowiem choć kolektory mają wysoką sprawność, to energia uzyskiwana z kolektorów słonecznych nie jest łatwa do przekazania innemu podmiotowi. Prawie niemożliwe jest jej magazynowanie, a w wypadku wystąpienia nadmiaru energii – trzeba jej się pozbyć, aby nie doprowadzić do awarii instalacji.

Oczywiście energia cieplna z kolektorów słonecznych może być całkiem racjonalnie wykorzystana w niektórych obiektach. Najlepiej w takich, które mają zwiększone zapotrzebowanie na ciepło w miesiącach letnich.

Energia elektryczna pozyskiwana w instalacjach fotowoltaicznych jest dużo łatwiejsza do zagospodarowania, magazynowania i przesyłu niż ciepło technologiczne z kolektorów słonecznych. Dlaczego jednak działania rządu nie sprzyjają rozwojowi instalacji fotowoltaicznych? Można domniemywać, że dzieje się tak – z uwagi na powszechną opinię o wysokiej cenie pozyskania takiej energii. Należy jednak z tą opinią polemizować – zwłaszcza w przypadku małych i średnich



Rys. 1. Struktura produkcji energii elektrycznej [GWh] w Polsce w roku 2013 [5].

wytwórców, którzy potrafią większą część wytworzonej energii zużyć na potrzeby własne.

Rozważmy przykład małej instalacji solarnej na powierzchni 120 m² (Przykład 1).

Przykład 1. Mała instalacja słoneczna.

- (i) Instalacja o mocy ok. 11 kWp, zasilaająca budynek i współpracująca z siecią energetyczną kosztuje około 60 000 zł netto. Od budującego taką instalację Państwo w postaci podatków (WAT, podatek dochodowy firmy instalującej, itp.) ściągnie ok. 30%, tj. 18 000zł.
- (ii) Instalacja taka wyprodukuje rocznie około 10 000 kWh. Zakładamy, że z tego odda 30% do sieci, tj. ok. 3 000 kWh rocznie. Przedsiębiorstwo Energetyczne kupowałoby taką energię po cenie rynkowej np. 0,19 zł, a Państwo dopłacałoby ok. 0,3 zł do każdej kWh.
- (iii) Wobec powyższego Państwo wydałoby 3000 zł rocznie. Co oznacza, że kwot/podatków zainkasowanych z tytułu budowy wystarczyłoby na 6 lat.
- (iv) Z drugiej strony, przedsiębiorca (lub osoba prywatna) używa własnej energii wtedy, gdy ma ona najwyższą cenę. Można więc przyjąć, że roczne oszczędności wyniosą ok. 7200 zł (3000 zł + 7000 kWh x 0,6 zł).
- (v) Czas zwrotu z inwestycji również wynosi ok. 8 lat. Po takim czasie umowa na dofinansowanie energii mogłaby się kończyć. W ten sposób Państwo przez parę lat korzysta z pieniędzy inwestowanych w OZE przez obywateli, zaś obywatel po 8 latach ma instalację, która może pracować przez następne minimum 10 lat.

Energia elektryczna produkowana w ten sposób przez małych i rozproszonych wytwórców byłaby łatwo być wchłaniana przez sieci energetyczne (gdyż oznaczałoby to małe ilości energii wprowadzane w różnych punktach sieci). A przy dodatkowych bodźcach ze strony Państwa zapewne znalazłoby się wielu drobnych inwestorów zainteresowanych takim rozwiązaniem. Inwestycja w instalacje fotowoltaiczne wydaje się być dwukrotnie bardziej

opłacalna niż w indywidualną instalację solarną (obliczenie to wymaga niestety odrębnego wywodu).

Warto zauważyć, że działania takie byłyby też zgodne z dyrektywą [1]:

„Energie odnawialne w XXI wieku: budowanie bardziej zrównoważonej przyszłości” wykazano, że cel przewidujący 20 % udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii i 10 % udział energii ze źródeł odnawialnych w transporcie są celami odpowiednimi i osiągalnymi oraz że ramy zawierające cele obowiązkowe powinny zapewnić przedsiębiorstwom długotrwałą pewność potrzebną do dokonywania trwałych inwestycji w sektorze energii odnawialnej.”

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych w dużej mierze zależy od lokalnych lub regionalnych MŚP (małych i średnich przedsiębiorstw). Ważne są duże możliwości rozwoju i zatrudnienia, jakie stwarzają w państwach członkowskich regionalne i lokalne inwestycje w dziedzinie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. W związku z tym, Komisja Europejska i państwa członkowskie Unii Europejskiej powinny wspierać krajowe i regionalne środki na rzecz rozwoju w tych dziedzinach, promować wymianę najlepszych wzorców w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy lokalnymi i regionalnymi inicjatywami rozwojowymi, a także promować wykorzystywanie finansowania strukturalnego w tym obszarze.

Podsumowanie

Uwzględniając oddziaływanie środowiskowe, należałoby preferować technologie oparte na energii słonecznej. W porównaniu jednak ze stopniem wykorzystania energii słonecznej w innych krajach Europy, w Polsce obserwujemy bardzo słabe zainteresowanie tą energią. Stan ten jest w artykule zwięźle scharakteryzowany poprzez analizę aktualnych i prognozowanych osiągnięć w zakresie wielkości energii słonecznej pozyskiwanej w kraju i Europie – ze szczególnym uwzględnieniem sąsiadów Polski. Wynikiem tej analizy jest negatywna ocena kierunku rozwoju energetyki oraz kry-

tyczna kwalifikacja strategii rozwoju realizowanych przez państwo.

Wniosek praktyczny: gospodarcze posunięcia rządu polskiego wynikające również ze stanowionego w tym zakresie prawa, powinny zachęcać do rozwoju zakresu wykorzystania odnawialnych źródeł energii, a zwłaszcza energii słonecznej. Wystarczy zrezygnować z pobierania niektórych opłat podatkowych. Przydałyby się niewielkie administracyjne dotacje celowe (z funduszy krajowych lub unijnych) oraz – co najważniejsze – proste procedury uzyskiwania pozwoleń i dotacji oraz proste procedury zakupów energii przez dyspozytorów sieci energetycznej. Oczywiście należałoby przy tym rozwiązać – tradycyjnie trudne dla urzędników w naszym kraju – zagadnienie traktowanie małego i średniego wytwórcy energii jako partnera, a nie jak intruza czy spekulanta.

Należałoby też przełamać pozycję głównych graczy na rynku energetycznym, którzy wolą mieć kilku dużych dostawców i nie zajmować się szczegółowym prognozowaniem, obliczaniem i realizacją wymiany energii i przepływów finansowych w odniesieniu do drobnych wytwórców i odbiorców. Co prawda, obecne prawo nakazuje pierwszeństwo zakupu energii pochodzącej z OZE, ale jest to niestety bardzo trudne do wyegzekwowania przez drobnego i średniego dostawcę.

Literatura

- [1] UE: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, 2009.
- [2] GUS: Energia ze źródeł odnawialnych w 2012 r. (pdf). [ISSN: 1898-4347], Warszawa 2013. <http://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2012-r-,3,7.html> (2014).
- [3] Krajowy Plan Działania w Zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych, Min. Gospodarki, 2010
- [4] Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, wersja z dnia 4.10.2012 r., (stan na 13.04.2013 r.). http://www.mg.gov.pl/files/upload/16913/Projekt%20ustawy%20o%20OZE_4_10_2012_final.pdf (2014).
- [5] Sprawozdanie z Działalności Prezesa URE, 2013.

Międzynarodowa Konferencja

„Zarządzanie eksploatacją transformatorów”

7-9 maja 2014 r., Wisła - Jawornik

Zarządzanie eksploatacją transformatorów obejmuje oprócz kompleksowej diagnostyki, całokształt zagadnień związanych z szeroko pojmowanymi problemami technicznymi oraz ekonomicznymi i organizacyjno-prawnymi. Ze względu na to, że zarówno zakłócenia w pracy tych urządzeń, jak i ich awarie mają bardzo poważne konsekwencje natury technicznej i ekonomicznej, określenie możliwości oraz perspektywy sprawnego funkcjonowania poszczególnych jednostek jest istotna nie tylko dla użytkownika, ale w wielu przypadkach także dla krajowego systemu energetycznego.

Eksploatacja transformatorów w polskiej energetyce prowadzona jest w oparciu o Ramową Instrukcję, wyróżniającą trzy grupy transformatorów olejowych w zależności od mocy i napięć, wraz z dostosowanymi dla nich odpowiednimi wymaganiami.

Pracujące w elektrowniach i elektrociepłowniach jednostki należące do grupy I mają moc od (100÷670)MVA i stanowią przeszło 60% całej populacji.

Z kolei, w krajowych sieciach eksploatowane są transformatory o mocy od (100÷500)MVA, przy czym wśród nich najliczniej występują autotransformatory 160MVA produkowane w kraju od ponad 40-tu lat. Ilość transformatorów grupy II szacuje się na ok. 3 tys. sztuk, natomiast pozostałe to transformatory rozdzielcze należące do grupy III, których populację określić można na ok. 230 tysięcy. Okres pracy tych urządzeń jest bardzo zróżnicowany. Zdecydowana większość to jednostki o długim stażu pracy, często ponad 30-sto letnim, które charakteryzują się przestarzałymi konstrukcjami zarówno uzwojeń (słaba wytrzymałość dynamiczna), jak i rdzeni (konstrukcje wieloramowe o wysokim poziomie strat wynikającym ze stosowania blachy krajowej na licencji firmy Armco). Problemy, które występują w tej populacji związane są głównie z częściowym zesterzeniem i zawilgoceniem układów izolacyjnych. Za dalszym utrzymaniem ich w eksploatacji przemawia zarówno duży zapas bezpieczeństwa wynikający z przewymiarowanej kon-

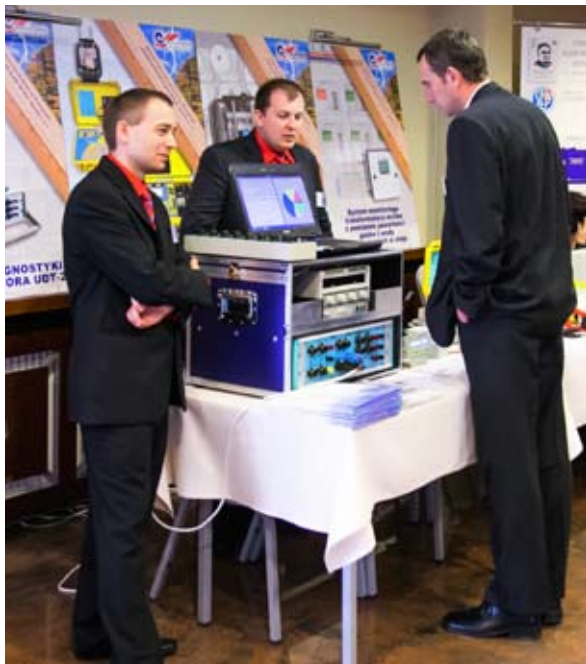
strukcji jak i dobry jeszcze stan izolacji papierowej, która pod względem termicznym nie jest jeszcze nadmiernie wykorzystana.

Wymiana transformatorów na nowe przebiega powoli, głównie ze względów ekonomicznych. Dlatego w odniesieniu do dużych jednostek (I grupa) o starszych konstrukcjach, prowadzone są w szerokim zakresie prace konserwacyjno - remontowe, zmierzające do doraźnej poprawy ich stanu technicznego.

Odnosnie do transformatorów blokowych (200MVA) podejmuje się w wielu przypadkach modernizację polegającą na zmianie konstrukcji uzwojeń i izolacji, układu chłodzenia, ekranowania kadzi (wymiana ekranów miedzianych na magnetyczne), obniżenia poziomu strat, a także zwiększenia mocy z (240 na 260 lub 270) MVA. Nadto, niektóre jednostki wykonuje się jako przełączalne o możliwości wyprowadzenia mocy przy napięciu 110kV lub 220kV.

Przeprowadzone, dotychczasowe prace konserwacyjno-remontowe oraz modernizacyjne przyniosły już





korzystne rezultaty takie, jak eliminacja przegrzań: ekranów, blach rdzenia, pierścieni ekwipotencjalnych, a także podniesienia wydajności układu chłodzenia.

Pomimo szeregu pozytywnych cech tych działań, nadal zdarzają się przypadki występowania defektów i uszkodzeń zarówno w transformatorach, w których wykonano prace poprawiające stan techniczny, jak i w pozostałych, o starych konstrukcjach.

W obecnej sytuacji, w krajowej energetyce, zarządzanie eksploatacją transformatorów powinno uwzględniać nie tylko skutki naturalnych narażeń roboczych i zakłóceń, ale również określać procedury jej prowadzenia przez personel obsługi w sposób świadomy i celowy. Właściwe zarządzanie wymaga przede wszystkim stosowania nowoczesnych metod badawczych, jednoznacznych wskazówek, dotyczących postępowania oraz informacji umożliwiających formułowanie poprawnych wniosków i zaleceń. Oprócz skutecznej diagnostyki powinno także uwzględniać profilaktykę, której celem jest utrzymanie transformatorów w stanie normalnej pracy i wysokiej niezawodności, aby uniknąć kłopotliwych i kosztownych przerw w dostawie energii oraz optymalnie wykorzystać ich moc przesyłową.

Wszystkie te problemy są szeroko prezentowane na cyklicznych konferencjach, które organizuje ZPBE Energopomiar-Elektryka od 20 już lat.

Tematem wiodącym jest „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów”. Ostatnie spotkanie w dniach 7–9 maja br. odbyło się tradycyjnie w Ośrodku Konferencyjnym „STOK” w Wiśle - Jaworniku, a jej współorganizatorami były następujące firmy: ABB Sp. z o.o. Łódź, Schneider Electric Energy Poland Sp. z o.o. Mikołów, TurboCare Poland S.A. Lubliniec oraz Fabryka Transformatorów w Żychlinie.

Patronat nad konferencją sprawowali: Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych, Stowarzyszenie Elektryków Polskich, Towarzystwo Konsultantów Polskich, TAURON Dystrybucja S.A.

Obrady prowadzone w pięciu sesjach obejmowały nie tylko szeroko pojęte zagadnienia związane z zarządzaniem eksploatacją transformatorów, ale także poruszały, po raz pierwszy, problemy o charakterze technicznym, dotyczące eksploatacji przekładników prądowych i napięciowych. Przewodniczyli im kolejno: inż. Daniel Pawłowski – Z.P.B.E Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.; mgr inż. Andrzej Szumiński – ABB Łódź; prof. dr hab. inż. Jerzy Skubis – Politechnika Opolska; mgr inż. Robert Wańkowicz – TAURON Dystrybucja; dr inż. Ryszard Sobocki – Towarzystwo Konsultantów Polskich; mgr inż. Henryk Spierewka – Polskie Sieci Elektroenergetyczne Południe; prof. dr hab. inż. Tadeusz Glinka – Politechnika Śląska Gliwice; dr hab. inż. Jozef Kovacic – VUJE a.s. Trnava; mgr inż. Kazimierz Staszewski – KGHM Polska Miedź.

Główne tematy konferencji poświęcone były: nowym konstrukcjom transformatorów oraz przekładników prądowych i napięciowych, technicznemu, organizacyjnemu i ekonomicznemu aspektom eksploatacji tych urządzeń oraz komputerowemu wspomaganemu procesowi zarządzania, a w szczególności: kierunkom i opłacalności modernizacji oraz napraw i remontów, występującym zagrożeniom podczas eksploatacji, oraz kompleksowej diagnostyce technicznej transformatorów oraz przekładników, która jest podstawowym narzędziem zarządzania.

W obradach konferencji uczestniczyły 264 osoby rekrutujące się głównie z energetyki zawodowej i przemysłowej, zakładów remontowych oraz firm zaplecza technicznego energetyki, producentów transformatorów i przekładników, uczelni wyższych oraz instytutów naukowo-badawczych. Niezależnie, w spotkaniu udział wzięło 25 gości zagranicznych z Belgii, Bułgarii, Chin, Chorwacji, Czech, Francji, Hiszpanii, Litwy, Niemiec, Norwegii, Słowacji i Szwajcarii, których referaty przetłumaczone na język polski zamieszczono w materiałach konferencyjnych.

Niżej prezentujemy kilka ciekawszych referatów, wybranych z kilku ostatnich konferencji.

Daniel Pawłowski
Przewodniczący Komitetu
Organizacyjnego Konferencji,
Prezes Zarządu ZPBE Energopomiar-
Elektryka Sp. z o.o. Gliwice

Diagnostyka - zadanie pierwszoplanowe

Aktualne problemy zarządzania eksploatacją transformatorów

Marceli Kaźmierski, Waldemar Olech, Daniel Pawłowski

Wstęp

Na zarządzanie eksploatacją transformatorów ma wpływ szereg różnorodnych czynników. Są to zagadnienia organizacyjno-prawne, ekonomiczne oraz szeroko rozumiane problemy techniczne. Zmiany w stosunkach własnościowych, nakierowanie gospodarki na system rynkowy, a zwłaszcza prywatyzacja niektórych przedsiębiorstw energetycznych spowodowała istotne zmiany w sposobie eksploatacji majątku, a także wprowadziła inne zasady zarządzania majątkiem sieciowym, w tym również transformatorami [6, 23]. Występuje ograniczanie nakładów nie tylko na personel i obsługę transformatorów, lecz również uszczuplenie niezbędnych czynności konserwacyjno-remontowych. Dla ograniczenia kosztów związanych z nowymi inwestycjami, podejmowane są działania mające na celu podniesienie niezawodności już istniejących jednostek oraz wydłużenie okresu ich eksploatacji. Przy takich uwarunkowaniach problemy związane z diagnostyką transformatorów w eksploatacji stają się zadaniem pierwszoplanowym, zarówno od strony technicznej, jak i ekonomicznej. W tej sytuacji oczywistym staje się dążenie do osiągnięcia kompromisu pomiędzy oszczędnością kosztów eksploatacji, ograniczeniem ryzyka zagrożeń oraz właściwościami technicznymi transformatorów. Oba czynniki – techniczny i ekonomiczny – leżą u podstaw powszechnej tendencji do odchodzenia od tradycyjnych badań diagnostycznych na rzecz badań opartych o stan transformatora, realizowanych w miarę potrzeb, zarówno w odniesieniu do zakresu, jak i ich terminów. Rozwiązania takie charakteryzują się mniejszą liczbą koniecznych wyłączeń transformatora i pozwalają na efektywną kontrolę jego zużycia. Nieodzowne stało się wprowadzanie

nowych zaawansowanych technik i narzędzi diagnostycznych oraz doskonalenie już istniejących, zarówno w zakresie samych pomiarów, jak i obróbki danych (techniki komputerowe). Oceny stanu transformatora dokonuje się w oparciu o coraz większą liczbę różnego rodzaju badań i pomiarów diagnostycznych. Częściej wykorzystuje się systemy ekspertowe, których zadaniem jest interpretacja poszczególnych wyników i ustalenie ich korelacji oraz edytowanie diagnozy zbiorczej w oparciu o zgromadzoną bazę wiedzy. Coraz większą liczbę badań diagnostycznych przeprowadza się w trybie on-line, najbardziej efektywnym w praktyce eksploatacyjnej. Tendencje te zderzają się ze zmniejszaniem liczby pracowników etatowych zaangażowanych w eksploatację transformatorów, a zwłaszcza specjalistów zajmujących się ich zarządzaniem, co powoduje konieczność zatrudniania do formułowania diagnozy ekspertów oraz do niezbędnych

nowych zaawansowanych technik i narzędzi diagnostycznych oraz doskonalenie już istniejących, zarówno w zakresie samych pomiarów, jak i obróbki danych (techniki komputerowe). Oceny stanu transformatora dokonuje się w oparciu o coraz większą liczbę różnego rodzaju badań i pomiarów diagnostycznych. Częściej wykorzystuje się systemy ekspertowe, których zadaniem jest interpretacja poszczególnych wyników i ustalenie ich korelacji oraz edytowanie diagnozy zbiorczej w oparciu o zgromadzoną bazę wiedzy. Coraz większą liczbę badań diagnostycznych przeprowadza się w trybie on-line, najbardziej efektywnym w praktyce eksploatacyjnej. Tendencje te zderzają się ze zmniejszaniem liczby pracowników etatowych zaangażowanych w eksploatację transformatorów, a zwłaszcza specjalistów zajmujących się ich zarządzaniem, co powoduje konieczność zatrudniania do formułowania diagnozy ekspertów oraz do niezbędnych



Marceli Kaźmierski
Instytut
Energetyki, Oddział
Transformatorów
w Łodzi



Waldemar Olech
ZPBE Energopomiar-
Elektryka Sp. z o.o.
Gliwice



Daniel Pawłowski
ZPBE Energopomiar-
Elektryka Sp. z o.o.
Gliwice

Streszczenie: Aktualne problemy eksploatacji transformatorów olejowych dużej mocy. Zagadnienia techniczne i ekonomiczne zarządzania eksploatacją w energetyce krajowej. Stan techniczny krajowych transformatorów w eksploatacji. Diagnostyka techniczna. Strategie w diagnostyce transformatorów. Interpretacja informacji i wyników badań diagnostycznych. Optymalny program diagnostyki technicznej na bazie wyników badań oleju. Metody diagnostyki „off-line” i „on-line”. Wnioski. Literatura.

The diagnosis - the most important task

Actual problems of managing of the operation of transformers

Abstract: Actual problems of the operation of the high power transformers. Technical and economic issues of managing the operation of the country's energy industry. Technical condition of the country's operating transformers. Technical diagnostic. Strategies of the technical diagnostic. Interpretation of information and results of diagnostic research. Most favourable programme of the diagnostic research based on results of testing of oil. "Off-line" and "on-line" diagnostic methods. Conclusions. Literature.

Диагностика - первоначальная задача

Актуальные проблемы управления эксплуатацией трансформаторов

Резюме: актуальные проблемы эксплуатации мощных масляных трансформаторов. Технические и экономические вопросы управления эксплуатацией в краевой энергетике. Техническое состояние отечественных трансформаторов в эксплуатации. Техническая диагностика. Стратегии в диагностике трансформаторов. Интерпретация информации и итогов диагностических исследований. Оптимальная программа технической диагностики на основании результатов исследований масла. Методы диагностики „off-line” и „on-line”. Выводы. Литература.

prac konserwacyjno-remontowych, firm zewnętrznych, często niedysponujących odpowiednim doświadczeniem oraz niezbędnym do tych prac sprzętem.

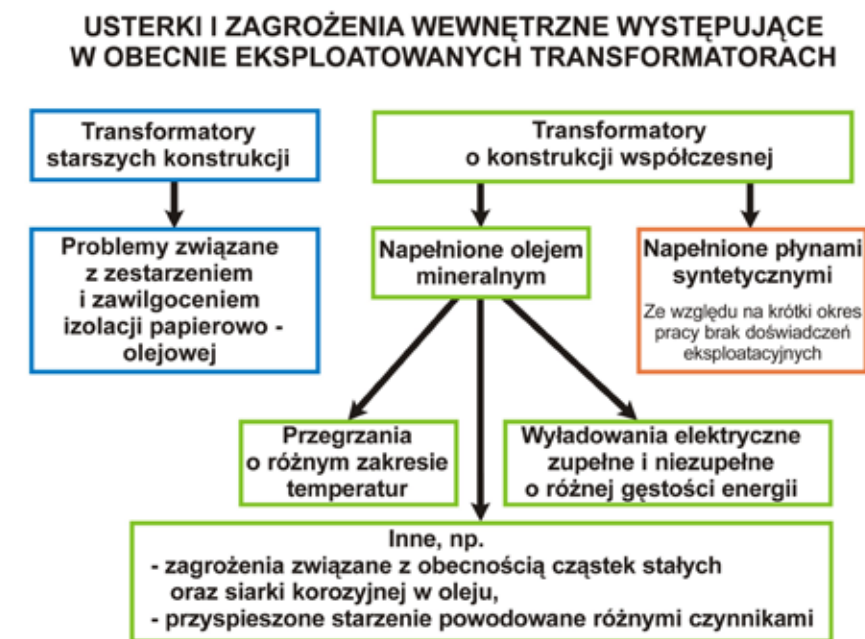
Aspekty ekonomiczne eksploatacji transformatorów

Transformatory są jednym z droższych elementów układu sieciowego a ich eksploatacja wywiera istotny wpływ na efekty finansowe, co skutkuje działaniami zmierzającymi do obniżenia kosztów tejże eksploatacji. Do zarządzania eksploatacją transformatorów, łącznie z zespołem zagadnień towarzyszących, służą z jednej strony nowoczesne systemy sterowania, nadzoru i dyspozycji, z drugiej zaś nowoczesna, bardziej precyzyjna diagnostyka techniczna.

Zagadnienia związane z tą tematyką były dyskutowane na forum Komitetu Studiów A2 „Transformatory” CIGRE, w ramach, którego powołana została Grupa Robocza A2 – 20 „Aspekty ekonomiczne gospodarowania transformatorami” (Economics of Transformer Management) [6]. Praca Grupy zaowocowała wydaniem przewodnika przeznaczonego dla personelu decyzyjnego, odpowiedzialnego za ekonomiczne aspekty zarządzania eksploatacją transformatorów [6, 23], obejmującego cztery zagadnienia, a mianowicie zarządzanie ryzykiem, wymagane warunki techniczne oraz zakupy, zagadnienia eksploatacyjne i ruchowe, a także procedury decyzyjne: naprawa – modernizacja – wymiana. Szczególną uwagę poświęcono tam wyznaczeniu optymalnego okresu użytkowania transformatorów, określanemu różnymi metodami, np. przez wyznaczenie rocznych zdyskontowanych kosztów ich pracy.

Eksploatacja transformatorów w energetyce krajowej

Transformatory grupy I i II pracujące w energetyce krajowej w przeważającej liczbie zostały wyprodukowane przez zakłady w Żychlinie i Łodzi oraz nieliczne jednostki – od niedawna – przez zakłady remontowe w Lublińcu



Rys. 1. Usterki i zagrożenia występujące w eksploatowanych transformatorach

i Janowie. Z importu pochodzą pojedyncze jednostki blokowe i sieciowe. Ich dostawcy to głównie ELIN Austria, HITACHI Japonia i Zaporozże (dawnej ZSRR). Asortyment produkcji i jego jakość są dobrze udokumentowane. Były one przedmiotem szeregu publikacji i spotkań, w ramach których omawiano zalety konstrukcyjne, własności eksploatacyjne oraz wykonania specjalne, np. blokowe transformatory przełączalne, transformatory energooszczędne, czy ekologiczne napełniane płynem syntetycznym.

Zarządzanie eksploatacją oparte jest w większości przypadków na przepisach Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów (IET) [1]. Opracowana w 2006 roku wersja zawiera aktualny poziom wiedzy dotyczącej całokształtu zagadnień związanych z eksploatacją transformatorów, w tym zbiór objaśnień, informacji, wskazówek, a także porad praktycznych niezbędnych przy prawidłowym prowadzeniu eksploatacji. Nie będąc dokumentem obligatoryjnym IET jest wykorzystywana przy opracowaniu szczegółowych instrukcji eksploatacji w drodze przywołania do stosowania w całości lub w części odpowiadającej eksploatowanym w zakładzie transformatorom. Nie jest, bowiem możliwe, ze względu na różnorodność konstrukcji, wiek i stan eksploatowanych transformatorów,

opracowanie jednej uniwersalnej instrukcji, obejmującej każdą jednostkę. Ilustrację zakresu wykorzystania IET w kilku spółkach dystrybucyjnych oraz ich doświadczenia praktyczne przedstawiono w pracy [9].

W energetyce krajowej eksploatowanych jest duża liczba transformatorów o stażu pracy dłuższym niż 30 lat. W niektórych populacjach jest ona rzędu 40%. Transformatory te wykazują problemy eksploatacyjne związane głównie z zawilgoceniem i zesterzeniem izolacji. Za utrzymaniem ich w eksploatacji przemawia niewielkie zużycie izolacji papierowej, spowodowane niewykorzystaniem jej pod względem cieplnym oraz przewymiarowana konstrukcja, z dużym zapasem bezpieczeństwa. W transformatorach o współczesnych konstrukcjach występują zupełnie inne zagrożenia [18], do których należą wolno rozwijające się uszkodzenia wewnętrzne, wywołane przegrzaniem oraz wyładowaniami elektrycznymi o różnej gęstości energii. Na rys. 1 przedstawiono usterki i zagrożenia wewnętrzne występujące najczęściej w aktualnie eksploatowanych jednostkach.

W ostatnim okresie duże problemy w eksploatacji transformatorów [18] wystąpiły:

- z podobciążeniowymi przełącznikami zaczepek, zwłaszcza starej

konstrukcji (zużycie elementów, nieszczelności), które kwalifikują przełącznik do wymiany na nowy o mniej zawodnej konstrukcji [1, 18],

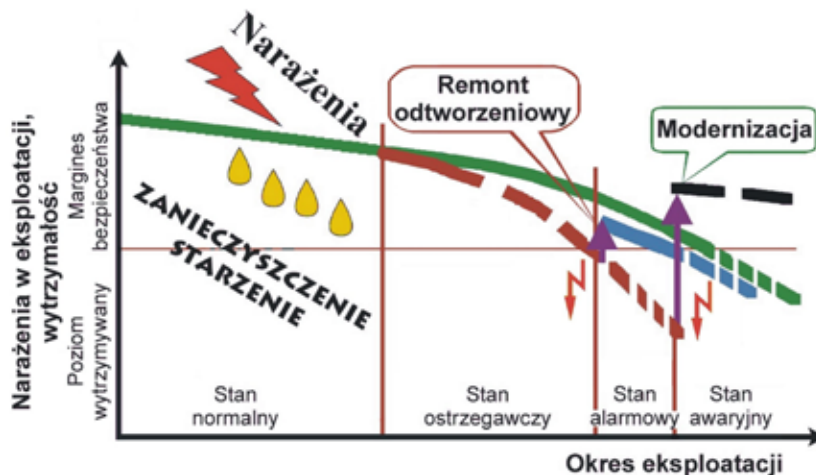
- z izolatorami przepustowymi, zwłaszcza do transformatorów najwyższych napięć,
- z zesterzeniem i zawilgoceniem izolacji papierowo-olejowej oraz zanieczyszczeniami – obecnością cząstek w oleju.

Nadto, ostatnio pojawił się nowy problem związany z obecnością siarki aktywnej, występującej w jedynie dostępnych przez dłuższy czas olejach Nytro – szwedzkiej firmy Nynas. Równocześnie występuje wzrost zainteresowania diagnostyką techniczną prowadzoną w trybie „off-line” i „on-line”, stanowiącą ważny element zarządzania. Jej stosowanie ma na celu uzyskanie korzyści, zwłaszcza wydłużenia okresu pracy transformatorów, będąc alternatywą do wymiany zużytych już jednostek.

Stan techniczny transformatora i czynniki wpływające na trafność jego oceny

Uszkodzenie transformatora powstaje w sytuacji, w której jego wytrzymałość odniesiona do jednego z kluczowych parametrów, związanych np. z wytrzymałością dielektryczną czy mechaniczną, zostaje przekroczona przez naprężenia występujące w eksploatacji – rys. 2. Wytrzymałość transformatora maleje podczas eksploatacji na skutek istnienia naturalnych procesów starzeniowych (starzenie normalne). Szereg czynników destrukcyjnych występujących w eksploatacji, jak na przykład zawilgocenie izolacji, czy obecność wadliwych materiałów konstrukcyjnych lub też pojawienie się wyładowań niezupełnych może być przyczyną szybszego spadku wytrzymałości transformatora (starzenie przyspieszone).

Naprężenia występujące w eksploatacji natomiast są zdominowane zdarzeniami z natury przypadkowymi, jak wyładowania piorunowe czy zwarcia. Charakteryzują się one dużą zmiennością zarówno w odniesieniu do częstości ich występowania, jak



Rys. 2. Stany techniczne transformatora w trakcie cyklu jego eksploatacji [5]

i amplitudy.

Uwzględniając, że w przeważającej większości przypadków nie jest możliwe dokładne ilościowe określenie wytrzymałości transformatora w eksploatacji, wprowadzono ocenę transformatora w drodze wyróżnienia czterech jego stanów technicznych zaznaczonych na rysunku 2. Klasyfikacja taka, łącznie z wymaganymi zabiegami eksploatacyjnymi została opracowana na forum Grupy Roboczej 12 – 18 Komitetu Studiów 12 (Transformatory) CIGRE – „Life Management of Power Transformers” [5] i jest szeroko stosowana w energetyce światowej, a także od pewnego czasu w energetyce krajowej [1]. Wykorzystywana jest w procesie decyzyjnym po zaobserwowaniu nieprawidłowej pracy transformatora, czy też po wygenerowaniu przez system monitoringu sygnału (sygnałów) ostrzegawczych.

Prawidłowe określenie stanu technicznego transformatora

Ocena stanu technicznego transformatora oraz jego prognozowanie nie może ograniczać się jedynie do interpretacji bieżących informacji o charakterze diagnostycznym. Ważne jest śledzenie zmian tegoż stanu w czasie, czy też stosowanie technik symulacji zachowania się transformatora w określonych warunkach obciążenia. W ostatnich latach usługi w tym zakresie oddają wspomagające systemy elektroniczne, takie jak systemy oparte o dane statystyczne, systemy ekspertowe czy systemy wykorzystujące odpowiednie algorytmy diagnostyczne. W tabeli 1 zestawiono

większość informacji diagnostycznych niezbędnych do prawidłowego określenia stanu technicznego transformatora w eksploatacji. Idea zawarta w tabeli została zapożyczona z publikacji [7]. Pozycje 4, 5 i 6 mogą być powtarzane wielokrotnie, w zależności od przebiegu eksploatacji transformatora.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń [7], za najlepszą drogę do wykrycia słabych punktów zarówno w nowych, jak i pozostających w eksploatacji transformatorach uważa się współcześnie interpretację wyników szerokiego spektrum różnego rodzaju badań (próby fabryczne, różnorodne próby i pomiary w miejscu zainstalowania oraz pomiary w trybie on-line), które wzajemnie się uzupełniają.

Interpretacja bieżących informacji diagnostycznych

Przy interpretacji bieżących informacji diagnostycznych i ewentualnej identyfikacji uszkodzenia w miejscu zainstalowania jednostki oraz jego ilościowym oszacowaniu niezmiernie przydatnymi są:

Ocena ilościowa (kwantyfikacja) stanu defektu prowadzona w oparciu o znajomość mechanizmów powstawania uszkodzeń.

Porównanie z wielkościami odniesienia (Finger – printing).

Analiza trendów oraz analiza statystyczna uzyskanych wyników badań.

Ocena ilościowa (kwantyfikacja) stanu defektu. W przewodniku [5] zgromadzono definicje podstawowych cech charakterystycznych stanu defektu oraz stanu uszkodzenia wyróżnionych

podzespołów transformatora, oparte o znajomość podstawowych procesów fizycznych. Przedstawiono tam obrazy typowych defektów, jak również pewną liczbę danych, które z dużym wyprzedzeniem sygnalizują stan uszkodzenia. Zwraca uwagę fakt, iż np. większość cech charakterystycznych stanu defektu na poziomie ostrzegawczym i alarmowym w odniesieniu do układu dielektrycznego można wykryć na podstawie badania tylko oleju (pierwszy stopień diagnozy – por. IET [1]).

Porównanie z wielkościami odniesienia. W większości przypadków badań diagnostycznych wskazanym jest ocena wyników odniesienia, w oparciu o które można by ocenić wyniki kolejnych badań. Najlepszym rozwiązaniem jest posiadanie wyników, które pochodzą z tej samej jednostki o stanie bez uszkodzeń, tzn. jednostki nowej. Prowadzi to do tworzenia bazy wielkości odniesienia transformatorów podczas odbiorczych prób fabrycznych. Alternatywnym rozwiązaniem, jednakże mniej pewnym, jest korzystanie z wyników pomiarów diagnostycznych przeprowadzonych na podobnych jednostkach o dobrym stanie technicznym.

Analiza trendów oraz analiza statystyczna. W wielu badaniach diagnostycznych sposób, w jaki mierzone wielkości zmieniają się w czasie może dostarczać wartościowych dodatkowych informacji. Niektóre techniki diagnostyczne wymagają przeprowadzenia analizy trendów, podczas gdy inne mogą dostarczyć diagnozę na podstawie wyniku tylko jednego po-

miaru. Należy uwzględnić, że obecność tendencji wzrostowej prawdopodobnie wskazuje na poważny problem lub, co najmniej na coś, co powinno podlegać bardziej szczegółowej analizie. Natomiast brak tendencji narastania nie zawsze jest rzeczywistą wskazówką dobrego stanu technicznego. Transformator może mieć ukryte uszkodzenie, które może zostać uaktywnione dopiero w reakcji na nietypowe zdarzenie w systemie energetycznym. Wykorzystanie technik statystycznych może pomóc w zrozumieniu zmienności mierzonych wielkości, a także ułatwia lepsze wykorzystanie dostępnych danych, jako podstawy przy podejmowaniu decyzji w przypadku, gdy mierzone parametry przyjmują nietypowe wartości. Mają one wartości akceptowalne, jeżeli znajdują się poniżej poziomu wykrywalności lub poziomu odpowiadającego uszkodzeniu w stadium początkowym – obydwie poziomy szacuje się na podstawie doświadczeń z wyników pomiarów eksploatacyjnych – oraz w przypadku większych wartości mierzonych, przekraczających inne dane pomiarowe tylko o akceptowalny mały procent.

Przyporządkowanie mierzonych wielkości do wyróżnionych stanów technicznych, wartości kryterialne

Wyróżnienie czterech stanów technicznych transformatora – normalnego, ostrzegawczego, alarmowego i awaryjnego w sposób oczywisty implikuje celowość przypisania podobnych stanów mierzonym wielkościom o charakterze diagnostycznym.

Trzeba zaznaczyć, iż przyjmowane wartości kryterialne (progowe) wynikają głównie z krajowej praktyki eksploatacyjnej i są oparte na danych statystycznych. Przekroczenie ich ogólnie uważa się za anomalię i przyjmuje jako warunek wstępny do uznania, że prawdopodobieństwo uszkodzenia jest odpowiednio wysokie i wymaga kompetentnych decyzji oraz działań. Ponieważ, w zasadzie – [1, 5], każdą jednostkę dużej mocy należy traktować indywidualnie, wartości te mogą ulec zmianie w odniesieniu do konkretnego transformatora.

Poniżej, w tabelach 2 i 3 podano przykładowe przyporządkowanie: wartości prądu obciążenia oraz zawartości wody i wodoru w oleju, mierzone w trybie on-line – tabela 2, jak również wartości wskaźników izolacji R300 i $tg\delta$, mierzone w trybie off-line – tabela 3. W ostatnim przypadku podano również treść stosownych zaleceń eksploatacyjnych, które w przypadku zainstalowanego systemu monitoringu mogą mieć formę komunikatów ukazujących się na ekranie monitora po wprowadzeniu odnośnych danych [12].

Strategie w diagnostyce transformatorów

Z uwagi na przypadkowy charakter naprężeń występujących w eksploatacji nie ma możliwości określenia, kiedy nastąpi ostateczne uszkodzenie transformatora. Istotnym w tej sytuacji staje się oszacowanie, kiedy uszkodzenie może się pojawić, tzn., kiedy jednostka wchodzi w fazę zwiększonej zawodności. W związku z tym nadrzędnym celem diagnostyki w trakcie eksploatacji jest ilościowa ocena pozostałej wytrzymałości transformatora w drodze określenia jego stanu technicznego i przy wykorzystaniu możliwie szerokiego spektrum informacji, które dostarczają badania i pomiary diagnostyczne. Badania powinny być ukierunkowane na ujawnienie zagrożeń eksploatacyjnych ze szczególnym uwzględnieniem tzw. narażeń decydujących, czyli czynników mogących sprzyjać awarii. Program tych badań powinien zawierać procedury diagnostyczne, odpowiednie dla wykrycia tychże czynników, wykorzystujące niezbędne techniki

Tabela 1. Zestawienie informacji zalecanych do określenia stanu technicznego transformatora w eksploatacji

	Lp.	Faza	Próby i badania	Rodzaj danych
Producent	1	Produkcja	Pomiary charakterystyk materiałowych (PD, $tg\delta$, etc.)	Podstawowe dane materiałowe
	2		Próby typu i wyrobu	Podstawowe dane transformatora
	3	„Próby odbiorcze w miejscu zainstalowania”	Próby potwierdzające żądane właściwości eksploatacyjne	Podstawowe dane transformatora w warunkach miejsca zainstalowania
Użytkownik	4	Eksploatacja normalna	Badania diagnostyczne (diagnostyka bezwyłączeniowa/ monitoring)	Dane zbierane cyklicznie, służące do śledzenia bieżącego stanu technicznego i oceny jego zmian
	5	Eksploatacja przy nieprawidłowej pracy/generowaniu przez system monitoringu sygnałów ostrzegawczych	Badania mające na celu wyjaśnienie przyczyn (często po wyłączeniu transformatora)	Dane stanowiące podstawę do podjęcia decyzji co do dalszej eksploatacji/remontu/wymiany
	6	Eksploatacja po naprawie	Próby potwierdzające możliwość dalszej eksploatacji	Zmodyfikowane podstawowe dane transformatora w warunkach miejsca zainstalowania
			Badania diagnostyczne (diagnostyka bezwyłączeniowa/ monitoring)	Dane zbierane cyklicznie, służące do śledzenia bieżącego stanu technicznego i oceny jego zmian
7	Awaria/złomowanie	Badania poawaryjne; przegląd wewnętrzny; badania specjalne	Dane służące do modyfikacji bazy wiedzy	

pomiarowe, oraz być dostosowany do występujących problemów w danej populacji transformatorów. Umożliwia to podjęcie odpowiednich zabiegów eksploatacyjnych, jak np. ograniczenie obciążenia, montaż ograniczników przepięć lub dławików ograniczających prądy zwarciove, czy też podjęcie prac konserwacyjnych, remontowych lub modernizacyjnych.

W wyniku szerokich dyskusji na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat, zarówno na forum krajowym, jak i międzynarodowym (m. in. CIGRE), w których niebagatelną rolę – poza aspektami technicznymi – odegrały również tendencje do obniżania kosztów eksploatacji, odstąpiono od stosowanych przez wiele lat badań diagnostycznych, wykonywanych w sztywno określonych przedziałach czasowych, które uznano za wysoce nieefektywne zarówno od strony technicznej (stosunkowo niska wykrywalność uszkodzeń), jak i ekonomicznej (duża liczba niepotrzebnych wyłączeń transformatora oraz kosztownych pomiarów), na rzecz badań o częstotliwości i zakresie zależnych od stanu technicznego transformatora – CBM (Condition – Based Maintenance).

Diagnostyka oparta o stan techniczny transformatora zasadniczo ma charakter dwustopniowy [5]. Głównym celem pierwszego etapu, który można określić jako monitoring lub detekcja (wykrycie), jest odfiltrowanie tych jednostek, które pracują normalnie, bez uszkodzenia. Stosowane tu techniki pomiarowe powinny być aplikowane regularnie, być tanie, mieć szerokie pasmo pomiarowe i być wystarczająco czułe tak, aby jakiegokolwiek potencjalne uszkodzenie mogło zostać wykryte. Preferuje się wykorzystanie technik stosowanych w czasie rzeczywistym (tryb on-line).

Celem drugiego etapu jest identyfikacja problemu na podstawie symptomów. Procedury w drugim etapie stosuje się tylko w odniesieniu do tych jednostek, których stan nie mógł być definitywnie sklasyfikowany jako normalny. Są to transformatory o stanie ostrzegawczym, alarmowym lub awaryjnym z p. 4. Rodzaj badań dobiera się w zależności od potrzeb. Mogą być one bardziej kosztowne niż w etapie pierwszym oraz stosowane w trybie off-line.

Tabela 2. Przyporządkowanie wartości prądu obciążenia oraz zawartości wodoru i wody w oleju (pomiar w trybie on-line) wyróżnionym stanom transformatora

Stan	Poziom		
	Prąd obciążenia (nie większy niż)	Zawartość H ₂ w oleju [ppm]	Zawartość wody w oleju [ppm]
Normalny	Wartość dopuszczalna przy normalnym obciążeniu cyklicznym	150	<15
Ostrzegawczy	Wartość dopuszczalna przy awaryjnym długotrwałym obciążeniu cyklicznym	1000	15 – 25
Alarmowy	Wartość dopuszczalna przy krótkotrwałym przeciążeniu awaryjnym	2000	25 – 35
Awaryjny	Powyżej	Powyżej	>35

Tabela 3. Przyporządkowanie wartości wskaźników izolacji R300 i tgδ (pomiar w trybie off-line, po wyłączeniu transformatora) wyróżnionym stanom transformatora

Stan	Poziom	
	tgδ (przy 30°C)	R300 [MΩ] (przy 30°C)
Normalny (a)	< 0,08	(5/C)×1000 między uzwojeniami, (1/C)×1000 w układach doziemnych ¹⁾
Ostrzegawczy	0,1 – 0,15	(70 – 90)% wartości stanu normalnego
Alarmowy (b)		
Awaryjny (c)	> 0,15	mniej niż 70% stanu normalnego

¹⁾ C – pojemność układu w nF.

Zalecenia eksploatacyjne (komunikaty na ekranie monitora):

- a) Kontynuować dalszą pracę jednostki. Kolejne badania w terminie określonym przez Instrukcję Eksploatacji.
- b) Wykonać badania specjalistyczne dla określenia przyczyn pogorszenia się wskaźników izolacji. Kolejne badanie wskaźników izolacji wykonać po dalszej rocznej eksploatacji.
- c) Przewidzieć jednostkę do odstawienia z ruchu i wykonania czynności uzdatniających. Wybór technologii uzdatniania oraz miejsca wykonania prac zależy od stopnia zesterzenia izolacji i warunków lokalnych.

*** Wykonywane okazjonalnie – brak szerszych doświadczeń.**

Ważnym jest, aby koncentrowały się na indywidualnych atrybutach w doświadczeniu do jednoznacznej diagnozy stanu. Należy tu także wziąć pod uwagę wszystkie wyniki z etapu pierwszego badań.

Można tu również wspomnieć jeszcze o diagnostyce realizowanej w oparciu o ocenę ryzyka – RBM (Risk – Based Maintenance), oraz ukierunkowanej na niezawodność transformatora – RCM (Reliability Centered Maintenance) [10, 15].

Wybór strategii działań zależy od czynników, często o charakterze lokalnym. Należą do nich m. in. ważność transformatora w sieci, poziom uszkodzalności, rodzaj zagrożeń, skuteczność stosowanych metod diagnostycznych.

Program badań diagnostyczno-eksploatacyjnych w energetyce krajowej

Opracowany w roku 2001 i wprowadzony do znowelizowanej w roku 2006 Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [1] zalecany program badań diagnostyczno-eksploatacyj-

nych oparty został na wieloletnich doświadczeniach krajowych a jego optymalizacja polegała na możliwości uzyskania większości strategicznych informacji, dotyczących dalszego postępowania bez potrzeby wyłączania transformatora z sieci oraz przy niskich kosztach realizacji. W przypadku jednostek grupy I i II program realizowany jest za pomocą tzw. diagnostyki trójstopniowej [1].

Ocenę transformatorów w eksploatacji przeprowadza się na podstawie wyników badań i pomiarów określonych wskaźników [1]. W zakresie metodyki wyróżnić można trzy podstawowe rodzaje badań diagnostycznych – wykonywane na wyłączonym transformatorze z sieci, wykonywane na pracującym transformatorze lub na pobranych podczas jego pracy próbkach oleju oraz realizowane w trybie on-line. Najczęściej stosowane w praktyce krajowej badania diagnostyczne zestawiono w tabeli 4.

Badania i pomiary wykonywane na wyłączonym transformatorze

Obejmują szereg badań, których przydatność i zastosowanie były omawiane w wielu publikacjach. Ostatnio w badaniach stanu układu izolacyjnego

Tabela 4. Podstawowe badania diagnostyczne

Pomiary wykonywane na wyłączonym transformatorze	Pomiary wykonywane na pracującym transformatorze	Pomiary realizowane w trybie on-line
Pomiary współczynnika stratności tgδ	Badanie właściwości oleju: • dielektryczne • fizykochemiczne • zawartość wody oraz inne specjalne	
Pomiar rezystancji izolacji		
Pomiar napięcia powrotnego (RVM)*	Analiza zawartości furanów	Pomiary temperatury (w górnej warstwie, na wlocie i wylocie z chłodnic, w komorze/ komorach PPZ)
Pomiar prądów polaryzacji (PDC)*	Analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju (DGA)	Pomiar zawartości wilgoci oraz koncentracji H ₂ w oleju
Diagnostyka stanu mechanicznego uzwojeń (FRA)	Badanie termowizyjne rozkładu temperatury płaszcza kadzi i osprzętu	Skanowanie przebiegu mocy pobierana przez napęd PPZ w trakcie przełączania
Pomiar rezystancji uzwojeń	Analiza wibroakustyczna umożliwiająca ocenę stanu rdzenia	
Pomiar prądów magnesujących	Pomiar intensywności wyładowań niezupełnych (PD) metodą akustyczną wraz z lokalizacją miejsca ich generacji	
Pomiar reakcji rozproszenia		
Pomiar czasów własnych PPZ		

szersze zainteresowanie wzbudziło stosowanie metod wykorzystujących zjawiska polaryzacji dielektryków. Praktyka eksploatacyjna wykazuje jednak ich ograniczoną przydatność [18] ze względu na dużą niepewność spowodowaną trudnościami w interpretacji wyników. Wykrywanie zawilgoceń i starzenia izolacji, a więc zagrożeń występujących głównie w starszych jednostkach, może odbywać się również innymi metodami [2]. Natomiast dobre rezultaty w tego rodzaju pomiarach przyniosła stosowana w krajowej energetyce metoda badań stanu mechanicznego uzwojeń (FRA lub jej odmiana SFRA).

Diagnostykę podobciążeniowych przełączników zaczepek wykonuje się wg opracowanej w Energopomiarze

procedury [1], którą ostatnio poszerzono o analizę przebiegu mocy pobieranej przez napęd przełącznika w procesie przełączania.

Badania i pomiary wykonywane na pracującym transformatorze

Badania takie stosowane są w krajowej energetyce coraz częściej ze względu na korzyści związane z brakiem konieczności wyłączenia jednostki z ruchu i relatywnie niskie koszty wykonania. Należą do nich:

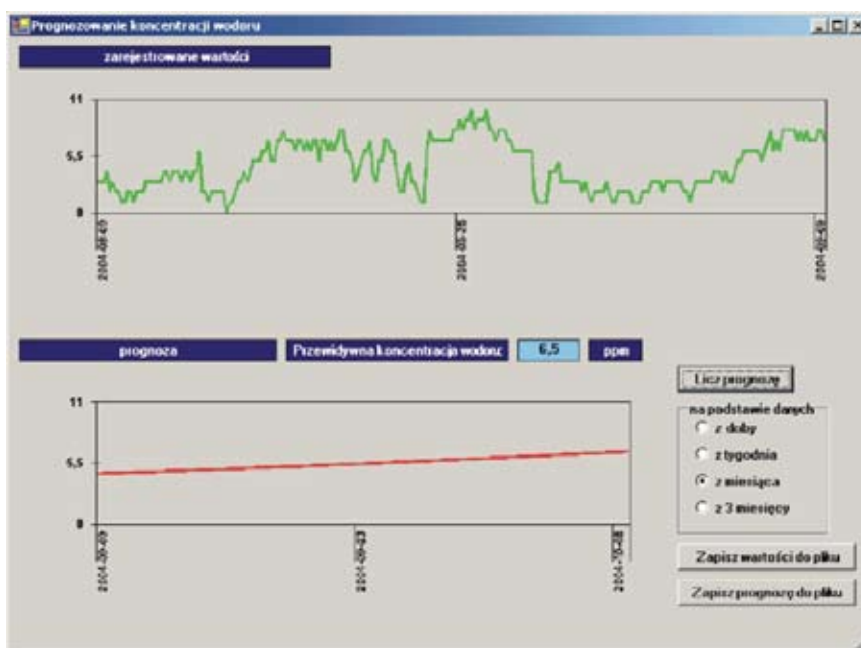
- badania termowizyjne rozkładu temperatur płaszcza, kadzi i osprzętu,
- analiza wibroakustyczna umożliwiająca ocenę stanu rdzenia,
- pomiar intensywności wyładowań niezupełnych metodą akustycz-

ną wraz z lokalizacją miejsca ich występowania (PD)

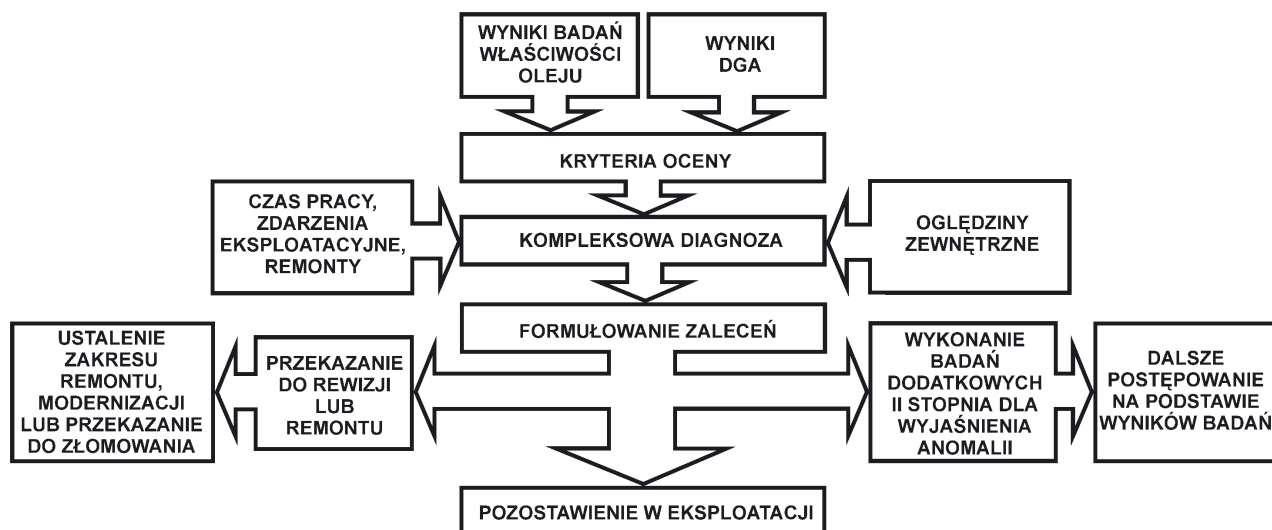
• oraz inne o mniejszym znaczeniu. Największą jednak przydatność dla diagnostyki wykazują badania próbek oleju pobranych z pracujących transformatorów. Umożliwiają one ocenę stanu oleju otaczającego część aktywną transformatora, na którego właściwości wpływ wywierają zarówno warunki eksploatacji, jak i stosowane materiały konstrukcyjne oraz ich wykorzystanie. W wielu przypadkach wyniki i badania oleju są wystarczające dla dokonania poprawnej oceny stanu technicznego. Zakres badań proponowany przez IET został poszerzony o oznaczenie dodatkowych właściwości wprowadzonych do stosowania przez Energopomiar [19].

Pomiary realizowane w trybie on-line

Głównym celem pomiaru zawartości wody oraz koncentracji wodoru rozpuszczonego w oleju, bądź również i innych gazów – zależnie od typu zainstalowanego urządzenia, jest bieżące śledzenie ich poziomu w trakcie eksploatacji oraz reagowanie na ich zmiany. Dokładność pomiarów urządzeń diagnostycznych pracujących w trybie on-line jest gorsza niż klasycznych chromatografów używanych w laboratoriach. Można ją poprawić poprzez skorelowanie wskazań urządzenia z wynikami analiz laboratoryjnych



Rys. 3. Prognozowanie zawartości wodoru rozpuszczonego w oleju.



Rys. 4. Schemat formułowania diagnozy na podstawie wyników badań stopnia podstawowego

próbek oleju, pobieranych okresowo po zainstalowaniu urządzenia oraz wprowadzenie ewentualnych poprawek. Zaletą pomiaru w trybie on-line jest możliwość prognozowania stanu w oparciu o zarejestrowane wyniki pomiarów i przeliczeń przy wykorzystaniu analizy trendów. Ilustrację analizy trendów zawartości wodoru rozpuszczonego w oleju pokazano na rysunku 3 – [13].

Pomiary temperatury oleju w wybranych punktach transformatora (częstość pomiarów rzędu kilku minut) służą zasadniczo do:

1. Sumowania termicznego zesterzenia izolacji w oparciu o wyznaczoną obliczeniowo temperaturę najgorętszego miejsca (hot-spot).

2. Diagnostyki układu chłodzenia w drodze porównania pomierzonego spadku temperatury na chłodnicach przy danym obciążeniu z analogicznym spadkiem wyznaczonym obliczeniowo na podstawie danych konstrukcyjnych układu.

3. Ocenę jakości zestyków (wybieraka, zmieniacza, przełącznika mocy) PPZ poprzez porównanie przebiegów czasowych temperatury rejestrowanej w kadzi transformatora oraz w komorze (komorach) przełącznika mocy [12] przy uwzględnieniu takich czynników, jak zmiany obciążenia, włączanie i wyłączanie urządzeń chłodzących, częstość przełączeń, warunki pogodowe.

Informację diagnostyczną o stanie mechanicznym układu napędowego PPZ dostarcza rejestracja przebiegu

mocy pobieranej przez silnik napędowy. Pomiar jest uruchamiany automatycznie przy każdym przełączeniu. Więcej informacji na ten temat podano w referacie [16].

Optimalny program diagnostyki transformatorów na bazie wyników badań oleju

Jak wspomniano w p. 6.2 olej jest nośnikiem wielu informacji diagno-

stałych oraz inne.

Schemat formułowania diagnozy na podstawie wyników stopnia podstawowego przedstawiono na rys. 4.

W przypadku stwierdzenia anomalii nie stanowiących bezpośredniego zagrożenia i niewymagających natychmiastowego odstawienia transformatora z ruchu przeprowadza się badania specjalistyczne (II stopień). Wybór zakresu i czasu ich wykonania zależy od wyników badań stopnia podstawowego, przewidywanych uszkodzeń oraz

Tabela 5. Klasyfikacja stanu technicznego transformatora na podstawie wyników DGA

Stan techniczny	Definicje i zalecenia
Normalny	Praca transformatora zgodna z zasadami podanymi w IET. Nie zachodzi potrzeba wykonywania żadnych zabiegów eksploatacyjnych.
Ostrzegawczy	Wykonuje się badania specjalistyczne transformatora celem lokalizacji ewentualnego miejsca i rodzaju uszkodzenia. Przy stwierdzeniu i rozpoznaniu anomalii możliwą jest praca jednostki pod wzmożonym nadzorem. Formułowane są szczegółowe wskazówki postępowania, a także „bezpiecznego” okresu pracy przy określonym poziomie gazów i tempie ich narastania.
Alarmowy	Przeprowadza się rewizję wewnętrzną dla lokalizacji i usunięcia źródeł generacji gazów. Protokół badań prócz diagnozy i ewentualnego podania miejsca uszkodzenia, przy wykorzystaniu dodatkowych kryteriów DGA, określa również niezbędny termin odstawienia jednostki z ruchu.
Awaryjny	Zaleca się bezwzględne wyłączenie transformatora z eksploatacji i przekazanie do rewizji lub remontu. Dalsza praca jednostki przy tym poziomie rozpuszczonych w oleju gazów palnych grozi w każdej chwili awarią.

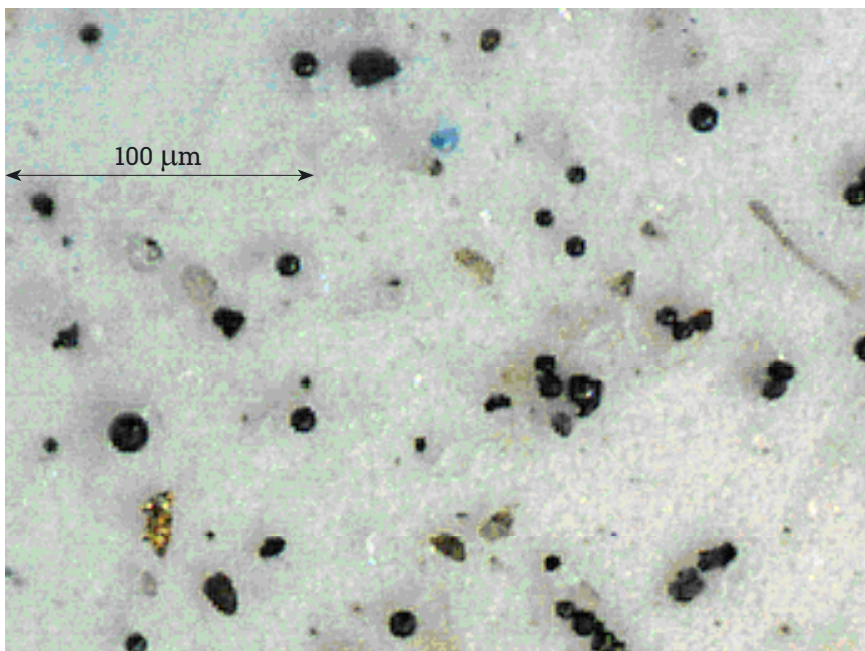
stycznych o stanie transformatora. W zasadzie na badaniach oleju opiera się diagnostyka stopnia I z p. 6. Formalnie rzecz biorąc badania podstawowe (stopień I) obejmują:

- oględziny zewnętrzne transformatora i osprzętu,
- analizę chromatograficzną gazów rozpuszczonych w oleju (DGA),
- badanie właściwości oleju dotyczących: oceny wyglądu, wskaźników dielektrycznych i fizykochemicznych, zawartości wody oraz innych, np. napięcia powierzchniowego, zawartości zanieczyszczeń

doświadczenia osób prowadzących badanie. Jakkolwiek formułowanie diagnozy w oparciu o wymieniony program badań jest stosunkowo proste, to jednak wskazanie konieczności, jak i pilności działań naprawczych wymaga specjalistycznej wiedzy i dużego doświadczenia.

W większości przypadków program badań stopnia I umożliwia podjęcie już decyzji odnośnie do dalszego postępowania, np:

- eksploatacji transformatora bez wykonywania żadnych zabiegów,
- pozostawienia jednostki w eksplo-



a. Perłki spawalnicze i opiłki żelaza pozostawione w procesie produkcji



b. Włókna celulozy, które otoczone przez drobiny wody mogą stawać się cząstkami przewodzącymi

Rys. 5. Obraz mikroskopowy sączków, przez które przefiltrowano 100 ml oleju (powiększenie 100-krotne).

atacji z zaleceniami dotyczącymi ograniczeń w pracy (obciążalność, badania dodatkowe itp.)

- modernizacji lub naprawy z zaproponowaniem niezbędnego zakresu,
- wycofania z eksploatacji i złomowania w przypadku uszkodzeń,

7.1. Badania chromatograficzne oleju (DGA)

Podstawą bezwyłączeniowej diagnostyki technicznej transformatorów jest szeroko stosowana i najbardziej sku-

teczna metoda badań chromatograficznych (DGA) służących do wykrywania uszkodzeń wewnętrznych, podczas których tworzą się, a następnie rozpuszczają w oleju gazy. Od kilku lat jest ona również stosowana do oceny stanu technicznego przełączników zaczepów [2, 19].

W energetyce krajowej ocenę wyników DGA wykorzystuje ustalone na drodze statystycznej graniczne koncentracje poszczególnych składników gazu, oraz zależności pomiędzy

zawartościami gazów uznanych za typowe.

Aby zdecydować, czy rozpoznane tą drogą uszkodzenie jest znaczące, zagrażające dalszej pracy transformatorów i wymagające podjęcia pilnych działań, pomocne są odpowiednie kryteria umożliwiające właściwą kwalifikację stanu zagrożenia [1, 23]. W ślad za [5] wyróżniono cztery charakterystyczne stany wyszczególnione w tabeli 5.

Badanie zawartości związków furanu

Dla transformatorów o długim czasie eksploatacji szczególnie ważna jest ocena stopnia wykorzystania izolacji papierowej. W tym celu do niedawna wykonywano jedynie oznaczenie stopnia polimeryzacji (DP) próbek materiałów celulozowych pobranych z transformatora. Dotychczas ograniczało to możliwość stosowania tej metody badań tylko do tych jednostek, które przekazywano do remontu lub przeglądu wewnętrznego. Obecnie do celów diagnostycznych stopnia zesterzenia papieru wykorzystuje się również koncentracje i przyrosty zawartości związków furanu w oleju.

Inne nowo wprowadzone badania

Program badań diagnostycznych jednostek najwyższych napięć został uzupełniony o oznaczenie zawartości stałych zanieczyszczeń w oleju, podjęte w związku z kilkoma awariami. Klasę zanieczyszczenia oleju określa się wg normy PN – ISO 4406. Badanie to umożliwia ocenę czystości oleju otaczającego część aktywną transformatora, poprzez bezpośrednie zliczenie cząstek stałych, na których liczbę mają wpływ prace związane z produkcją a następnie montażem oraz zdarzeniami eksploatacyjnymi podczas pracy jednostek, jak również niestarannie wykonane zabiegi konserwacyjno-remontowe. W ramach programu badań w uzasadnionych przypadkach przeprowadza się również ocenę jakościową, zwracając uwagę na obecność cząstek przewodzących (rys 5 a, b), a zwłaszcza metali. Rodzaj zanieczyszczeń może być też wskazówką, pozwalającą na ustalenie źródeł ich powstania, a tym samym przyczyny rozwijającego się uszko-

dzenia.

Ilość zanieczyszczeń w oleju jest bardzo istotna z punktu widzenia wytrzymałości elektrycznej izolacji transformatora. Jej ograniczenie powinno być realizowane poprzez odpowiedni sposób obróbki z użyciem specjalnych filtrów.

Badanie siarki korozyjnej

W związku z szeroko sygnalizowanym na świecie niebezpieczeństwem awarii transformatorów spowodowanych korozyjnością olejów [14], problemem tym zajęto się również w Polsce. Obecny w olejach siarczek miedzi jest materiałem przewodzącym, który osadza się na izolacji papierowej, powodując lokalne obniżenie wytrzymałości dielektrycznej i prowadząc w konsekwencji do zwarcia. Jak się okazało, niektóre powszechnie stosowane w kraju oleje, produkowane wg nowych technologii, są silnie korozyjne i dlatego, w opinii Energopomiaru, zagrożenie napełnionych nimi transformatorów może w niedalekiej przyszłości stać się jednym z najpoważniejszych problemów, przed jakimi stanie krajowa energetyka.

Podsumowanie

Wymagania, co do wysokiej niezawodności transformatorów energetycznych, zarówno nowych, jak i pracujących po 20...30 lat spowodowały, że kluczowym elementem w eksploatacji transformatora staje się bieżąca diagnoza jego stanu technicznego. Nowe strategie diagnostyczne polegają na odchodzeniu od okresowych badań diagnostycznych, nieefektywnych zarówno od strony technicznej (stosunkowo niska wykrywalność rozwijających się uszkodzeń), jak i ekonomicznej (duża liczba niepotrzebnych wyłączeń transformatora oraz kosztownych pomiarów), na rzecz badań opartych o stan transformatora, realizowanych w miarę potrzeb.

Zaprezentowany materiał jednoznacznie świadczy o intensywnym rozwoju diagnostyki transformatorów w ostatnich latach. W warunkach krajowych powszechnie zastosowano diagnostykę bezwyłąściową, która realizowana przez doświadczony

personel daje poprawne od strony technicznej rezultaty. Postęp w omawianej dziedzinie wyraża się również w coraz powszechniejszej aplikacji technik komputerowych do oceny wyników pomiarów, oceny ewolucji tych wyników w trakcie eksploatacji i edycji gotowych diagnoz. Podstawowe narzędzie diagnostyczne stanowi zaczyna skomputeryzowany system monitoringu, który umożliwia natychmiastową ocenę wyników pomiarów oraz diagnostykę stanu.

W zakresie działalności edytorskiej w dziedzinie transformatorów jako cenną inicjatywę należy uznać podjętą przez PKWSE akcję wydawania w języku polskim dokumentów technicznych CIGRE, opracowywanych przez czołowych ekspertów transformatorowych na świecie. Z dochodzących informacji wynika, że nowe wydanie Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [1] spełniło oczekiwania, jako zbiór gotowych procedur postępowania i przepisów. Nie zawiera jednak ona rozważań o charakterze bardziej teoretycznym, nie prezentuje metod alternatywnych czy też opisu elementów procesów fizycznych, które mają istotny wpływ na sposób eksploatacji transformatora lub poprawność postawionej diagnozy. Lukę tę ma w zamierzeniu wypełnić przygotowywana książka o charakterze naukowo-technicznym pt. „Diagnostyka techniczna transformatorów”, która w dużym stopniu będzie bazą wyjściową do następnej edycji IET.

Literatura

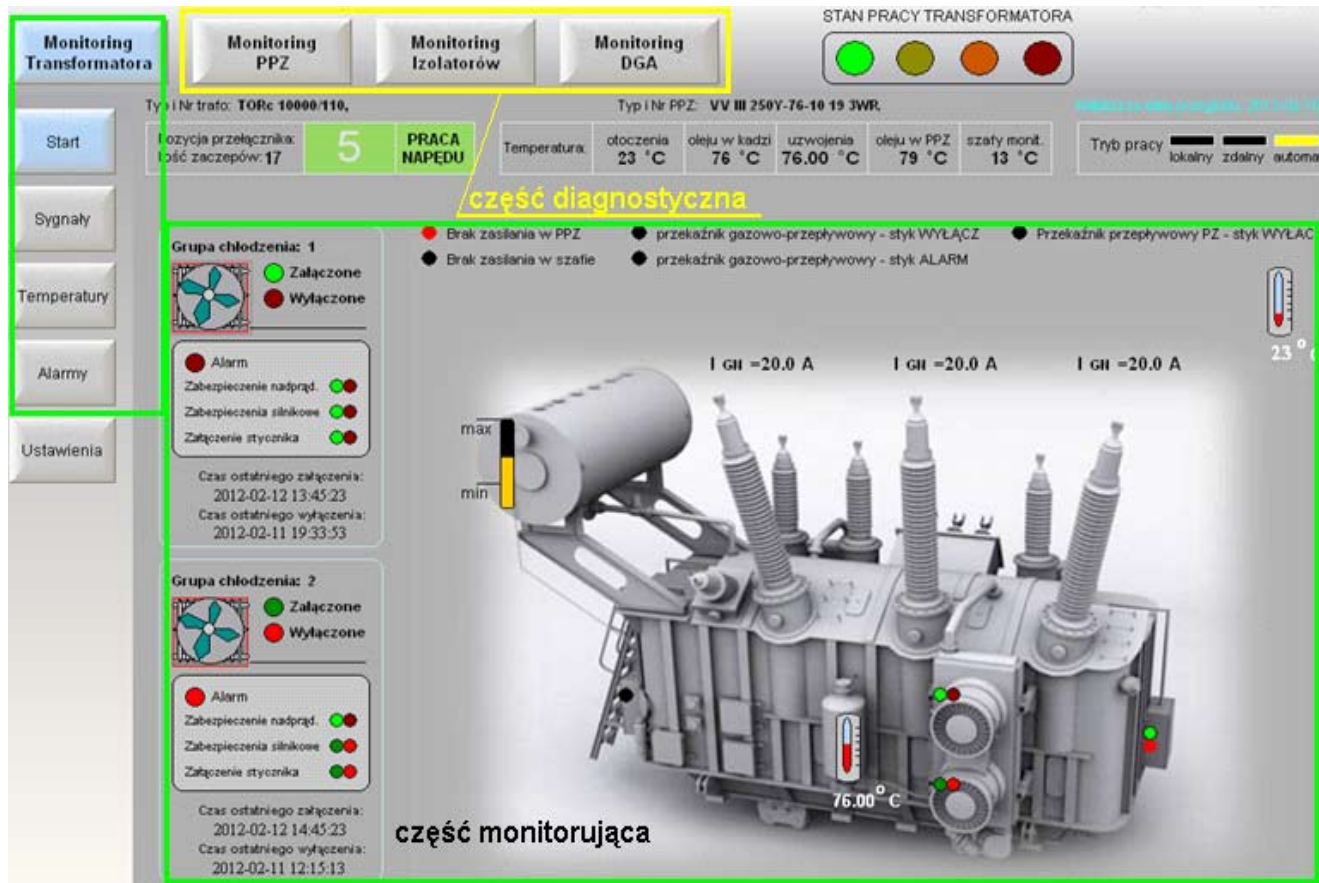
- [1] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów. ZPBE Energopomiar – Elektryka Gliwice, 2006r.
- [2] Podstawy wykonywania prac eksploatacyjnych, Załącznik 1 – Transformatory. Opracowanie PSE S. A., Warszawa 1999r.
- [3] Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength, Working Group 12.17, CIGRE Technical Brochure No. 157, 2000.
- [4] General overview on experience feedback methods in the field of electrical equipment – CIGRE 2002, Brochure No. 211.
- [5] Guide for Life Management Techniques for Power Transformers – CIGRE 2003, Brochure No. 227, lub Przewodnik po technikach kontroli zużycia się transformatorów energetycznych, wyd. PKWSE, Warszawa 2006
- [6] Guide on Economics of Transformer Management – CIGRE 2004, Brochure No. 248.
- [7] Instrumentation and Measurements for In – Service Monitoring of High Voltage Insulation – CIGRE 2005, Brochure No. 286.

- [8] Bagiński A., Pinkiewicz I., Szymański Z.: Uwagi do analiz awaryjności transformatorów, Mat. Seminarium Transformatory Rozdzielcze, nowe rozwiązania, produkcja, eksploatacja, Wisła Jawornik, 2 – 4 kwietnia 2003, ss. 149 – 154.
- [9] Bagiński A., Pinkiewicz I., Szymański Z.: Zagadnienia eksploatacji transformatorów grupy II w wybranych spółkach dystrybucyjnych, Mat. konferencji „Zarządzanie eksploatacją transformatorów”, Wisła Jawornik, 31 marca – 2 kwietnia 2004, ss. 195 – 204.
- [10] Kawamura T., Fushimi Y., Shimano T., Amano N., Ebisawa Y., Hosokawa N.: Improvement in Maintenance and Inspection and Pursuit of Economical Effectiveness of Transformers in Japan, CIGRE 2002, Rep. 12 – 107.
- [11] Kaźmierski M., Pinkiewicz I., Domżałski T.: Nowoczesna diagnostyka transformatorów energetycznych, Energetyka, 1994, nr 9, ss. 319 – 325.
- [12] Kaźmierski M.: Diagnostyka „on-line” podobciążeniowych przełączników zaczepów, Mat. Seminarium p. t. „Współczesne konstrukcje, eksploatacja i diagnostyka podobciążeniowych przełączników zaczepów transformatorów”, Wisła, 20 – 22 marca 2002, ss. 50 – 65.
- [13] Kaźmierski M., Kersz I., Wosiak A.: System monitoringu stanu transformatorów energetycznych, wstępne doświadczenia eksploatacyjne, Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, 2006, nr 1, ss. 121 – 124.
- [14] Kaźmierski M., Warczyński P.: Transformatory – Komitet Studiów A2, Energetyka nr 3, 2007, ss. 169 – 175.
- [15] Kaźmierski M.: Diagnostyka i monitoring transformatorów w eksploatacji, Mat. Forum „Transformatory Energetyczne”, Łódź 20 – 21 listopada 2007, ss. 141 – 187.
- [16] Kaźmierski M., Szymański Z.: Właściwości diagnostyczne pomiaru mocy pobieranej przez silnik napędowy przełączników zaczepów pod obciążeniem, Mat. konferencji „Zarządzanie eksploatacją transformatorów”, Wisła Jawornik, 16 – 18 kwietnia 2008.
- [17] Krause C., Heinrich B., Wick K., Malewski R.: Starzenie izolacji celulozowej w eksploatacji w świetle badań jednostek przeznaczonych do złomowania, Mat. XV Konferencji Energetyki, Przemiany – Innowacje – Wyzwania, Zamek Ryn, 5 – 7.09.2007, ss. 210 – 221.
- [18] Olech W., Pawłowski D.: Optymalizacja metod diagnostyki technicznej w zagadnieniu eksploatacji transformatorów, Mat. konf. OPTE 07, Warszawa, X 2007. ss.63-72.
- [19] Olech W.: Polish experience in diagnostics of large transformers, Mat. Konf. Dni elektrotechniki francuskiej w Polsce, Gliwice 2003, ss. 32 – 40.
- [20] Oommen, T.V.: Particle Analysis on Transformer Oil for Diagnostic and Quality Control Purposes, Proceedings of the Fifty – First Annual International Conference of Doble Clients, 1984, Sec 10 – 701.
- [21] Patelli J. P., Tanguy A., Taisne J. P., Devaux F., Ryder S., Chemin E.: French Experience with Decision Making for Damaged Transformers, CIGRE 2002, Rep. 12 – 111.
- [22] Smekalov V. V., Dolin A. P., Pershina N. F.: Condition Assessment and Life Time Extension of Power Transformers, CIGRE 2002, Rep. 12 – 102.
- [23] Sobocki R., Kaźmierski M., Olech W.: Technical and Economic Assessment of Power Transformers, the Polish Practice, CIGRE 2002, Rep. Nr 12 – 104.

Badanie na odległość

Przydatność sygnałów monitoringu do diagnostyki stanu transformatora

Jerzy Buchacz, Zbigniew Szymański



Rys.1. Ekran systemu monitoringu z wyodrębnieniem części monitorującej i diagnostycznej



Jerzy Buchacz
ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o.



Zbigniew Szymański
ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o.

Streszczenie: Systemy monitoringu on-line instalowane na transformatorach, w zależności od użytych elementów składowych, dostarczają dużą ilość różnych sygnałów, które odzwierciedlają aktualny stan pracy jednostki. W artykule omówiono możliwość wykorzystania niektórych sygnałów do diagnostyki transformatora oraz omówiono sposoby interpretacji ich wartości.

Testing from a distance

The usefulness of signals from the monitoring for the diagnostic of the condition of the transformer

Abstract: On-line monitoring systems installed on transformers, depending on their applied elements provide a large number of signals showing the actual technical condition of the given unit. The paper deals with the possibility of applying selected signals to the diagnostic of the transformer as well as discusses methods of interpretation of values of these signals.

Изучение на расстоянии

Пригодность сигналов мониторинга для диагностики состояния трансформатора

Резюме: Системы мониторинга on-line инсталлированные на трансформаторах, в зависимости от применённых составных элементов, доставляют большое количество различных сигналов, которые отражают актуальное состояние работы единицы. В статье обсуждено возможность использования некоторых сигналов для диагностики Трансформатора а также обсуждено способы интерпретации их величины.

Wstęp

W Polsce działa już kilkadziesiąt systemów monitoringu on-line zamontowanych na transformatorach energetycznych o mocy powyżej 10 MVA. Ponieważ obecnie stan techniczny większości transformatorów określany jest na podstawie wyników analiz chromatograficznych gazów w próbkach oleju oraz pomiarów bezpośrednich, przeprowadzanych na wyłączonych jednostkach, istnieje potrzeba wyodrębnienia, spośród sygnałów dostarczanych przez urządzenia monitoringu, grupy dającej możliwość diagnozowania stanu jednostki i jej osprzętu. Konieczne jest również porównanie wielkości używanych do diagnostyki w trybie off-line, z danymi otrzymywanymi z systemu on-line.

System monitoringu on-line transformatorów

Zgodnie z definicją pojęcia „monitoring”, zadaniem systemu jest regularna obserwacja stanu badanego obiektu, zarówno w chwili bieżącej, jak w przeszłości (na podstawie zarejestrowanych danych). Umożliwia on również, po wprowadzeniu wcześniej ustalonych wartości granicznych parametrów, generowanie sygnałów ostrzegawczych i alarmowych dla obsługi oraz podpowiedzi dotyczących dalszego toku postępowania.

System monitoringu spełnia też funkcje sterowania transformatorem, głównie przez obliczenia możliwości obciążania jednostki i wyboru pozycji podobciążeniowego przełącznika zaczepów (PPZ), na podstawie wartości prądów, temperatur oraz wydajności układu chłodzenia.

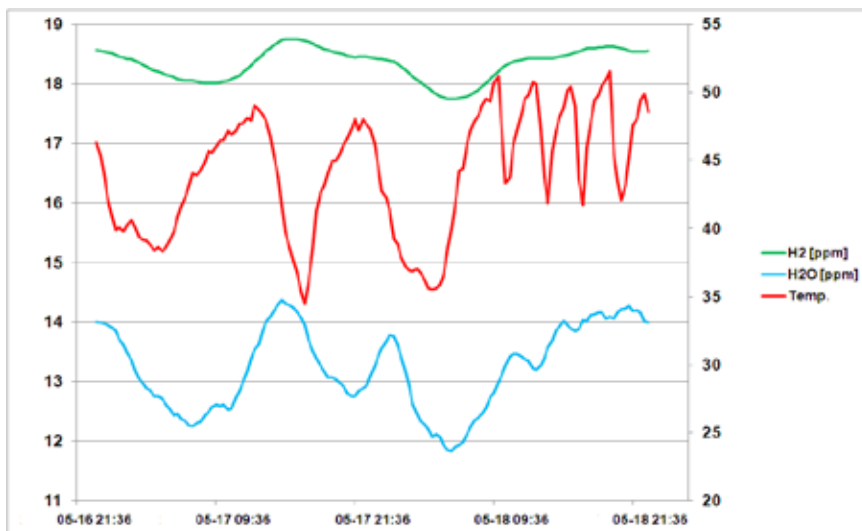
Zalecane wg [1] funkcje monitoringu obejmują zagadnienia:

• **ciepłne**

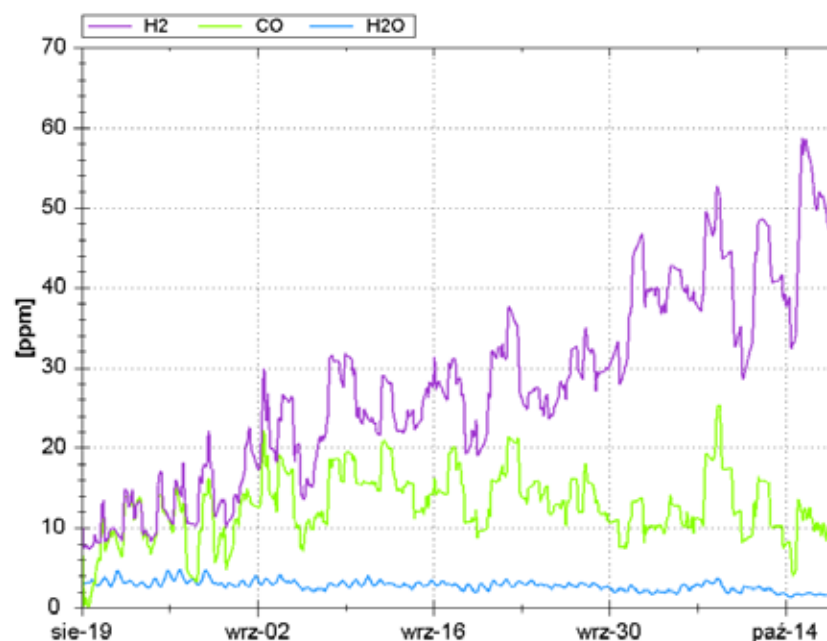
- temperatury oleju i uzwojeń,
- ciepłone zużycie izolacji,
- praca układu chłodzenia,
- możliwości obciążenia/przeciążenia transformatora,

• **elektryczne**

- wartości napięcia i natężenia prądu na zaciskach transformatora,
- prądy zwarciove,



Rys. 2. Zmiana zawartości wodoru i wody w oleju wywołana zmianą temperatury oleju.



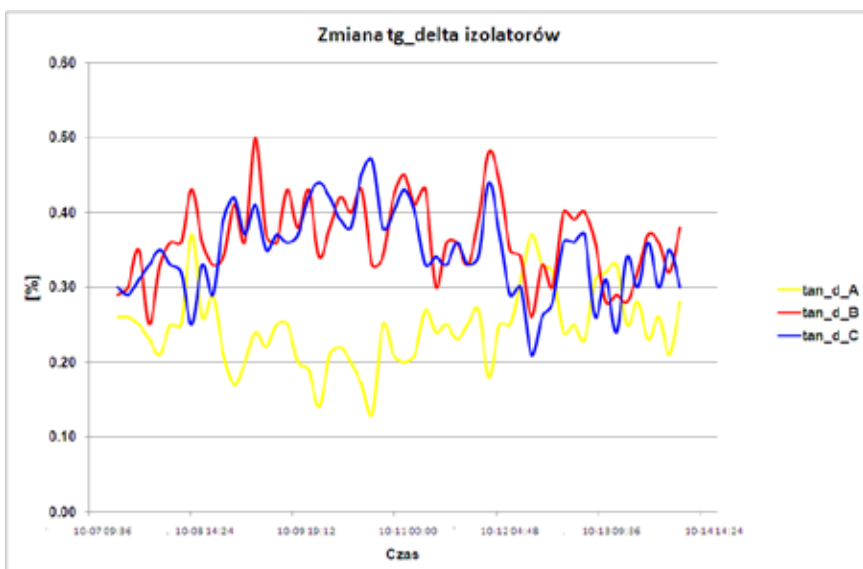
Rys. 3. Wzrost koncentracji wodoru spowodowany rozwijającym się uszkodzeniem

Tabela 1. Związek między uszkodzeniem, a zmianą parametrów izolatora przepustowego

Rodzaj uszkodzenia w izolatorze	Czynniki przyspieszające rozwój uszkodzenia	Wpływ na monitorowany parametr
uszkodzenia porcelany	duże zmiany temperatury, warunki atmosferyczne	zmiany tgδ
rozkład izolacji papierowej	podwyższona temperatura pracy	zmiany tgδ, powstawanie wylądowań niepełnych
zwarcia między warstwami folii metalowej	wady produkcyjne, zesterzenie papieru, migracja substancji przewodzącej	zwiększenie pojemności C1 izolatora
wtrąciny i kawerny w izolacji	wylądowania niepełne w kawernach	zmiana tgδ, powstawanie wylądowań niepełnych

Tabela 2. Wpływ zjawisk występujących w PPZ na monitorowane parametry

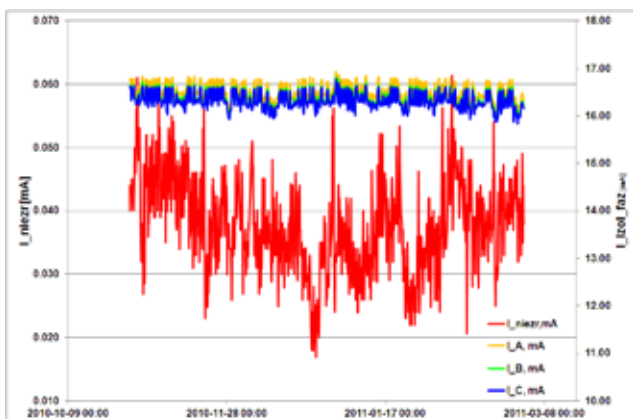
Zjawisko występujące w PPZ	Czynniki przyspieszające rozwój uszkodzenia	Defekt lub uszkodzenie	Wpływ na monitorowany parametr
przepływ prądu	niesprawny mechanizm napędu	zużycie styków, awaria napędu	wzrost prądu pobieranego przez silnik napędu
zużycie elementów	słaby docisk styków	stopniowy wzrost temperatury oleju, uszkodzenie/wypalenie styków	powolny wzrost temperatury oleju w PPZ
	zatrzymanie między pozycjami PPZ	szybki wzrost temperatury oleju w PPZ	szybszy wzrost temperatury oleju w PPZ w stosunku do temp. oleju w kadzi transformatora
	luzy mechaniczne	wypalenia i przegrzania styków	przekroczenie czasów przełączania
wyciek oleju/nieszczelność	niski poziom oleju	wylądowanie łukowe, nawet eksplozja	wskaźnik poziomu oleju – sygnalizacja



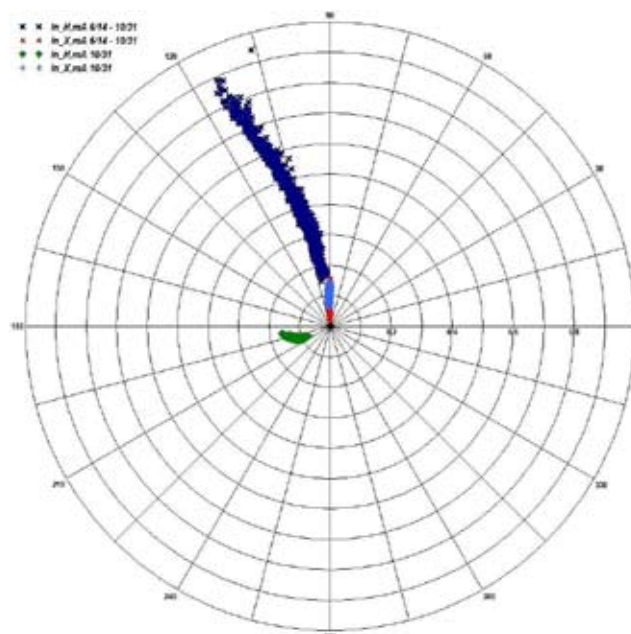
Rys. 4. Fluktuacje współczynnika strat tgδ izolatorów strony GN transformatora 240MVA/400kV

gnały grupy I obejmujące:

- sygnały z zabezpieczeń transformatora (przełącznik gazowo-przepływowy PPZ, wskaźnik poziomu oleju, zawór bezpieczeństwa, zawór odcinający kłapowy, sygnały z przekładników prądowych itp.),
- sygnały z przekładników prądowych i napięciowych,
- pomiar temperatury (oleju w każdej, w górnej, dolnej lub środkowej części uzwojeń, rdzenia, w szafie sterowniczej, w szafie PPZ, temp. otoczenia itp.),
- sygnały z szafy sterowania układem chłodzenia (zabezpieczenia nadprądowe, silnikowe, sygnały ze styczników, rodzaj sterowania, czujnik zaniku fazy itp.).



a). prądy upływu 3 izolatorów strony GN (oś po prawej) i prąd sumaryczny (wykres czerwony, oś z lewej), izolatory bez defektów



b). wykres prądu sumarycznego 3 izolatorów strony GN (granatowy, przy uszkodzonym izolatorze, zielony – po wymianie uszkodzonego izolatora)

Rys. 5. Zmienność sumarycznego prądu pojemnościowego 3 izolatorów strony GN w przypadku dobrego stanu izolatorów (a) i uszkodzenia jednego z nich (b)

- praca PPZ,
 - stan izolatorów,
 - inne
 - zawartość gazów i wody w oleju,
 - poziom oleju w konserwatorze,
 - badanie wyładowań niezpełnych.
- System monitoringu realizuje swoje funkcje dzięki zbieraniu i obróbce sygnałów pochodzących z różnych elementów transformatora i jego osprzętu. Sygnały te można podzielić na grupy:

- I – stan zabezpieczeń i informacja o parametrach pracy transformatora,
 - II – sygnały z czujników gazu i wody w oleju,
 - III - stan izolatorów,
 - IV – stan PPZ.
- Taki podział pozwala na wyodrębnienie w systemie części monitorującej i części diagnostycznej (rys.1).

Część monitorująca

Do części monitorującej należą sy-

Sygnały należące do tej grupy są tradycyjnie wyprowadzone do nastawni lub centrum dyspozycyjnego, ponieważ informują o aktualnym stanie jednostki i decydują o bezpieczeństwie eksploatacji. Spełniają bardzo ważną rolę, ale nie dostarczają informacji o rozwijających się defektach i zagrożeniach dla dalszej pracy transformatora.

Część diagnostyczna

Do diagnostyki części aktywnej transformatora, izolatorów przepustowych

oraz przełącznika zacze­pów, można wykorzystać sygnały grup II-III-IV, przy czym wypracowana diagnoza może dotyczyć:

- oceny stanu aktualnego,
- prognozy rozwoju lub zmian stanu,
- przyczyny rozwoju lub zmian stanu.

Diagnostyka części aktywnej transformatora

Obejmuje ona badanie izolacji papierowo-olejowej oraz rdzenia transformatora.

Wskaźnikami diagnostycznymi są:

- zawartość wody w oleju,
- zawartość gazów (1-8 gazów, najczęściej: wodór i tlenek węgla, następnie metan, etylen, acetylen).

Pomiar zawartości wody w oleju pozwala określić stopień zawilgoce­nia izolacji papierowej. Zbyt wysokie zawilgoce­nie może być przyczyną uszkodzeń układu izolacyjnego, szczególnie w miejscach, gdzie występują duże natężenia pola elektrycznego i wysokie temperatury. Ponadto wynik pomiaru zawartości wody może być wykorzystany do obliczenia bezpiecznego obciążenia transformatora,

aby unikać tzw. efektu bąbelkowania, czyli wydzielania się pęcherzyków pary wodnej przy szybkich zmianach obciążenia [2].

Gazy rozpuszczone w oleju powstają wskutek uszkodzeń wewnętrznych typu elektrycznego (wyładowania niezupełne, iskrzenia, łuk) oraz przegrzań występujących w obrębie kadzi transformatora, a także naturalnego starzenia izolacji papierowo-olejowej.

Dlatego monitoring zawartości wody i gazów w oleju pozwala na:

- uniknięcie uszkodzeń wywołanych nadmiernym zawilgoce­niem układu izolacyjnego,
- obserwację wolno rozwijających się defektów i odpowiednią reakcję w momencie przekroczenia ustalonych poziomów ostrzegawczych koncentracji gazów i wody.

Diagnostyka izolatorów przepustowych

Jedną z wiodących metod diagnostyki on-line izolatorów jest tzw. metoda sumy prądów [3], pozwalająca na badanie zmian współczynnika strat dielektrycznych tgδ oraz pojemności izolatorów [4]. Umożliwia ona wykrycie

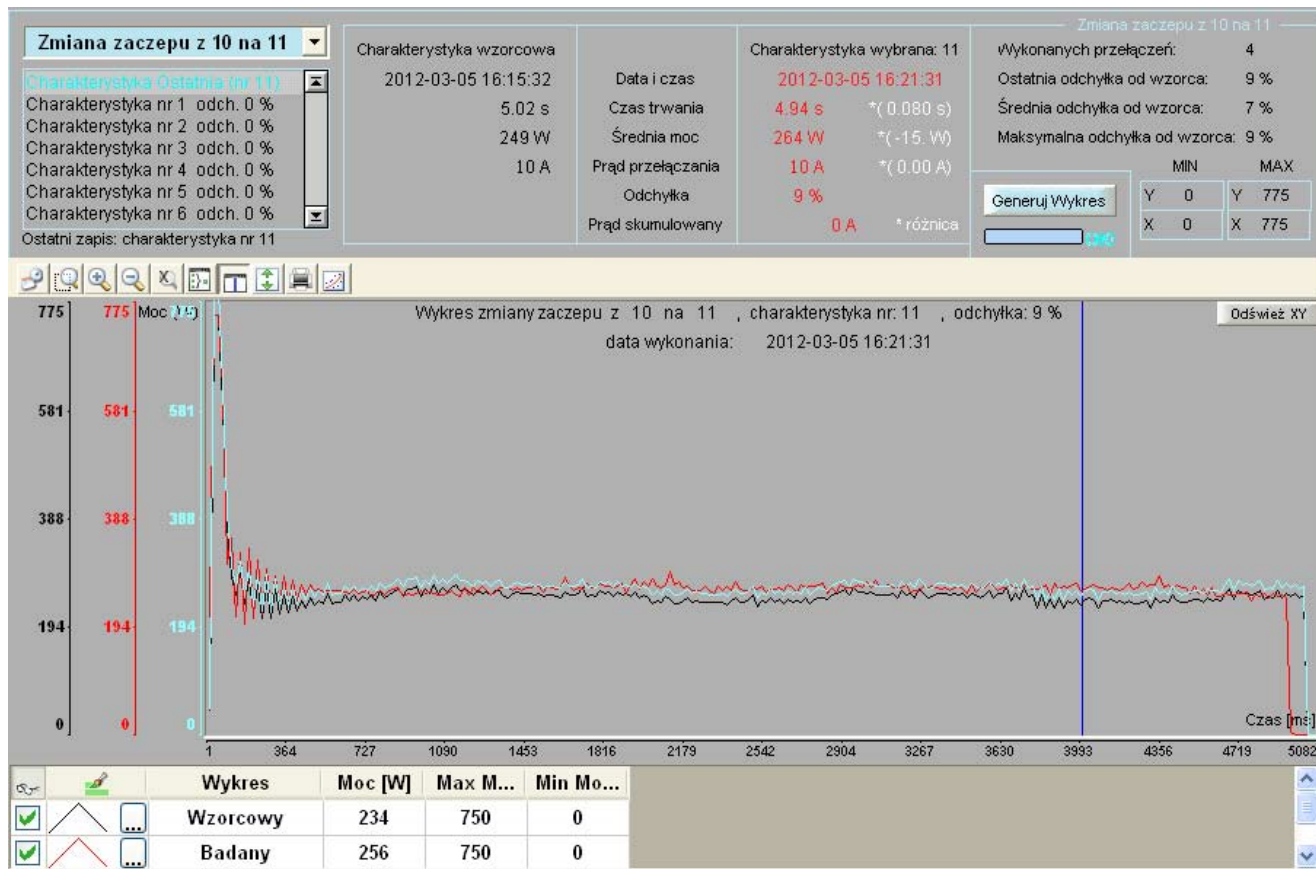
większości potencjalnych defektów tych urządzeń (tabela 1).

Monitoring podobciążeniowego przełącznika zacze­pów (PPZ)

Przełączniki zacze­pów są źródłem wielu problemów eksploatacji transformatorów. Podczas ich pracy występują usterki związane ze zużyciem styków, przeciążeniem, zmęczeniem materiałów, zacięciami napędu oraz rozregulowaniem. Usterki te mogą wywołać gwałtowny wzrost temperatury i uszkodzenia elementów mechanicznych oraz układu izolacyjnego PPZ.

Z tego powodu wskazana jest obserwacja temperatury oleju w kadzi przełącznika, prądu pobieranego przez silnik napędu, prądu obciążenia transformatora oraz wskaźników poziomu oleju w przełączniku.

Rejestracja przebiegu mocy pobieranej przez silnik napędu PPZ umożliwia porównanie z mocą pobieraną na początku eksploatacji, czyli swoistym „odciskiem palca”, dzięki czemu łatwiej jest określić stan techniczny, w jakim znajduje się silnik przełącznika. Związek między niektórymi zjawiskami zachodzącymi w PPZ, a ich wpływem



Rys. 6. Porównanie przebiegu mocy pobieranej przez silnik napędu PPZ z wzorce

na monitorowane parametry przedstawił w tabeli 2.

Dodatkowym atutem jest obliczanie prądu skumulowanego na podstawie prądu przełączanego, co ułatwia analizę starzenia się zaczepek oraz jego nadpalenia. Natomiast liczba przełączeń: całkowita oraz na poszczególnych zaczepekach i prąd skumulowany dają podstawę do wyznaczenia terminów przeglądu.

Przykłady interpretacji wyników

Interpretacja wyników analiz zawartości gazów i wody, czy też pomiarów izolatorów, uzyskiwanych w trybie on-line różni się od oceny wyników analiz DGA wykonywanych w laboratorium, czy też pomiarów izolatorów za pomocą mostka Scheringa, czy innego miernika pojemności i współczynnika strat dielektrycznych.

Analizy zawartości gazów wykonywane on-line cechują się znacznie mniejszą dokładnością, ($\pm 5\%$ do $\pm 20\%$ od wartości zmierzonej, nie mniej niż od 3 ppm do 25 ppm) niż analiza chromatograficzna wykonywana w laboratorium.

Porównując zawartość wody w oleju zmierzoną on-line i off-line należy zwrócić uwagę, że wynik w ppm, uzyskany metodą Karla-Fishera w laboratorium, oznacza bezwzględną zawartość, tzn. ilość miligramów wody w kilogramie oleju, a czujnik monitoringu mierzy wartości względne.

W zależności od zastosowanego czujnika są to:

zawartość względna (%) w stosunku do nasycenia przy aktualnej temperaturze oleju w transformatorze,

zawartość względna (%) w stosunku do nasycenia w temp. 25°C.

Wartości zawilgocenia w ppm, podawane przez niektóre czujniki, są obliczane na podstawie wartości względnych i temperatury oleju.

Przeliczenie zawartości wody w oleju na zawilgocenie izolacji papierowej jest przedmiotem ciągłych badań [5], co dodatkowo komplikuje ocenę wyników otrzymanych w trybie on-line.

Oprócz tego pomiary on-line ujawniają zmienność mierzonych parametrów (rys. 2), wywołaną zmianami

temperatury oleju (np. na skutek zmian obciążenia czy też temperatury otoczenia).

Rozwijające się uszkodzenie części aktywnej transformatora wywołuje wyraźny przyrost zawartości gazu (rys. 3).

Również parametry izolatorów przepustowych: współczynnik strat tg δ oraz pojemność podlegają fluktuacjom, które spowodowane są różnicami w napięciu linii, zmianami obciążenia, temperatury (rys. 4), a nie muszą oznaczać wystąpienia uszkodzenia.

W metodzie „sumy prądów” rozwijające się uszkodzenie izolatora wywołuje znacznie większy efekt, niż zmienność warunków pracy (rys. 5 a, b). Dlatego też przy badaniach on-line bardziej istotny jest trend zmian mierzonych wielkości, niż jej bezwzględna wartość, czy też dokładność metody pomiarowej i zastosowanego czujnika.

Dotyczy to również badań on-line przełącznika zaczepek, w przypadku pomiaru mocy pobieranej przez silnik napędu. Diagnoza stanu napędu opiera się na porównaniu przebiegu aktualnego z wzorcowym, zarejestrowanym na początku eksploatacji PPZ (rys. 6).

Daje to możliwość określenia przyczyny ewentualnej niesprawności układu napędu przełącznika, dzięki podzieleniu cyklu przełączania na następujące po sobie etapy:

- rozruch napędu,
 - praca jałowa,
 - praca klatki wybierakowej,
 - napinanie sprężyny przełącznika mocy,
 - przełączenie,
 - bieg jałowy napędu,
- i określeniu odstępstw od „odcisku palca” w każdym z nich.

Wnioski

Sygnały diagnostyczne, rejestrowane przez systemy monitoringu on-line mogą dostarczać informacji służących do oceny stanu transformatora w zakresie:

- części aktywnej,
 - izolatorów przepustowych,
 - przełącznika zaczepek,
- konieczne jest jednak ciągłe doskonalenie sposobów ich interpretacji i kryteriów oceny.

W tym celu należy analizować diagnozy opracowane na podstawie wyników znanych metod pomiarowych i metod on-line oraz tworzyć na jej podstawie „bazę wiedzy” możliwą do wykorzystania jako część ekspercką systemu monitoringu.

Dla uzyskania dodatkowych informacji diagnostycznych, do systemu monitoringu można wprowadzić:

- badanie wyładowań niezupełnych, bezpośredni pomiar temperatury wewnątrz uzwojeń,
- badanie drgań mechanicznych, które są już technicznie dostępne.

Literatura:

- [1] "Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers" CIGRE 2008, Brochure no. 343.
- [2] "Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems" CIGRE 2008, Brochure no. 349.
- [3] M. F. Lahman, W. Wolf, P. A. von Guggenberg, "On-line diagnostics of high-voltage bushings and current transformers using the sum current method". IEEE Transaction on Power Delivery vol 15 No.1 January 2000.
- [4] J. Buchacz, Z. Szymański, P. Warczyński, „Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową” Konferencja „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów”, Wisła 2010r.
- [5] M. Koch "Reliable moisture determination in power transformers", ELECTRA, no. 255, April 2011.

Olej mineralny w transformatorach do regeneracji

Regeneracja oleju mineralnego w eksploatowanych transformatorach dla przywrócenia odpowiednich właściwości, jako alternatywa dla jego wymiany

Halina Olejniczak, Teresa Buchacz, Bożena Bednarska, Paweł Warczyński

Wprowadzenie

Sposób zarządzania eksploatacją transformatorów uwarunkowany jest strukturą wiekową ich populacji oraz związanymi z nią problemami i zagrożeniami. Dotyczą one również oleju izolacyjnego, traktowanego obecnie jako integralna część transformatora, którego stan techniczny może mieć decydujący wpływ na bezpieczeństwo pracy całego urządzenia.

W krajowej energetyce aktualnie eksploatowana populacja transformatorów dzieli się wyraźnie na dwie grupy, w których występują innego rodzaju zagrożenia związane z izolacją ciekłą [1]. Jedną z nich to jednostki starej konstrukcji, głównie z lat 70. i 80., wykazujące znaczny już stopień zesterzenia i zużycia oleju. Stanowią one zdecydowaną większość w naszym syste-

mie energetycznym. O dalszym ich pozostawianiu w eksploatacji decydują czynniki ekonomiczne, a uzasadnia niewielkie zazwyczaj zużycie izolacji papierowej, wynikające z mniejszych niż projektowane obciążenia. Obok nich występuje mniej liczna grupa transformatorów wiekowo młodszych, o nowoczesnej materiałooszczędnej konstrukcji, z których część została napełniona olejami korozyjnymi, zawierającymi dodatek w postaci disiarczku dibenzylu (DBDS), który w założeniu miał wydłużyć ich trwałość eksploatacyjną, a w praktyce stał się przyczyną korozyjności [2]. Oleje te produkowano w latach 1995-2006 i choć spełniały wymagania ówczesnej normy (mało rygorystycznej, jak się okazało w stosunku do procedury badań siarki aktywnej), stały się przyczyną powstawania przewodzących osadów siarczku miedzi oraz nieodwracalnych zmian

w izolacji papierowej i powodem licznych awarii transformatorów [3]. Ilość pracujących w kraju jednostek napełnionych korozyjną izolacją szacuje się na ok. 300, przy czym skala problemu jest znacznie szersza, ze względu na używanie tych olejów również do wymian i dolewek w starszych typach transformatorów.

Wobec braku ze względów ekonomicznych perspektyw zastąpienia w najbliższym czasie wyeksploatowanych urządzeń nowymi, a z drugiej strony posiadaniem znacznej liczby jednostek napełnionych olejami korozyjnymi, pojawiła się pilna potrzeba prowadzenia odpowiedniej diagnostyki, skierowanej do tej właśnie populacji, która pozwoliłaby ocenić ryzyko związane z obecnością w oleju niepożądanych i stwarzających zagrożenie składników, takich jak: polarne produkty zesterzenia i siarka aktyw-



Halina Olejniczak
ZPBE
Energopomiar
– Elektryka
Sp. z o.o.
Gliwice



Teresa Buchacz
ZPBE
Energopomiar
– Elektryka
Sp. z o.o.
Gliwice



Bożena Bednarska
ZPBE
Energopomiar
– Elektryka
Sp. z o.o.
Gliwice



Paweł Warczyński
ZPBE
Energopomiar
– Elektryka
Sp. z o.o.
Gliwice

Streszczenie: W artykule omówiono przyczyny i skutki obecności w olejach izolacyjnych niepożądanych składników: stałych zanieczyszczeń, produktów starzenia, a także w przypadku olejów korozyjnych - aktywnej siarki. Podano sposób regeneracji na miejscu zainstalowania transformatora. Zaprezentowano dotychczasowe doświadczenia w prowadzeniu nadzoru nad regeneracją olejów zesterzonych i korozyjnych w krajowych transformatorach. Podano uzyskiwane w praktyce wyniki, w tym również po kilku latach dalszej eksploatacji od wykonania zabiegu.

Regeneration of transformer oil

Regeneration of the transformer oil in operating transformers to recover its proper properties as an alternative to its replacement

Abstract: The paper discusses the reasons and outcomes of the presence of unwanted elements in insulating oils: solid particles, products of aging as well as in case of corrosion oils – active sulphur. Some up to date experience in the supervision of the regeneration of aged oils and corrosive oils in the country's transformers have been presented. Practical results have been presented also these from the extended operation from the date of the regeneration.

Регенерация трансформаторного масла

Регенерация минерального масла в эксплуатируемых трансформаторах для восстановления соответствующих свойств, как альтернатив для его замена

Резюме: В статье оговорено причины и последствия присутствия в изоляционных маслах нежелательных компонентов: твёрдых загрязнений, продуктов старения, а также в случае коррозионных масел – активной серы. Представлено существующее до сих пор опыты в ведении надзора над регенерацией устаревших и коррозионных масел в отечественных трансформаторах. Подано достигаемые в практике результаты, в том числе тоже после нескольких годах дальнейшей эксплуатации с момента проведения регенерации.

na. Decyzje dotyczące konieczności ich usunięcia, w celu przywrócenia właściwego stanu izolacji oraz dokonania wyboru metody uzdatniania, jak i czasu realizacji, są kluczowe dla kontynuowania niezawodnej pracy tych transformatorów. Niewłaściwe natomiast byłoby zaniechanie w tej sytuacji jakichkolwiek działań ukierunkowanych na zmniejszenie ryzyka uszkodzeń jednostek, eksploatowanych z zestarzoną lub korozyjnym olejem.

Niepożądane składniki w oleju oraz związane z nimi zagrożenia

Analiza procesu starzenia

Nowy, nie używany jeszcze olej elektroizolacyjny powinien posiadać dobre i stabilne właściwości oraz cechować się dużą kompatybilnością z materiałami konstrukcyjnymi transformatora. Decyduje o tym jego skład chemiczny, uwarunkowany przez rodzaj surowca i technologię produkcji oraz sposób przewożenia i magazynowania, który ma wpływ na wnikanie gazów, wilgoci i stałych zanieczyszczeń z otaczającej atmosfery.

Z upływem czasu, każdy olej mineralny w transformatorze ulega niekorzystnym zmianom pod wpływem warunków, w jakich jest eksploatowany. Obserwuje się systematyczne, a w niektórych przypadkach przyspieszone pogarszanie jego parametrów wskutek pojawiania się zanieczyszczeń, pochodzących zarówno z o-

czenia, jak i wnętrza urządzenia. Może to być zarówno woda, jak i powietrze atmosferyczne oraz zanieczyszczenia fizyczne (ziarna piasku, opiłki metali, włókna celulozy) i chemiczne (produkty rozkładu izolacji olejowo - papierowej, w tym również gazowe).

Główną przyczyną degradacji oleju jest utlenianie, a mechanizm jego przebiegu został wielokrotnie, szczegółowo opisany w literaturze fachowej [4]. Początkowo zmiany ograniczają się do pogorszenia właściwości dielektrycznych, a następnie w wyniku rozkładu węglowodorów tworzących strukturę oleju powstają wolne rodniki, alkohole, woda, aldehydy, ketony i kwasy organiczne. W zaawansowanych etapach starzenia tworzą się zawiesiny koloidalne, substancje żywiczne i woski oraz wytrąca się osad, który blokuje kanały chłodzące. Następstwem tego są stale pogarszające się warunki oddawania ciepła, a także obniżenie wytrzymałości dielektrycznej układu izolacyjnego. Problem ten dotyczy głównie transformatorów napełnianych w przeszłości olejami gorszej jakości, w których często obserwuje się już defekty o charakterze niskotemperaturowych przegrzań.

Procesy degradacji materiałów konstrukcyjnych oddziałują na siebie wzajemnie, prowadząc także do skrócenia żywotności izolacji papierowej, która w środowisku kwaśnym, przy jednocześnie utrudnionej konwekcji ciepła spowodowanej przylegającą do niej warstwą osadu, ulega szybszej destrukcji.

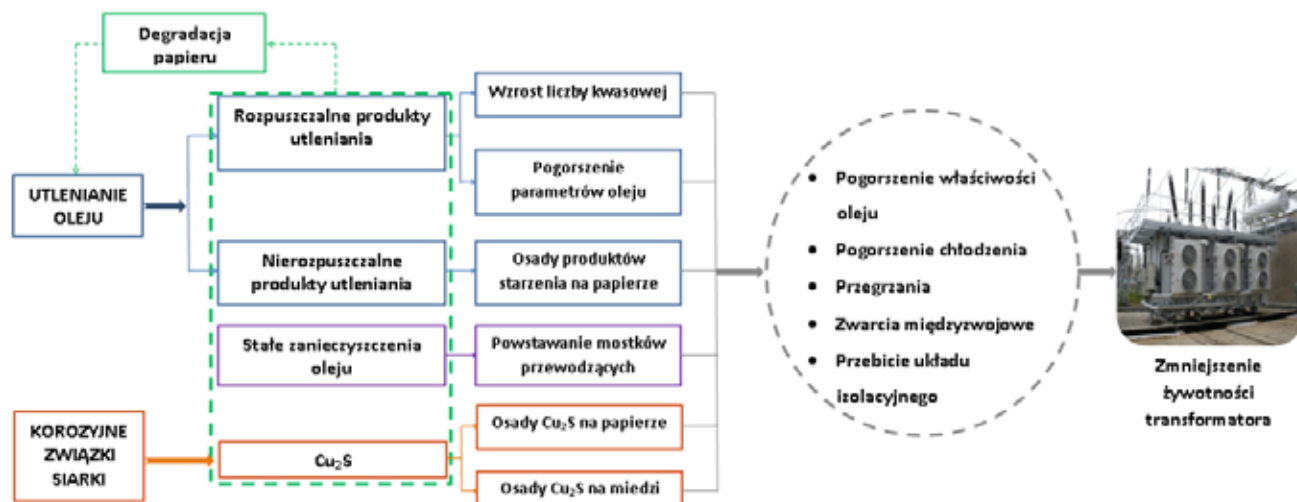
Poza to, wskutek zużywania się

materiałów konstrukcyjnych powstają cząstki stałych zanieczyszczeń, z których najbardziej niebezpieczne są przewodzące. Gromadzą się one w obszarach o największym natężeniu pola elektrycznego i podtrzymują wyładowania niezupełne, stwarzając zagrożenie przebiciem układu izolacyjnego. Mechanizm degradacji oleju spowodowany różnymi czynnikami: starzeniem i korozyjnymi związkami siarki przedstawiono na schemacie (rys.1).

Graniczne wartości parametrów oleju w eksploatacji podano w [5]. Opracowano je na podstawie analizy statystycznej obszernej bazy wyników zebranych w Energopomiarze, który od dziesięcioleci prowadzi badania izolacji transformatorów na szeroką skalę. Są one okresowo nowelizowane, a ich przekroczenie wiąże się ze znacznym zmniejszeniem marginesu bezpiecznej eksploatacji tych urządzeń.

Analiza przyczyn i skutków korozyjności olejów

Oleje transformatorowe produkowane z ropy naftowej zawierają niewielką ilość siarki elementarnej oraz jej związków [6]. Całkowite ich wyeliminowanie nie jest wskazane z uwagi na to, że niektóre zachowują się jak naturalne inhibitory, które opóźniają procesy starzeniowe. Negatywnie natomiast oddziałuje siarka aktywna, reagująca z miedzią i srebrem. W niekorzystnych warunkach pracy transformatora, którym sprzyja ograniczony dostęp tlenu, przeciążenia i przepięcia, a także przegrzania spowodowane mało wydolnym



Rys. 1. Mechanizm degradacji oleju i jej wpływ na żywotność transformatora



a. produkty starzenia oleju na odpyłkach uzwojenia regulacyjnego transformatora 25MVA o 32-letniej eksploatacji



b. siarczki miedzi w miejscu przeplecenia przewodów równoległych uzwojenia DN transformatora 63MVA (faza B)

Rys. 2. Widok osadów o różnym pochodzeniu na części aktywnej transformatorów

chłodzeniem, tworzą się przewodzące osady siarczku, które osłabiają układ izolacyjny, prowadząc do wyładowań i wysokiego ryzyka wystąpienia przebiecia [7]. Niebezpieczeństwo to zwiększa się szczególnie w jednostkach nowych, gdzie uzasadniona ekonomicznie oszczędna, jeśli chodzi o materiały izolacyjne konstrukcja, wykazuje większą podatność na uszkodzenie. Wśród substancji odpowiedzialnych za efekt korozyjności olejów były również te, które dodawano celowo, jak wspomniany już na wstępie DBDS, mający w zamierzeniu poprawić odporność oksydacyjną oleju.

Na rys. 2a pokazano osady produktów zesterzenia oleju, pokrywających wyraźnie widoczną warstwę powierzchni części aktywnej transformatora o mocy 25MVA. Po 32 latach eksploatacji w spółce dystrybucyjnej, jednostka ta z powodu stwierdzonego wysokiego stopnia zawilgocenia została przewieziona do zakładu remontowego celem podsuszenia izolacji. Obok widok fragmentów przewodów miedzianych pokrytych siarczkiem miedzi z uszkodzonego transformatora przemysłowego o mocy 63MVA, któremu 10 lat temu wymieniono pierwotną izolację ciekłą na olej korozyjny.

Sposoby usuwania niepożądanych składników oleju

W przypadku, gdy właściwości oleju nie spełniają już wymagań określonych w [5], należy podjąć działania

w celu przywrócenia izolacji ciekłej odpowiedniego stanu. Obecne w oleju transformatorowym zanieczyszczenia, w tym szczególnie polarne produkty utleniania oraz reaktywne, korozyjne związki siarki, ze względu na swą rozpuszczalność w oleju nie są usuwane przy pomocy zazwyczaj stosowanej obiegowej obróbki z użyciem filtrów oraz próżni. Do tego celu dedykowane są metody regeneracyjne, najczęściej adsorpcyjne, charakteryzujące się prostą technologią, a zarazem wysoką efektywnością usuwania polarnych zanieczyszczeń [8]. Stosowane do oczyszczania olejów sorbenty mogą być pochodzenia naturalnego lub syntetycznego, a ich aktywność związana jest z silnie polarną powierzchnią. Poprawiają one nie tylko większość parametrów oleju, ale przywracają również jasną barwę i pierwotną odporność na utlenianie (jak dla olejów świeżych). Dodatkowo, zabieg ten wpływa korzystnie na izolację papierową, ze względu na możliwość usunięcia produktów jej degradacji, jak również nagromadzonych osadów na całej powierzchni części aktywnej. Zalety te dotyczą również regeneracji olejów korozyjnych, z których usuwane są skutecznie związki aktywnej siarki. Po zakończeniu procesu, w celu zapewnienia stabilności uzyskanych parametrów dodawany jest syntetyczny przeciwutleniacz DBPC (2,6 di-tert -butylo- parakrezol), co powoduje zmianę kwalifikacji oleju, który odtąd będzie należał do grupy inhibitowanych.

Parametry oleju, które są możliwe do poprawy w wyniku obróbki pro-

wadzonej tradycyjnymi metodami (wirowanie, filtrowanie, odgazowanie i odwodnienie pod próżnią) oraz z wykorzystaniem procesu regeneracji zestawiono w tabeli 1. Wybór odpowiedniej metody uzależniony jest od stopnia i rodzaju jego zanieczyszczenia.

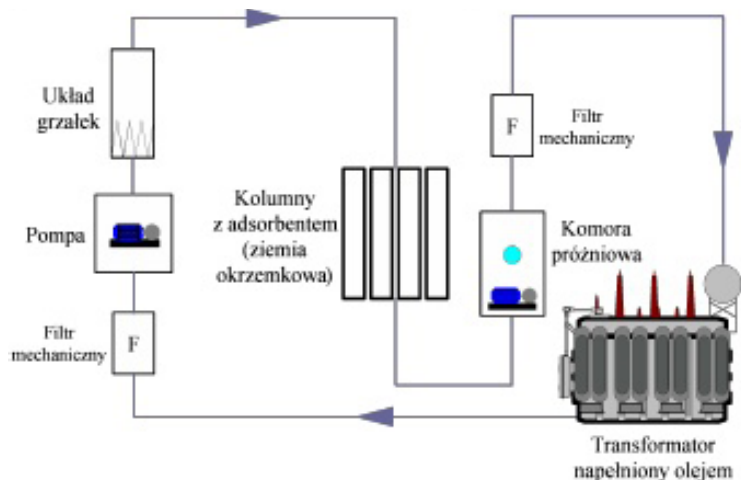
Tabela 1. Parametry oleju, które poprawiają zabiegi tradycyjnej obróbki oraz regeneracji

Obróbka oleju	Regeneracja oleju
Wysoka zawartość wody	Ciemna barwa
Wysoka zawartość gazów	Niskie napięcie powierzchniowe
Obniżone napięcie przebiecia	Wysoki współczynnik strat dielektrycznych i niska rezystywność
Nadmierna zawartość stałych zanieczyszczeń	Wysoka liczba kwasowa
Zmętnienie oleju	Obecność osadów lub szlamów
	Obecność korozyjnych związków siarki
	Nieodpowiednie parametry oleju dotyczące wody i gazów

Oczyszczanie adsorpcyjne przeprowadza się najczęściej metodą perkolacyjną, przepuszczając przez warstwę złoża olej transformatorowy i wykorzystując do tego celu przewoźne urządzenia, które umożliwiają realizację tego zabiegu na miejscu zainstalowania, bez konieczności wyłączenia transformatora z eksploatacji. Proces przejścia oleju przez kolumny regeneracyjne powtarzany jest wielokrotnie, aż do uzyskania zadowalających wartości parametrów oleju, bądź usunięcia związków siarki korozyjnej. Przy tej okazji, co warto podkreślić, olej jest dodatkowo uzdatniany w komorze próżniowej, gdzie następuje jego od-

gazowanie i odwodnienie. Zdolność selektywnego usuwania niepożądaných składników stopniowo zmniejsza się, stąd konieczna jest okresowa regeneracja adsorbentów, najczęściej termiczna. Schemat ideowy instalacji do regeneracji przedstawiono na rys. 3.

niem związanych z prowadzeniem właściwego nadzoru nad eksploatacją transformatorów, rozpoczęła prace badawcze nad skutecznością regeneracji olejów użytkowanych w Polsce. W kooperacji z zagranicznym ośrodkiem wykonującym tego typu prace, przeprowadziliśmy cały szereg prób



Rys. 3. Schemat ideowy układu do regeneracji z zastosowaniem kolumn adsorpcyjnych

Regeneracja, jako metoda przywracania odpowiednich właściwości olejom, znana jest od szeregu lat i stosowana w wielu krajach, także europejskich. Stanowi alternatywę dla kosztownej wymiany izolacji ciekłej na nową. Nie bez znaczenia są również inne korzyści związane np. z ekologią, gdyż olej zużyty traktowany jest obecnie jak niebezpieczny odpad, a także z mniejszym zużyciem złóż ropy naftowej, do których dostęp jest coraz trudniejszy.

i badań na zregenerowanych (w skali laboratoryjnej) olejach pobranych z transformatorów eksploatowanych w krajowej energetyce. Potwierdziły one zarówno możliwość przywrócenia w wyniku tego zabiegu dobrych parametrów olejom zestarzonej, jak i upewniły o stabilności tych wskaźników, które utrzymywały się na zadawalającym poziomie w długim horyzoncie czasowym.

W tym celu przeprowadzono próby odporności na utlenianie wg obowiązującej normy [9], którym poddawano olej bezpośrednio po wykonaniu zabiegu regeneracji, ale jeszcze przed dodaniem inhibitora (DBPC), jak i po jego zastosowaniu w dwóch różnych stężeniach. Podczas starzenia przestrzegano odpowiedniego czasu trwania tej próby, rekomendowanego dla olejów nieinhibitowanych oraz inhibitowanych z uwzględnieniem ilości tego dodatku.

W tabeli 2 podano przykładowe wyniki badań zregenerowanego dla celów doświadczalnych oleju pobranego z autotransformatora o mocy 160MVA po blisko trzydziestoletniej eksploatacji, który charakteryzował się znacznym już stopniem zużycia oraz zawierał jucz korozyjne związki siarki (DBDS), pochodzące z kilkukrotnych dolewek oleju korozyjnego Nytro 10GBN.

Pomimo wieloletniej eksploatacji oleju, przeprowadzona regeneracja przywróciła izolacji ciekłej odporność na starzenie taką, jaką przewiduje się dla olejów świeżych klasy standard i to w każdym przypadku. Analizując wartości poszczególnych wskaźników, stwierdzono najlepszą skuteczność i wysoką odporność na utlenianie oleju zainhibitowanego ilością DBPC wynoszącą 0,3% wag., którą uznano za optymalną. Uzyskane rezultaty badań rokuja możliwość długotrwałej jeszcze eksploatacji olejów zregenerowanych, co potwierdzają doświadczenia zagraniczne, zebrane w różnych ośrodkach, w tym szwedzkich i brytyjskich [10].

Dotychczasowe doświadczenia Energopomiaru dotyczące badań olejów zregenerowanych

Energopomiar-Elektryka, jako firma, której działalność nakierowana jest na szeroką problematykę dotyczącą energetyki, w tym szczególnie zagad-

Kwalifikowanie transformatorów do przeprowadzenia regeneracji

W krajowej energetyce od kilku już lat obserwuje się zwiększone zainteresowanie regeneracją, jako alternatywą dla zazwyczaj praktykowanej wymiany oleju. Decyzje te mają przede wszystkim swoje uzasadnienie ekonomiczne, gdyż koszty regeneracji są blisko o połowę niższe i to pomimo korzyści przewyższających wymianę oleju o wartość dodaną, jaką jest równoczesna poprawa stanu izolacji papierowej. Zostaje ona podczas prowadzonego procesu pozbawiona zarówno resztek pierwotnego oleju, jak i warstwy osadu oraz zanieczyszczeń, które często przyczyniają się do systematycznego pogarszania warunków odprowadzania ciepła w transformatorze i szybszej destrukcji celulozy. Nadto, istotna jest również możliwość wykonania tego zabiegu podczas pracy transformatora. Okres koniecznego przestoju to czas potrzebny wyłącznie do zamontowania i odłączenia aparatury. Nie bez znaczenia są też, o czym już wspomniano, aspekty ekologiczne związa-

Tabela 2. Wyniki badań odporności na utlenianie wg PN-EN 61125/C zregenerowanego oleju

Parametr	Wartości zmierzone Olej zregenerowany			Wartości dopuszczalne dla olejów świeżych wg PN-EN 60296	
	bez dodatku inhibitora	z dodatkiem 0,08% DBPC	z dodatkiem 0,30% DBPC	standardowych	specjalnych
Czas próby [h]	164 [h]	332 [h]	500 [h]		
Całkowita liczba kwasowa [mgKOH/gal]	1,1	0,8	0,2	1,2	0,3
Zawartość osadów [%]	0,17	0,05	0,03	0,8	0,05
Współczynnik strat dielektrycznych tgδ w temp. 90°C	0,421	0,204	0,112	0,5	0,05

ne z oszczędnością nieodnawialnych zasobów ropy naftowej, jak również ograniczenia ilości powstających odpadów, których utylizacja wiąże się z coraz większymi kosztami.

O celowości i opłacalności zabiegu, podobnie jak w przypadku decyzji o wymianie oleju, decydować będzie głównie zadowolający jeszcze stan izolacji papierowej, (najczęściej oceniany na podstawie zawartości związków pochodnych furanu, powstających w procesie degradacji celulozy) [11], jak i brak poważniejszych defektów wewnętrznych, potwierdzony wynikami DGA.

Odnośnie do olejów zawierających siarkę aktywną, podstawą decydującą o wykonaniu regeneracji jest nie tylko wynik badania korozyjności, ale również rezultat przeprowadzonej dla każdego przypadku indywidualnej, wielokierunkowej analizy czynników sprzyjających powstawaniu osadów siarczku miedzi [12]. Wśród jednostek wymagających szczególnej uwagi w opinii grupy roboczej A2.32 CIGRE wymienia się te transformatory, które pracują w utrudnionych warunkach eksploatacyjnych (np. nadmierne obciążenia lub zmiany obciążeń, przepięcia i zwarcia na linii,

wewnętrzne usterki powodujące przegrzania itp.), gdzie ryzyko przemiany związków siarki w bardziej reaktywne jest znaczne. Kwalifikowanie oleju do tego zabiegu bez względu na powód regeneracji, związany albo z samym tylko zestarzeniem izolacji ciekłej lub obecnością korozyjnych związków siarki, jak również obu zagrożeniami występującymi jednocześnie, powinno odbyć się w miarę szybko, aby uzyskać lepsze i trwalsze efekty poprawy. Należy jednak mieć na uwadze, że żadne działania zapobiegawcze nie usuną już istniejących osadów siarczku miedzi, ani nie przywrócą długotrwałej żywotności olejom o bardzo wysokim stopniu degradacji.

Kontrola oleju podczas prowadzonej regeneracji

Wg obszernych informacji zagranicznych oraz zebranych dotychczasowych doświadczeń własnych, właściwości izolacji ciekłej transformatora po przeprowadzonym zabiegu powinny być zbliżone do wymaganych, jak dla olejów nowych, znajdujących się w transformatorach oddawanych do eksploatacji. Dla zapewnienia sku-

teczności regeneracji, należy żądać gwarancji od wykonawcy tych prac w zakresie możliwych do uzyskania parametrów, a jej efekty powinny zostać udowodnione poprzez wyniki odpowiednich badań, prowadzonych w trakcie i po zakończeniu procesu. W przypadku olejów zestarzonych, zazwyczaj o ciemnej barwie, użytkownik transformatora może sam śledzić efektywność regeneracji, choćby przez zwykłą ocenę wyglądu pobieranych sukcesywnie próbek, gdyż ich kolor powinien stopniowo się zmieniać aż do jasnego, charakterystycznego dla olejów świeżych. Brak zmiany zabarwienia jest takim prostym wskaźnikiem nieodpowiednio prowadzonego procesu. Również w przypadku olejów korozyjnych istnieje możliwość kontroli poprawności procesu regeneracji poprzez sprawdzanie zawartości DBDS, która powinna stopniowo się zmniejszać, a także śledzenia zmian wyglądu przewodu miedzianego oraz papieru izolacyjnego kontaktowanego z regenerowanym olejem w warunkach próby korozyjności wg [13].

Dla celów doświadczalnych, laboratorium Energopomiaru- Elektryka wykonało szereg wspomnianych badań podczas trwania regeneracji oleju



a. prawidłowa



b. nieprawidłowa

Rys. 4. Zmiana zabarwienia próbek podczas regeneracji



a. prawidłowa

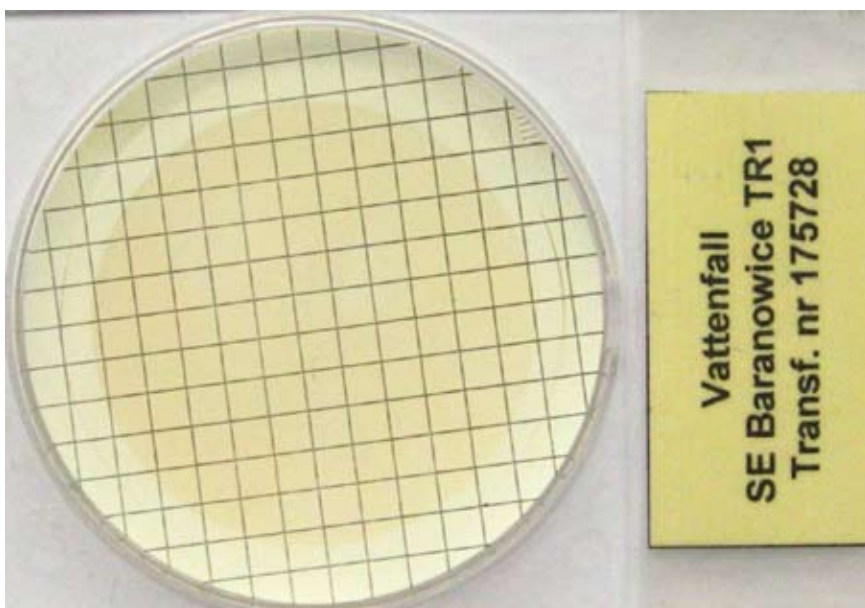


b. nieprawidłowa

Rys. 5. Zmiana zabarwienia nalotów na miedzianym przewodzie podczas regeneracji

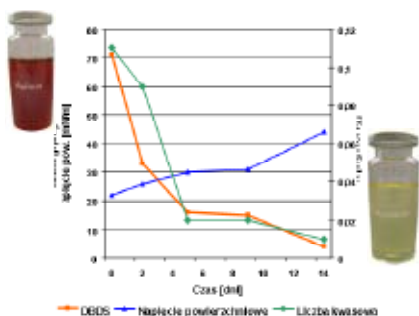
Tabela 3. Wyniki badań oleju z transformatora 150MVA przed i po regeneracji

Lp.	Parametr	Wyniki pomiarów				
		Przed regeneracją	Po zabiegu regeneracji	Po roku od regeneracji	Po dwóch latach od regeneracji	Po trzech latach od regeneracji
1.	Liczba kwasowa [mgKOH/g]	0,11	0,01	0,01	0,01	0,01
2.	Współ. strat diel. tgδ (50°C)	0,0096	0,0002	0,0005	0,0006	0,001
3.	Napięcie powierzchniowe [mN/m]	22	45	43	43	42
4.	DBDS [mg/kg]	71	4	4	4	4



Rys. 6. Wygląd sączka przez który przefiltrowano 100ml

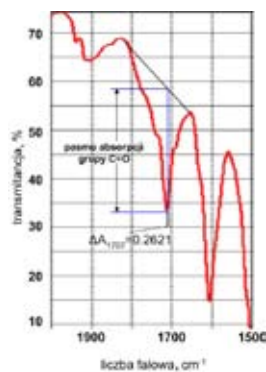
w kilku krajowych transformatorach. Na rys. 5a przedstawiono wygląd przewodu miedzianego po próbach z olejem, jeszcze przed rozpoczęciem jego regeneracji oraz w kolejnych dniach trwania zabiegu (po 7, 9, 13 i 15-tym dniu), który został prawidłowo wykonany. Obok pokazano efekty nieskutecznej regeneracji, podczas której ilość siarki korozyjnej zmniejszyła się jedynie w stopniu niewielkim. Powoduje ona nadal negatywne zmiany na powierzchni przewodu w postaci osadów siarczku.



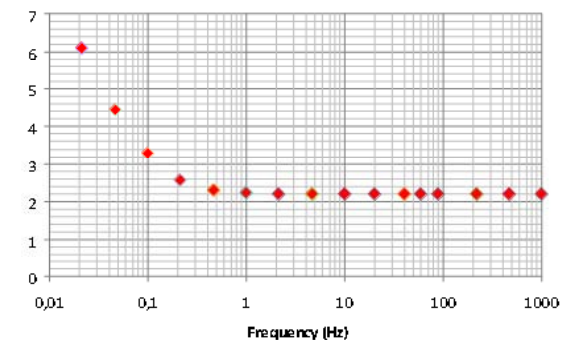
Rys. 7. Przebieg zmian zawartości DBDS oraz napięcia powierzchniowego i liczby kwasowej podczas trwania regeneracji

Doświadczenia praktyczne dotyczące skuteczności regeneracji i trwałości uzyskiwanych parametrów - przykłady

Dotychczas w krajowej energetyce zregenerowano oleje w ponad pięćdziesięciu transformatorach, przy czym w wielu przypadkach Energopomiar-Elektryka prowadził nadzór nad



a. fragment widma IR z widocznym głębokim pasmem absorpcji przy liczbie falowej 1707cm⁻¹ (związki polarne z grupą C=O)



b. charakterystyka ε'' = ε''(f) w temperaturze 50°C

Rys. 8. Wyniki badań dodatkowych świadczących o zestarzeniu oleju

przebiegiem procesu. Niektóre z tych jednostek podlegają dalszej kontroli w Energopomiarze w ramach programu badań okresowych, zaleconych przez [5].

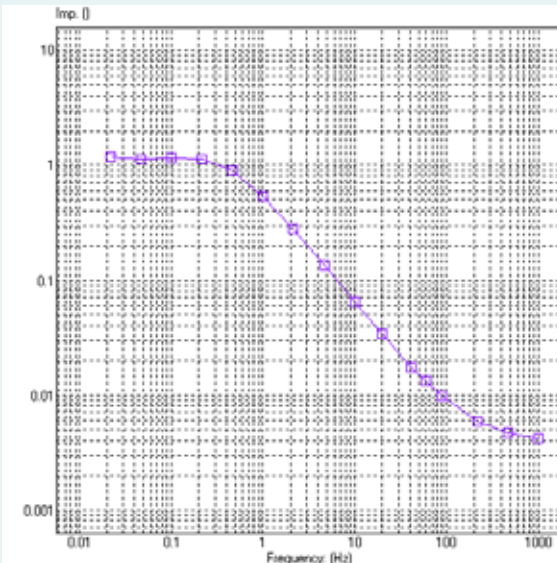
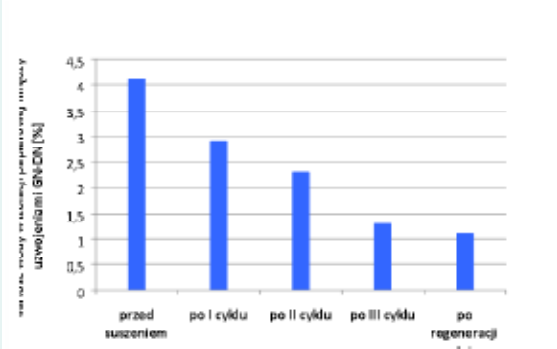
Z dotychczasowych doświadczeń wynika, że większość zregenerowanych olejów utrzymuje bardzo dobre i stabilne właściwości podczas dalszego użytkowania. Wyjątek stanowią niektóre tylko, mocno już zestarzone oleje, sprowadzane przed laty do transformatorów głównie II grupy, które już w momencie ich produkcji charakteryzowały się niską jakością. Dla tych nielicznych przypadków stwierdzano niewielkie pogorszenie się parametrów oleju w pierwszych kilku miesiącach od wykonanego zabiegu. Nie limituje to jednak zasadności regeneracji również w tej sytuacji, zwłaszcza gdy celem jest przedłużenie okresu niezawodnej eksploatacji starej jednostki przed planowanym zakupem nowej.

Poniżej podano kilka przykładów transformatorów zakwalifikowanych do regeneracji oleju oraz omówiono uzyskane rezultaty przeprowadzonych zabiegów.

Przykład 1. Transformator blokowy 150MVA, rok budowy 1975; olej zawierający zarówno produkty starzenia jak i korozyjne związki siarki

W jednostce tej po 20 latach eksploatacji izolację ciekłą wymieniono na nową, stosując do tego celu olej Nytro10GBN (o silnym działaniu korozyjnym). Podczas tego zabiegu, realizowanego na miejscu zainstalowania, niewielka ilość pierwotnego, zestarzonego już oleju pozostała na

Tabela 4. Wyniki badań oleju z transformatora 25MVA po kompleksowym uzdatnieniu izolacji (suszenie w 3 etapach oraz regeneracja oleju)

Parametr	Przed uzdatnieniem układu izolac.	Po uzdatnieniu układu izolac.	Charakterystyka CGN-DN Zawartość wody w celulozie przed suszeniem (4,1%)	
Barwa/wygląd	7/mętny	2/klarowny		
Zawartość wody met. K. Fischera [ppm] w temp. 43°C	42	5		
Rezystywność [Ohm] w temp.	20°C	1,1x 10 ¹⁰		9,8x 10 ¹²
	50°C	3,2x 10 ⁹		1,1x 10 ¹²
Współczynnik strat dielektrycznych tgδ w temp.	20°C	0,0185		0,0001
	50°C	0,0651	0,0004	
„Napięcie pow. σ [mN/m]”	18	44		

dnie kadzi, ze względu na niedogodności konstrukcyjne uniemożliwiające całkowitą jego wymianę. Po kilkunastu latach dalszej pracy transformatora podczas badań stwierdzono objawy zesterzenia oleju, którego przyspieszony przebieg katalizowały resztki pierwotnej izolacji ciekłej. Ze względu na kluczowe dla elektrowni znaczenie tej jednostki, podjęto decyzję o regeneracji izolacji, z uwagi na możliwość jednoczesnego usunięcia obu zagrożeń podczas tego zabiegu, jak również osadu z części aktywnej, którego obecność stwierdzono po przesączeniu oleju przez specjalny filtr do oznaczania zanieczyszczeń stałych (rys.6).

Nadzór nad prowadzoną regeneracją powierzono firmie Energopomiar-Elektryka, która monitorowała podczas trwania procesu przebieg zmian niektórych parametrów oleju oraz stężenia DBDS zilustrowane na wykresie (rys. 7). Z kolei wyniki badań wybranych wskaźników oleju przed i po zabiegu zestawiono w tabeli 3.

Uzyskane efekty zabiegu to obniżenie zawartości DBDS do akceptowalnego poziomu (poniżej progu wykrywalności), skuteczne usunięcie osadu wytrąconego z zesterzonego oleju, w tym również z części aktywnej oraz dobre właściwości spełniające wymagania, jak dla olejów świeżych w transformatorze oddawanym do eksploatacji. Kolejne badania wykonane w odstępach rocznych świadczą o stabilnych wartościach wskaźników oleju.

Przykład 2: Transformator rozdzielczy16MVA, olej zesterzony, niekorozyjny

Transformator wyprodukowany w końcu lat siedemdziesiątych został poddany szczegółowym badaniom w ramach wykonywanej przez Energopomiar-Elektryka pracy eksperckiej, mającej na celu ustalenie stanu technicznego wobec rozważanych planów użytkownika, co do możliwości dalszej, niezawodnej eksploatacji tej jednostki.

Wyniki przeprowadzonych pomiarów bezpośrednich, w tym również stanu mechanicznego uzwojeń nie wykazały żadnych nieprawidłowości, podobnie jak i analiza DGA, której rezultaty świadczyły o braku uszkodzeń wewnętrznych. Wartości parametrów oleju, choć spełniały jeszcze wymagania [5] dla transformatorów grupy II, wskazywały na znaczne już zakwaszenie izolacji ciekłej (wysoka wartość liczby kwasowej). Wykonane dodatkowe badania poszerzone o wskaźniki zesterzenia i analizę IR, wykazały obecność produktów polarnych w oleju, które świadczyły o wysokim już stopniu jego zużycia (rys.8a). Stan ten potwierdził niezależnie pomiar przenikalności elektrycznej e oleju w funkcji częstotliwości, który wykazał nieprawidłowości w postaci znacznych zmian w przebiegu charakterystyk w zakresie (f<1Hz) świadczących o polarnych zanieczyszczeniach (rys.8b).

Z uwagi na zachowaną jeszcze do-

brą kondycję izolacji papierowej, co potwierdziła stosunkowo niska zawartość związków furanu, podjęto decyzję o wykonaniu w najbliższym czasie regeneracji oleju. Zebrane dotychczasowe doświadczenia w kwalifikowaniu izolacji do tego zabiegu upoważniają do stwierdzenia, że jest to optymalny moment do wykonania regeneracji i należy spodziewać się dobrych i trwałych efektów, zapewniających jeszcze długi czas bezpiecznej eksploatacji jednostki, a także spełnienia oczekiwań użytkownika.

Przykład 3: Transformator rozdzielczy 25MVA, olej zestarzony, niekorozyjny

Po 38 latach pracy wskaźniki izolacji ciekłej jednostki, stanowiącej rezerwę nie spełniały już wymagań [5] dla transformatora II grupy. Olej był ciemny i mętny z widocznym osadem, co świadczyło o dużym stopniu jego zawilgożenia i zużycia. Zły stan układu izolacyjnego transformatora potwierdził niezależnie wykonany dodatkowo pomiar odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości (FDS). Ze względu na konieczność włączenia jednostki do planowanej, kilkuletniej jeszcze eksploatacji, podjęto decyzję o kompleksowym uzdatnieniu izolacji transformatora, poprzez przeprowadzenie w miejscu zainstalowania procesu suszenia, a następnie wykonania regeneracji oleju. Zachowanie takiej kolejności planowanych zabiegów było w tym przypadku niezbędne i uzasadnione technicznie, ze względu na częściowe już zestarzenie izolacji papierowej w tym transformatorze. Podczas suszenia do oleju przedstawiać się będą oprócz wody z zawilgoconej celulozy również kwaśne produkty jej degradacji, powodując dodatkowe pogarszanie się parametrów oleju. Regeneracja jako końcowy zabieg przywróciła dobre właściwości izolacji ciekłej, gwarantując możliwość dalszej, bezpiecznej eksploatacji transformatora.

Postępowanie z olejami po regeneracji

Zgodnie z [15] badania eksploatacyjne olejów zainhibitowanych po rege-

neracji są identyczne, jak nieinhibitowanych. Różnica dotyczy jedynie konieczności sprawdzenia zawartości DBPC w terminach badań pozostałych parametrów. Zarówno obszerne doświadczenia zagraniczne jak i własne Energopomiaru, oparte na badaniach mniej licznej grupy transformatorów napełnionych inhibitowanym olejem eksploatowanych w krajowej energetyce nie wykazały, pomimo upływu lat, potrzeby uzupełnienia inhibitora. Wyniki naszych prac badawczych, a także spostrzeżeń praktycznych wskazują również na to, że zwykle zabiegi pielęgnacyjne oleju, prowadzone w zakresie temperatur do 70°C, takie jak np. obróbka, w tym próżniowa, nie mają wpływu na zawartość inhibitora. Stąd olej zregenerowany można poddawać takim czynnościom bez ryzyka spowodowania ubytku DBPC i pozbawienia go ochrony przed starzeniem.

Wg opinii producentów oleju, w przypadku konieczności uzupełnienia poziomu zregenerowanej izolacji ciekłej podczas pracy transformatora należy znaczące dolewki (powyżej 5%) realizować olejem inhibitowanym, spełniającym wymagania normy [16]. Przy niewielkiej natomiast ilości (nie przekraczającej w sumie 5%), dopuszcza się zastosowanie oleju nieinhibitowanego, dobrej jakości.

Wnioski

Prawidłowo przeprowadzona regeneracja powinna umożliwić usunięcie niepożądanych składników z izolacji ciekłej i uzyskanie gwarantowanych przez wykonawcę właściwości, które charakteryzują oleje świeże.

Dodatek inhibitora w ilości 0,3% wag. zapewnia utrzymanie odpowiedniej odporności na utlenianie oleju po wykonanym zabiegu i zachowanie stabilnych właściwości podczas dalszej pracy transformatora.

Do olejów zregenerowanych stosuje się takie same zabiegi i badania, jak do nieinhibitowanych, za wyjątkiem okresowo sprawdzanej zawartości DBPC.

Regeneracja olejów nieinhibitowanych stanowi alternatywę dla kosztownej wymiany. Dodatkowo poprzez powtarzany cykl płukania części ak-

tywnej, zabieg ten przyczynia się do wydłużenia żywotności transformatora. Oprócz korzyści ekonomicznych przynosi również inne, związane z ekologią i ochroną środowiska.

Literatura:

- [1] Kaźmierski M., Olech W., Pawłowski D.: „Aktualne problemy zarządzania eksploatacją transformatorów”. Międzynarodowa Konferencja: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wisła-Jawornik 2008r.
- [2] Griffin J.P., Lewand L.R.: “Understanding corrosive sulphur problems in electric apparatus” 74th Annual International Doble Client Conference 2007.
- [3] Olejniczak H., Buchacz T., Bednarska B.: „Siarka korozyjna w olejach transformatorowych - problem ciągle aktualny”. Międzynarodowa Konferencja Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wisła-Jawornik 2012r.
- [4] CIGRE Technical Brochure No 526 “Oxidation Stability of Insulating Fluids”.
- [5] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów (RIET) wyd. 2012r.
- [6] Rasco J. “Transformer Oil Refining” Prezentacja firmy Ergon, materiały Grupy Roboczej CIGRE A2. 40.
- [7] CIGRE Technical Brochure No 378 494: “Copper Sulphide in Transformer Insulation”.
- [8] Praca rozwojowa „Ocena skuteczności regeneracji jako metody usunięcia siarki korozyjnej oraz produktów starzenia z oleju transformatorów należących do PSE Operator S.A.; Etap I i II; Zespół Transformatorów i Izolacji Olejowej ZPBE Energopomiar – Elektryka; 2012-13r.
- [9] PN-EN 61125:2002 „Świeże ciecze izolacyjne na bazie węglowodorów. Metody badań do oceny stabilności utleniania”.
- [10] Berg K., Herdlevar K., Dahlund M. Renström K., Thiess U. “Experiences from on-site transformer oil reclaiming”. CIGRE Session 2002; 12-103;
- [11] CIGRE Technical Brochure No 494 “Furanic Compounds for Diagnosis”.
- [12] Olejniczak H., Buchacz T., Bednarska B.: „Analiza zagrożeń dotyczących izolacji papierowej eksploatowanych transformatorów oraz aktualne możliwości ich eliminacji” Międzynarodowa Konferencja Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wisła-Jawornik 2010r.
- [13] PN-EN 62535:2009 „Ciecze elektroizolacyjne-metoda wykrywania siarki potencjalnie korozyjnej w świeżych i używanych olejach elektroizolacyjnych”.
- [14] ASTM D1275 B “Standard test method for corrosive sulphur in electrical insulating oils”.
- [15] PN-EN 60422:2013 „Mineralne oleje izolacyjne w urządzeniach elektrycznych. Zalecenia dotyczące nadzoru i konserwacji”.
- [16] PN-EN 60296:2012 „Ciecze stosowane w elektrotechnice. Świeże mineralne oleje elektroizolacyjne do transformatorów i aparatury łączeniowej”.

Pierwszy taki w Polsce

Nowoczesne rozwiązania techniczne i ich wpływ na wybrane parametry transformatorów blokowych wyprodukowanych w TurboCare Poland S.A. Lubliniec w ramach projektu „PHOENIX”

Michał Mnich, Maciej Wilk

Wprowadzenie

W 2012 roku TurboCare Poland S.A. Lubliniec, pozyskał zamówienie na zaprojektowanie, wykonanie i dostawę partii transformatorów blokowych regulacyjnych o mocy 290MVA dla Elektrowni Połaniec (rys. 1).

Długoletnia aktywność na rynku energetycznym (remonty, modernizacje i produkcja nowych transformatorów), przy uwzględnieniu postępu w dziedzinie projektowania, pozwoliła naszej firmie na wyprodukowanie serii transformatorów blokowych, w których zastosowano unikatowe rozwiązania techniczne.

Ze względu na wysokie wymagania techniczne zawarte w umowie oraz zagrożenia, na jakie narażone są transformatory blokowe podczas eksploatacji, zespół projektowy TurboCare Poland S.A. Lubliniec wygenerował szereg rozwiązań konstrukcyjnych, które w polskiej energetyce zostały zastosowane po raz pierwszy.

Charakterystyka wybranych rozwiązań technologicznych i konstrukcyjnych transformatorów

Wysokie wymagania techniczne do-

tyczące m. in. parametrów eksploatacyjnych (straty obciążeniowe i jałowe, masy oraz gabaryty), niezawodności pracy przy uwzględnieniu niskiej i konkurencyjnej ceny oraz krótkiego terminu dostawy skłaniają producenta do podejmowania wyzwań w postaci zastosowania najnowszych rozwiązań konstrukcyjno – technologicznych.

Przykładem takiego rozwiązania jest budowa transformatora typu TOBNRLa 290000/400 oraz TOBNRLa 290000/230. Na ich przykładzie autorzy referatu dokonują charakterystyki konstrukcji.

Transformatory o parametrach zgodnych z tabelą 1 są jednostkami bloko-



Michał Mnich

TurboCare Poland S.A. Lubliniec



Maciej Wilk

TurboCare Poland S.A. Lubliniec

Streszczenie: Kilkudziesięcioletnia aktywność na rynku transformatorowym, zdobyte dzięki temu olbrzymie doświadczenie przy wykonywaniu remontów, modernizacji i produkcji nowych, w tym unikalnych transformatorów, wymogło potrzebę stosowania coraz to bardziej nowoczesnych konstrukcji i technologii. W referacie omówione zostaną nowe rozwiązania konstrukcyjno-technologiczne stosowane w TurboCare Poland S.A. Lubliniec. Autorzy referatu przedstawiają je na przykładzie nowych produktów - transformatorów blokowych regulacyjnych typu TOBNRLa 290000/400 oraz TOBNRLa 290000/230.

Dodatkowo omówione zostaną wyniki badań oraz obliczeń potwierdzających wysoki poziom świadczonych usług, mających odzwierciedlenie w poprawnej i bezawaryjnej eksploatacji.

Słowa kluczowe: transformator blokowy, modułarny odpływ wysokonapięciowy, rdzeń transformatora

The first like this in Poland

Modern technical solutions and their impact on selected parameters of the regulating generator step up transformer type TOBNRLA 290000/400

Abstract: Decades of activity on the transformers' market, great experience in repairs, modernizations and manufacturing of new units, among others unique transformers, require the need of using modern designs and technologies. This paper presents new technical solutions applied in the Transformer Product Line of TurboCare Poland SA. Authors present them on example of the new product – type TOBNRLA 290000/400 regulating generator step up transformer.

Keywords: unit transformer, modular exit lead, transformer core.

Первый такой в Польше

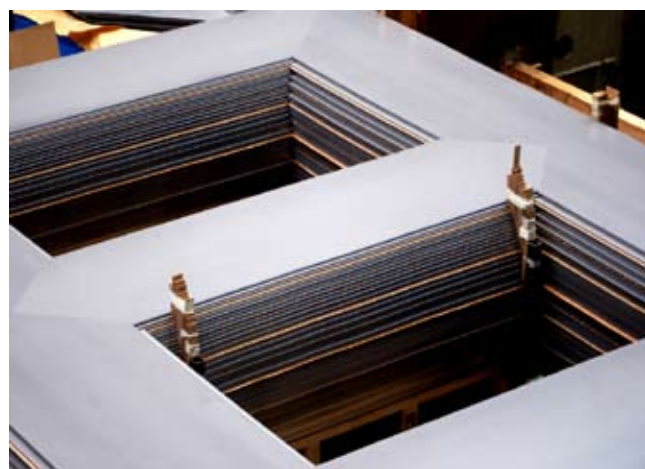
Современные технические решения и их влияние на выбранные параметры блокочных трансформаторов произведённых в Турбокаре Полянд А.О. Люблинец в рамках проекта „PHOENIX”

Резюме: несколько десятилетняя активность на трансформаторном рынке, достигнутый благодаря этому огромный опыт при выполнении ремонтов, модернизации и производстве новых в т.ч. уникальных трансформаторов вынудило необходимость применения все более современных конструкций и технологий. В докладе будут обсуждены новые решения технологически-конструкционные применяемые TurboCare Poland SA. Люблинец. Авторы доклада представляют их на примере новых продуктов – блокочных регуляционных трансформаторов типа TOBNRLa 290000/400 а также TOBNRLa 290000/230. Дополнительно оговорены будут итоги исследований а также расчётов подтверждающих высокий уровень предлагаемых услуг, имеющих отражение в корректной и безаварийной эксплуатации.

Ключевые слова: блокочный трансформатор модулярный высоковольтный отплав, сердечник трансформатора.



Rys. 1 Transformator blokowy regulacyjny na Stacji Prób, a) transformator typu TOBNRLa 290000/400; b) transformator TOBNRLa 290000/230



Rys. 2 Rdzeń transformatora typu TOBNRLa 290000/400

wymi z regulacją podobieżeniową po stronie wysokiego napięcia. W poniższej tabeli przedstawiono dane uzyskane po próbach końcowych.

Rdzeń i konstrukcja prasująca

Rdzenie transformatorów (rys. 2) zostały wykonane jako trójcolumnowe, przy zastosowaniu blachy o niskiej stratności. Dla uzyskania optymalnego wymiaru wysokości rdzeni (głównie dla celów transportowych) dokonano spłaszczenia jarzma górnego i dolnego. Cechą szczególną, zasługującą na podkreślenie, jest to, że w rdzeniach nie zastosowano podziału na kanały poprzeczne. Rdzenie stanowią konstrukcję jednoramową, w systemie zaplotu blach step-lap pod kątem 45°. Technologia cięcia blach pozwoliła na eliminację ostrych naroży w rdzeniach.

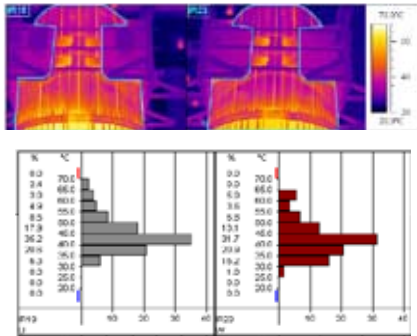
Zastosowanie w rdzeniu jednolitych, niedzielonych blach (nie łączonych na

styk) o szerokości prawie 1200mm – dla transformatora TOBNRLa 290000/400 - zasługuje na stwierdzenie, że jest to pierwszy w Polsce taki rdzeń transformatora blokowego o konstrukcji jed-

noramowej. Z kolei według zapewnień producenta blachy transformatorowej jest to pierwszy na świecie transformator o tak szerokich niedzielonych pakietach rdzenia.

Tab. 1 Parametry znamionowe transformatora TOBNRLa 290000/400 oraz TOBNRLa 290000/230 – wartości gwarantowane podano w nawiasach

	290 000 / 290 000	290 000 / 290 000
Moc znamionowa [kVA]	290 000 / 290 000	290 000 / 290 000
Częstotliwość [Hz]	50	50
Przekładnia napięciowa [kV]	400 ± 10% (± 10st.) / 15,75	230 ± 10% (± 10st.) / 15,75
Prąd GN/DN [A]	465,1-418,6-380,5 / 10630,6	661,8-728,0-808,9 / 10630,6
Układ i grupa połączeń	YNd11	
Napięcie zwarcia Δuz [%]	zaczep 0%	zaczep 0%
	„14,05 (14,5 tol. ± 5%)”	„13,73 (14,0 tol. ± 5%)”
Straty obciążeniowe PCU [kW]	zaczep 0%	zaczep 0%
	„759,9 (≤763)”	„779,1 (≤785)”
Straty jałowe PO [kW]	112,0 (≤115)	88,7 (≤90)
Rodzaj pracy	C	C
Chłodzenie	ODAF	ODAF
„POZIOMY IZOLACJI	„SI 1050kV LI 1300kV ACSD 570kV ACLD 420kV”	„LI850 SI 650 ACSD360”
zaczep liniowy GN	LI 95kV AC 38kV	LI 95kV AC 38kV
zaczep liniowy DN	LI 95kV AC 38kV	LI 95kV AC 38kV
punkt gwiazdowy	LI 550 AC 230kV	LI 450 AC 185kV
Poziom ciśnienia akustycznego (A) LPA [dB]	59,2 (≤75)	67,3 (≤75)
Przewzбудzalność napięciowa [%]	≤5	≤5



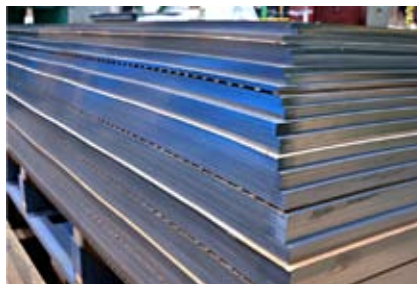
Rys. 3 Rdzeń transformatora TOBNRLa 290000/400 podczas próby termowizyjnej z przykładową analizą temperaturową

miarów zewnętrznych, a tym samym przyczyniła się do zmniejszenia strat jałowych i współczynnika korekcyjnego strat dodatkowych.

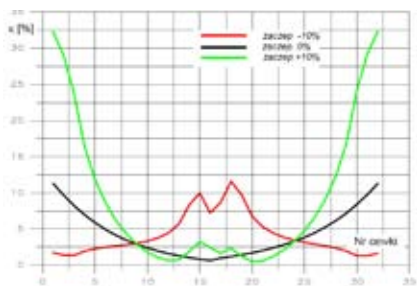
Zastosowanie bardzo dobrego prasowania rdzenia za pomocą taśm szklanych, bogato nasyconych żywicą epoksydową oraz belek jarzmowych, których konstrukcja została opracowana przy pomocy nowoczesnych metod projektowych pozwoliło w skuteczny sposób na obniżenie hałasu generowanego przez zjawiska magnetostrykcji.

Dlatego duży nacisk w Zakładzie Transformatorów kładzie się na prawidłowe wykonanie uzwojeń, które podczas pracy narażone są na działanie przepięć, długotrwałe oddziaływanie napięcia roboczego oraz muszą zapewnić żądaną wytrzymałość cieplną i dynamiczną.

Stosowana w Zakładzie komputerowo wspomaganą metodą projektowania uzwojeń daje bardzo dobre rezultaty w zakresie optymalizacji konstrukcji jak i ograniczania strat dodatkowych.



Rys. 4 a) Część aktywna transformatora TOBNRLa 290000/400 z trójkolumnowym rdzeniem, b) szczegół zaplotu wg systemu „step - lap”, c) część aktywna transformatora TOBNRLa 290000/230



Rys. 5 Wypadkowe wskaźniki strat dodatkowych k w uzwojeniu Reg transformatora 290MVA/400kV



Uzwojenie nawijane przewodem CTC w oplocie siatkowym

Układ izolacyjny

Wieloletnie doświadczenie w budowie, modernizacjach i remontach transformatorów pokazały, jak duże znaczenie dla ich niezawodnej i bezawaryjnej pracy ma prawidłowo zaprojektowany i wykonany układ izolacyjny.



Rys. 6 Uzwojenie REG transformatora 290MVA/400kV nawijane przewodami wg technologii CTC

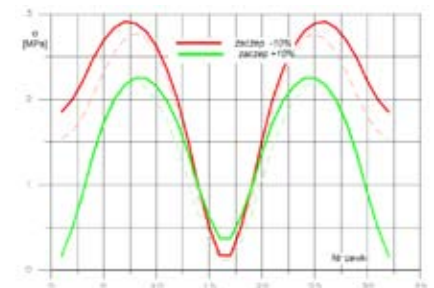
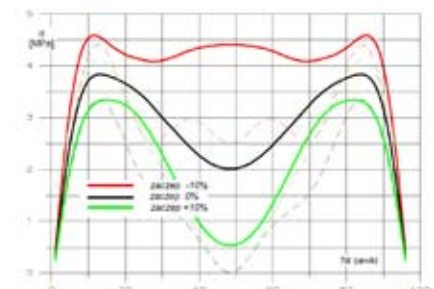
Ważnym etapem przy produkcji rdzeni było przeprowadzenie próby termowizyjnej, która jest potwierdzeniem poprawności założeń projektowych oraz procesu składania blach rdzenia.

Próba termowizyjna pozwoliła zweryfikować poprawność wykonania rdzeni, zgodnie z własnymi wartościami kryterialnymi.

Rdzeń przy tej próbie zostaje wzbudzony do warunków znamionowych, a po ustabilizowaniu się jego temperatury dokonano pomiaru w charakterystycznych punktach.

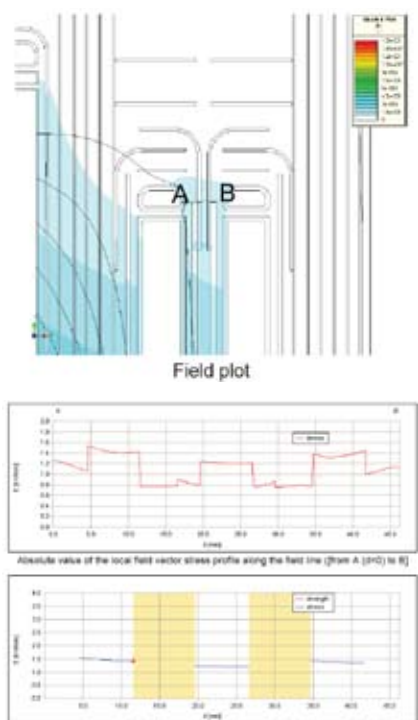
Uzwojenia i ich zagrożenia podczas eksploatacji

Konstruowanie i obliczanie uzwojeń wysokiego (WN) i niskiego napięcia (nn) są najważniejszymi fazami projektowania transformatorów energo-

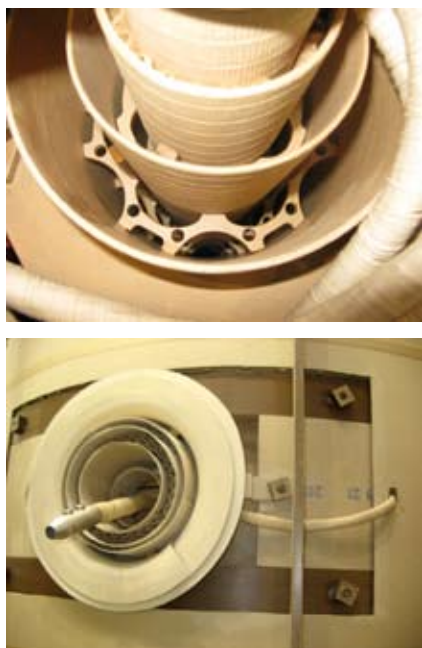


Rys. 7 a) Rozkłady nacisków na izolację uzwojenia GN przy zwarciu 1-fazowym po stronie GN, b) Rozkład nacisków na izolację uzwojenia REG przy zwarciu 1-fazowym po stronie GN
Uwaga: linie ciągłe odnoszą się do strefy okna, a przerywane (linie cienkie) do strefy poza oknem

Nowoczesna technologia wykonania rdzenia umożliwiła optymalizację wy-



Rys. 8 Rozkład pola elektrycznego w transformatorze 290MVA/400kV

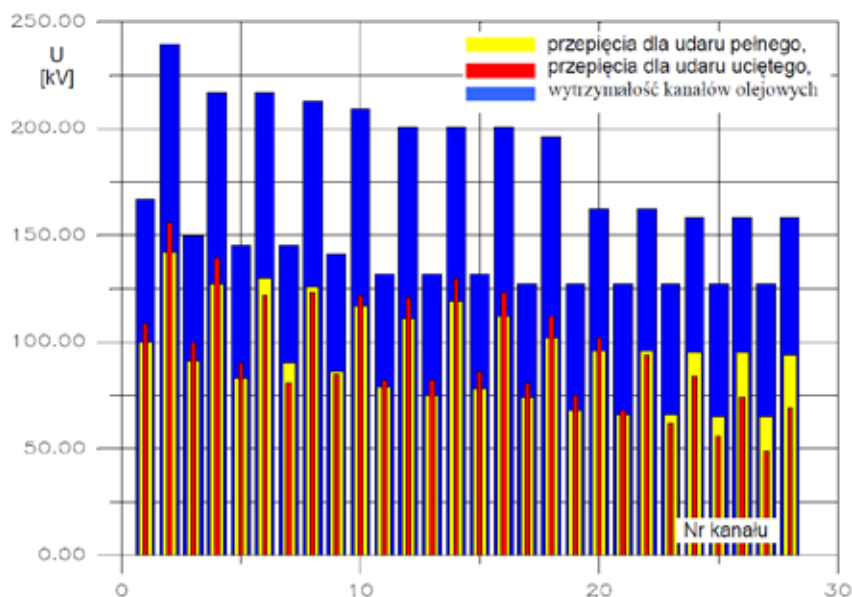


Rys. 9 Modułowy odpływ wysokonapięciowy 400kV wraz z Centralnym Układem Izolacyjnym transformatora 290MVA/400kV

Specjalistyczne projektowanie komputerowe izolacji głównej pozwala zagwarantować wysoką wytrzymałość napięciową przy zachowaniu optymalnych wymiarów całego układu.

Przykładem zaawansowanego technicznie układu izolacyjnego jest izolacja transformatora 290MVA na napięcie znamionowe 400kV.

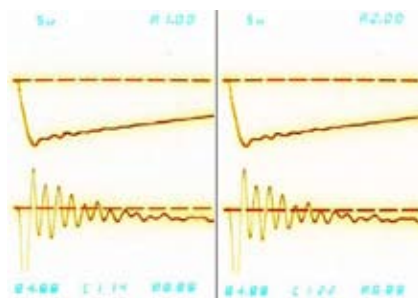
Cechą szczególną omawianego trans-



Rys. 10 Przepięcia i wytrzymałość międzycewkowych kanałów olejowych uzwojenia GN transformatora TOBNRLa 290000/400 przy próbie zacisku liniowego udarem pełnym LII300kV i uciętym

formatora jest sposób wyprowadzenia odpyły 400kV ze środka uzwojenia, pomiędzy dwiema równoległymi grupami uzwojenia regulacyjnego. Ze względu na wysokie napięcie

takiego układu pozwoliło również, na symetryczne rozmieszczenie uzwojeń, a tym samym na zwiększenie odporności na zagrożenia dynamiczne pochodzące od prądów zwarciovych.



Rys. 11 Próba udarem piorunowym uzwojenia GN

dielektryczne pomiędzy odpyłem wysokiego napięcia a uzwojeniem regulacyjnym, zastosowano specjalny pierścień izolacyjny firmy Weidmann (tzw. Centralny Układ Izolacyjny). Pierścień umieszczono pomiędzy dolną a górną częścią uzwojenia regulacyjnego oraz dodatkowo zastosowano modułowy odpływ wysokonapięciowy wyprowadzenia z uzwojenia 400kV. Modułowy odpływ w tym rozwiązaniu jest przeprowadzony przez ekranowany otwór Centralnego Układu Izolacyjnego.

Zastosowanie modułowego odpyły 400kV wraz z Centralnym Układem Izolacyjnym stanowi novum na polskim rynku energetycznym. Rozwiązanie to nie tylko przyczyniło się do zmniejszenia wymiarów części aktywnej transformatora. Zastosowanie

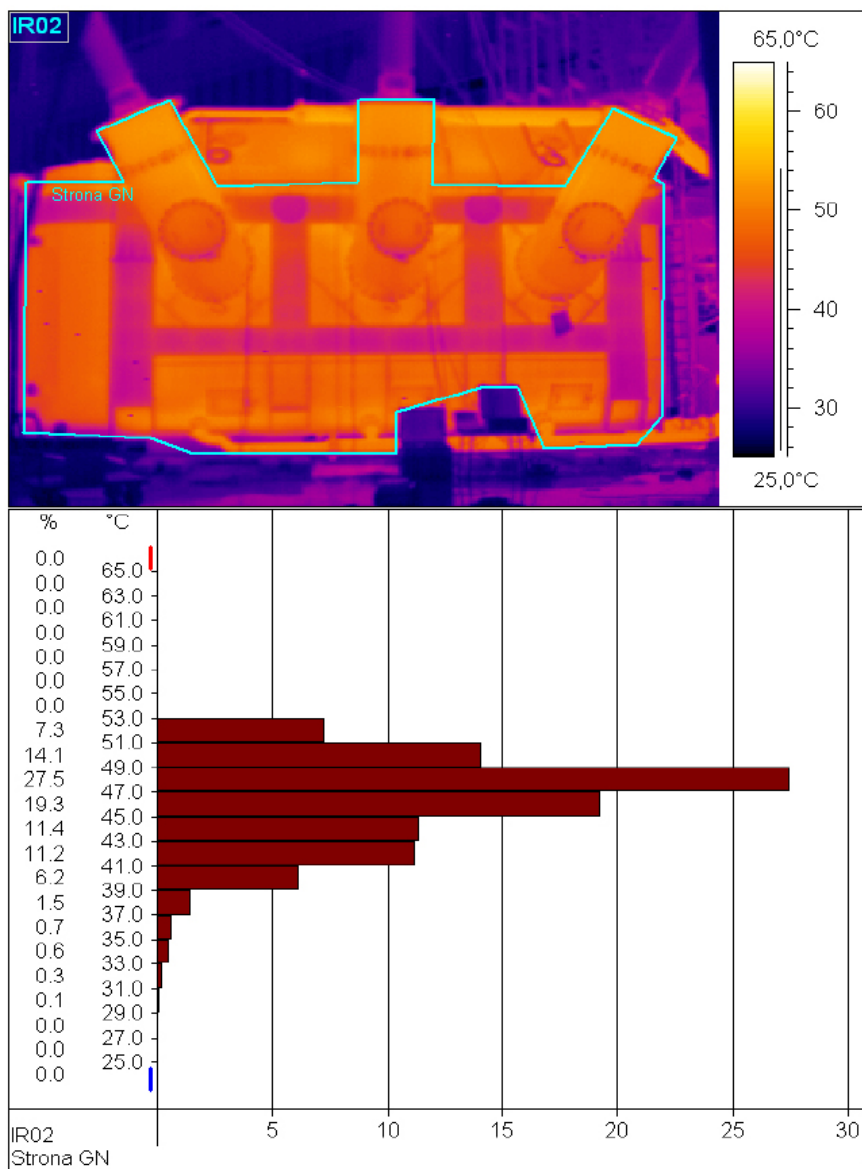
Próby fabryczne

Skuteczna kontrola międzyoperacyjna i prawidłowo wykonane próby fabryczne zapewniają wysoką jakość i niezawodność produkowanych i modernizowanych transformatorów. Jednym z ważnych elementów kontroli międzyoperacyjnej są badania rozkładów napięć udarowych, w tym przepięć przenoszonych i przepięć na uzwojeniach regulacyjnych i przełączniku zacsepów. Badania te umożliwiają weryfikację obliczeń projektowych, przed przystąpieniem do ostatecznej próby napięciami udarowymi. Zapewnia to uzyskanie za pierwszym „podejściem” pozytywnego wyniku próby.

Kolejnym ważnym zagadnieniem dla niezawodnej eksploatacji transformatorów dużej mocy, jest stwierdzenie braku lokalnych przegrzań elementów konstrukcyjnych.

Już na etapie projektowania ocenia się poszczególne elementy konstrukcyjne (belki jarzmowe, konstrukcja kadzi) pod kątem możliwości wystąpienia lokalnych przegrzań, a podczas próby cieplnej przeprowadza się weryfikujące badania termowizyjne.

Dzięki dostępnemu oprogramowa-



Rys. 12 Badania termowizyjne podczas próby cieplnej i analiza temperaturowa transformatora TOBNRLa 290000/400

niu, opracowany zostaje model obliczeniowy trójwymiarowej konstrukcji transformatora i dokonuje się analizy rozkładów pola elektromagnetycznego w wybranych obszarach kadzi i ekranów. Na tej podstawie lokalizuje się najgorętsze punkty konstrukcji transformatora i w przypadku przekroczenia dopuszczalnych wartości temperatury, można dokonać ewentualnych modyfikacji.

Wnioski

Przedstawiona charakterystyka rozwiązań konstrukcyjnych i materiałów zastosowanych w produkowanych transformatorach jest odzwierciedleniem preferencji i wymagań klientów. Ich realizacja i uzyskanie wysokiej niezawodności transformatorów wymaga uwzględnienia szeregu aspektów wy-

stępujących w założeniach technicznych, procesie projektowania, doborze materiałów i technologii. Ostateczną gwarancją jakości transformatora są pozytywne wyniki prób międzyoperacyjnych i końcowych.

TurboCare Poland S.A. Lubliniec rozwinął produkcję różnych typów transformatorów i autotransformatorów w szerokim zakresie mocy i napięć. Stosując zintegrowany system projektowania, najnowsze światowe technologie i materiały, firma jest w stanie podjąć się realizacji najtrudniejszych projektów, kładąc szczególny nacisk na jakość, energooszczędność i niezawodność produkowanych transformatorów.

Zastosowane nowatorskie rozwiązania konstruktorskie i obliczeniowe

pozwołyły wprowadzić nowe transformatory na polski rynek energetyczny. Rozwiązania w nich zastosowane (konstrukcja rdzenia oraz Centralny Układ Izolacyjny) zostały po raz pierwszy wdrożone w polskiej energetyce.

Wieloletnia współpraca z najlepszymi producentami komponentów do budowy transformatorów dała naszej firmie dostęp do najnowocześniejszych technologii.

Przykład serii wyprodukowanych transformatorów TOBNRLa 290000/400 oraz TOBNRLa 290000/230 świadczy o gotowości TurboCare Poland S.A. do stosowania najbardziej wyrafinowanych rozwiązań technicznych, co ma na celu zaspokojenie rozsądnych wymagań klienta.

Literatura

[1] B. Heinrich, Ch. Krause, K. Wick, R. Malewski, M. Mnich, J. Popardowski: Transformator blokowy 305 MVA, 400/15,75 kV z nowoczesnym układem izolacyjnym

[2] M. Mnich, J. Popardowski: Rozwiązania konstrukcyjne, pomiary i badania zapewniające transformatorom zwiększenie niezawodności pracy

[3] M. Mnich, A. Kulik, A. Kozakiewicz: Niezawodność pracy transformatorów w świetle rozwiązań konstrukcyjnych stosowanych w Energoserwis Lubliniec. Międzynarodowa Konferencja „Transformator 09” Toruń 2009

[4] Mnich M., Pewca W.: Transformatory energetyczne i specjalne w ocenie wyników obliczeń prób, badań oraz doświadczeń eksploatacyjnych. Konferencja Naukowo Techniczna Wisła - Jawornik 31 maja - 02 kwietnia 2004.

AGXX – innowacyjna metoda

fizyczno-katalitycznej dezynfekcji roztworów wodnych

Uwe Landau polskie opracowanie: Richard Drapała, Halina Wąsowska

Wprowadzenie

Zasoby wodne wykorzystywane są w przemyśle jako surowiec, środek pomocniczy, środek do czyszczenia, środek transportu lub jako źródło energii, przy czym wymagania jakościowe i ilościowe odnośnie wody jako czynnika produkcji mogą różnić się zasadniczo w zależności od sektora przemysłu, zakładu i zamierzonych zastosowań.

Zrównoważone gospodarowanie wodami w przemyśle wymaga zazwyczaj odzysku wody technologicznej i ponownego jej włączenia w obiegi procesowe tzn. zamykania tych obiegów. Niezbędne stają się do realizacji tego rozwiązania techniczne, które zwiększą wydajność,

zarówno z punktu widzenia ekonomicznego jak i ekologicznego. Poszukiwane są koncepcje i technologie procesowe, które zapewnią maksymalną elastyczność funkcjonowania stacji uzdatniania wody, a więc umożliwią jej dopasowanie bez konieczności kosztownych rozbudów lub inwestycji.

Przy wykorzystywaniu wody w przemyśle dochodzi w niektórych przypadkach do szczególnie dużego wzrostu bakterii, grzybów i glonów, który spowodowany jest wzbogaceniem wody w składniki odżywcze i podwyższeniem temperatury. Skutkiem tego jest pogorszenie jakości produktu, uszkodzenia elementów systemu, wzrost kosztów zużycia chemikaliów procesowych, kosztowne

czyszczenia systemu wody oraz zagrożenie dla zdrowia pracowników poprzez przekroczenie wartości progowych NDS. Bakterie „pożerają” emulgatory, które stabilizują drobne kropelki oleju w płynach chłodząco-smarujących i w ten sposób gwarantują dobry efekt smarowania, lub „konsumują” inhibitory korozji, które chronią przed korozją narzędzia do wtryskarek tworzyw sztucznych lub systemów obróbki laserowej. Mikroby zatykają dysze lub blokują przełączniki mechaniczne. W urządzeniach wymiany ciepła mikroby utrudniają oddawanie ciepła. Mało znany jest fakt, że bakterie powodują znaczne szkody w wyniku korozji wywołanej mikrobiologicznie. Szkody w obiektach budowlanych, urządze-



Prof. Dr.-Ing.
Uwe Landau
Largentec GmbH, Berlin

Streszczenie: Niniejsze opracowanie poświęcone jest innowacyjnej technologii dezynfekcji systemów wodnych AGXX bazującej na fizyczno-katalitycznych właściwościach powierzchni uzyskanej poprzez nałożenie dwóch metali z grupy platynowców na materiał nośny. Przedstawiono w nim mechanizm działania tej technologii opisując procesy zachodzące na powierzchni przy kontakcie z roztworami wodnymi. Wiele miejsca poświęcono prezentacji produktów AGXX i ich praktycznemu zastosowaniu w różnych systemach wodnych. Pierwsza część opracowania dotyczy ogólnych zagadnień gospodarki wodnej w przemyśle oraz problematyki skażenia mikrobiologicznego wody. W dalszej części przedstawiono różne metody dezynfekcji roztworów wodnych, wskazując na ich zalety i wady. Obszernie poruszono tematykę związaną z aktualnymi problemami wynikającymi ze stosowaniem środków chemicznych do zwalczania mikroflory w wodzie w odniesieniu do ich negatywnego wpływu na człowieka i środowisko naturalne.

Słowo kluczowe: dezynfekcja systemów wodnych

AGXX – – innovative method

of the physical-catalytic
decontamination of aqueous systems

Abstract: The article describes a new innovative technology AGXX of decontamination of aqueous systems, based on physical-catalytic properties of a surface, achieved through coating of two metals of platinum group on the carrier material. A mechanism of how this technology works was presented by describing processes taking place on the surface in contact with aqueous solutions. A part of the presentation was devoted to present AGXX products and their practical application in different aqueous systems. The first part of the presentation deals with general problems of the water management in the industry and microbial contamination of water. The other part describes different methods of decontamination of aqueous solutions, indicating their advantages and disadvantages. Quite extensively questions were discussed, connected with actual problems resulting from the use of chemicals for decontamination of microorganisms in water in relation to their negative effects on both the man and his natural environment

Key words: decontamination of aqueous systems

AGXX – – инновационный метод

физическо-каталитической
дезинфекции водных растворов

Резюме: Настоящий труд посвящён инновационной технологии дезинфекции водных систем AGXX базирующей на физико-каталитических свойствах поверхности полученной путём наложения двух металлов из платиновой группы на несущий материал. Представлено здесь механизм действия этой технологии описывая процессы происходящие на поверхности при контакте с водными растворами. Много места посвящено представлению продуктов AGXX и их практическому применению в различных водных системах. Первая часть работы касается общих вопросов водного хозяйства в промышленности а также проблематики микробиологического заражения воды. В дальнейшей части представлено разные методы дезинфекции водных растворов, указывая на их преимущества и недостатки. Широко тронута тематика связанную с актуальными проблемами возникающими с применением химических средств для борьбы с микрофлорой в воде по отношению на их негативное влияние на человека и окружающую натуральную среду.

Ключевые слова: дезинфекция водных систем.

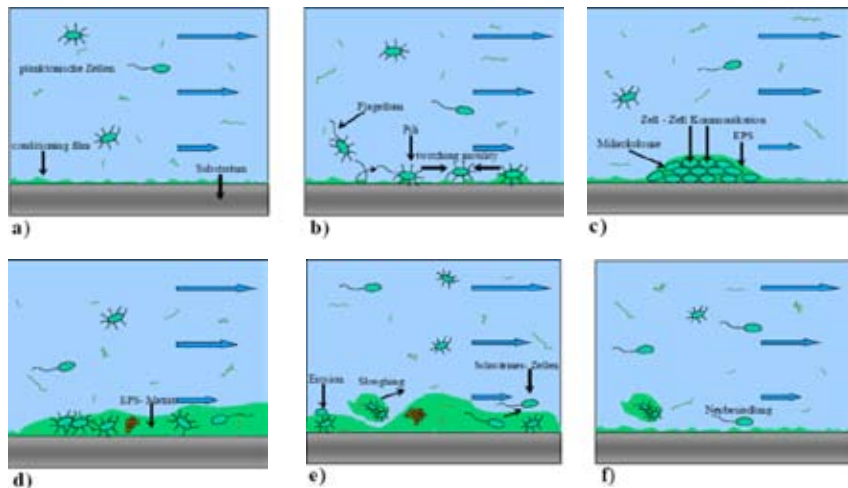
niach, rurociągach spowodowane przez biokorozję są znacznie wyższe niż znane do tej pory i w Niemczech szacowane są co roku na dwucyfrową miliardową kwotę. Systemy obiegów zamkniętych prowadzą do zaostrzenia problemów skażenia mikrobiologicznego. Zastosowanie metody dezynfekcji i uzdatniania wody jest w takich przypadkach jedyną alternatywą dla wymiany wody zużytej przez cenną wodę świeżą.

W wodach procesowych o wysokich wymogach odnośnie jej czystości stosowanych na przykład do wytwarzania środków farmaceutycznych, czyszczenia w przemyśle optycznym, do produkcji półprzewodników i układów scalonych, w galwanotechnice, do produkcji żywności lub w lakierniach zapobieganie skażeniu mikroorganizmami odgrywa szczególnie ważną rolę. Dodatkowym problemem jest fakt, że do niezbędnej w tych przypadkach dezynfekcji rzadko mogą być stosowane chemikalia.

Zasadniczo dostępnych jest wiele metod dezynfekcji takich jak metody chemiczne, fizyczne i fizyko-chemiczne. Różnią się one pod względem ich skuteczności, zakresu stosowania, kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, a także ich właściwościami. Ważnym kryterium doboru systemu dezynfekcji są również przepisy prawne takie jak np. dyrektywy odnośnie biocydów, lista REACH, wartości dopuszczalne NSD oraz wytyczne do ograniczenia zużycia energii. Ogólnie zakłada się, według oceny ekspertów, że znaczenie dezynfekcji chemicznej (biocydy) w najbliższych latach będzie znacząco spadać na korzyść metod fizycznych i fizykochemicznych [1, 2].

Ogólny wniosek jest taki, że firmy zwracają coraz większą uwagę, również w zakresie dezynfekcji roztworów wodnych, na zrównoważenie stosowanych metod. Wraz z normą „DIN SPEC 91020: Standard do Certyfikacji Zakładowego Zarządzania Zdrowiem” przedsiębiorstwa stworzyły sobie, poza obowiązkami prawnymi w zakresie zdrowia i bezpieczeństwa pracy oraz środkami wspierania zdrowia w miejscu pracy, organizacyjne wytyczne, których celem jest osiągnięcie trwałego sukcesu przez stosowanie zakładowego zarządzania zdrowiem w złożonym, wymagającym i ciągle zmieniającym się środowisku.

Z drugiej jednak strony prawdą jest,



Zdjęcie 1a - 1f: Różne etapy tworzenia się biofilmu i jego rozprzestrzeniania się wg. Flemming'a [4]

że w wielu zakładach świadomość istnienia problemu odnośnie skażenia mikrobiologicznego płynów technologicznych i ich oddziaływania na procesy produkcyjne jest jeszcze znacznie słabo rozwinięta.

Podstawowe zagadnienia dotyczące skażenia mikrobiologicznego roztworów technologicznych (procesowych)

Codziennie otoczeni jesteśmy przez mikroorganizmy. Na wszystkich materiałach naturalnych i na większości syntetycznych w środowiskach wilgotnych zasiedlają się mikroby takie jak bakterie, grzyby, glony, zarodniki i wirusy. Biofilmy tworzą się, gdy mikroorganizmy przyczepiają się do powierzchni i tam rosną. Są one uważane za najstarszą formę życia na Ziemi. Ewolowały przez miliardy lat i rozwinęły ogromny potencjał przetrwania, przez co są wyjątkowo odporne na próby ich wyeliminowania. Biofilm stwierdzono nawet w bardzo radioaktywnie skażonych obszarach elektrowni jądrowych [3].

Wg. Flemming'a [4] tworzenie się biofilmu następuje w kilku etapach, przy czym pierwsze bakterie planktonowe (mikroby w wolnej zawieszynie) z powietrza lub cieczy osiedlają się na cienkiej błonie, która składa się głównie z polisacharydów (zdjęcie 1a, 1b). Skupisko komórek o wysokiej gęstości zasiedlenia wytwarza zewnątrzkomórkowe polimerowe substancje (EPS), które w formie macierzy pokrywają mikrokolonie bakterii w celu ich ochrony (zdjęcie 1c

). W tych mikrokolonii istnieje komunikacja międzykomórkowa, która powoduje, że mikrokolonie mogą bronić się przed atakami np. biocydów i metali ciężkich lub mogą przetrwać w niedostatku pokarmu. Kluczowe znaczenie w tym aspekcie ma fakt, że biofilm w stanie równowagi (zdjęcie 1d) stale rozprzestrzenia się na powierzchni i kolonizuje nowe powierzchnie (zdjęcie 1e, 1f). Tym sposobem uwalniane są stale nowe bakterie do roztworów wodnych, a na wszystkich powierzchniach urządzeń tworzą się biofilmy. Preferują one obszary, gdzie jest ciepło i nie są narażone na nadmierny przepływ cieczy.

Jak szybko rozprzestrzenia się ponownie biofilm po jego zniszczeniu przez biocydy można zobaczyć na zdjęciu 2. W ciągu kilku dni zniszczony biofilm osiągnął ponownie swoją dawną wielkość. Dlatego też biofilmy muszą być stale zwalczane przez dodawanie nowych biocydów, a to z kolei zwiększa ryzyko rozwoju odporności wobec tych środków biobójczych lub czyszczących. Ten problem nie ogranicza się do szpitali, ale również dotyczy produkcji przemysłowej.

Zdjęcia 3a - 3c pokazują np. biofilmy na powierzchni, w myjce powietrza i w rurociągu.

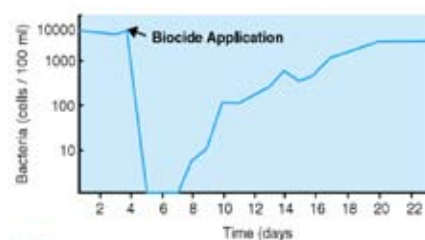


Figure 2: Example of sanitization followed by biocide recovery. Bacteria count samples were taken on a daily basis. (Marchan 1990)

Zdjęcie 2: Regeneracja biofilmu po dezynfekcji biocydem

Te przykłady wskazują wyraźnie, że biofilmy mogą przyjmować duże wymiary.

Drogi dostępu mikroorganizmów w systemach technicznych są zróżnicowane, począwszy od kontaktu pracowników z roztworem procesowym, przez dojście z powietrza do otwartych zbiorników, aż do przenoszenia bakterii na elementach produkowanych, wraz ze świeżą wodą i z podłączonych instalacji rurowych (zdjęcie 4). Ponadto, w zależności od procesu produkcyjnego, bardziej lub mniej dostarczane są składniki pożywcze i energia cieplna,

(*JTK: Jednostki Tworzące Kolonie jako jednostka obciążenia mikrobiologicznego)

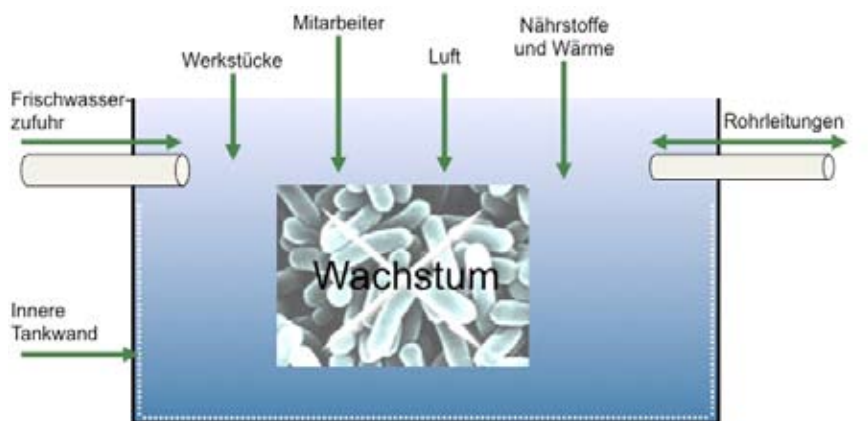
Rozwój bakterii i ich dopływ z zewnątrz zależy z kolei od szeregu parametrów.

Tak więc rozwój drobnoustrojów w dużym stopniu zależy od dostarczanego ciepła, substancji odżywczych takich jak np. dodatki organiczne, od przepływu cieczy i konstrukcji urządzeń/instalacji.

Dopływ mikroorganizmów z zewnątrz zależy od powierzchni kontaktu/dostępu w układach otwartych, od liczby przewodów zasilających, w których tworzą się w czasowo stojącej lub wolno płynącej



Zdjęcie 3: (a) Biofilm utworzony przez gronkowce; (b) Myjka powietrza zapchana przez biofilm; (c) Biofilm w rurociągu



Zdjęcie 4: Drogi kontaktu z mikroorganizmami i doprowadzenia pożywek i ciepła

które to znacznie wspomagają wzrost drobnoustrojów. Również opiłki i cząstki metalu, tworzywa sztucznego lub szkła są korzystne dla rozprzestrzeniania się i przemieszczania bakterii biofilmu. Z tego też powodu w dobrze zadbanych antymikrobowo urządzeniach usuwa się je regularnie z roztworów wodnych poprzez skuteczną filtrację.

Z matematycznego punktu widzenia zwalczanie mikroorganizmów jest prostym bilansem ilościowym, przy czym zadaniem dezynfekcji jest zapewnić, żeby prędkość zabijania mikroorganizmów była większa niż ich dopływ z zewnątrz i rozwój miejscowy w sumie:

$$\Delta JTK/ml * Redukcja - (\Delta JTK/ml \text{ Rozwój} + \Delta JTK/ml \text{ Dopływ}) > 0.$$

wodzie biofilmy lub od doprowadzenia mikroorganizmów z innych płynów procesowych. Innymi czynnikami mogą być ilość osób i produktów, które wchodzi w kontakt z daną cieczą, lub skuteczna filtracja, która redukuje dopływ mikroorganizmów zasiedlonych na cząsteczkach.

Z powyższego równania wynika, że teoretycznie różne środki mogą przyczynić się do zmniejszenia liczby bakterii:

- Redukcja dopływu ze źródła skażenia
- Unikanie dodawania składników będących pożywkami i ograniczanie ciepła
- Stosowanie skutecznych systemów dezynfekcji.

W praktyce stosuje się kombinację wszystkich trzech sposobów zapobiegania wzrostu mikroorganizmów.

Metody dezynfekcji roztworów wodnych

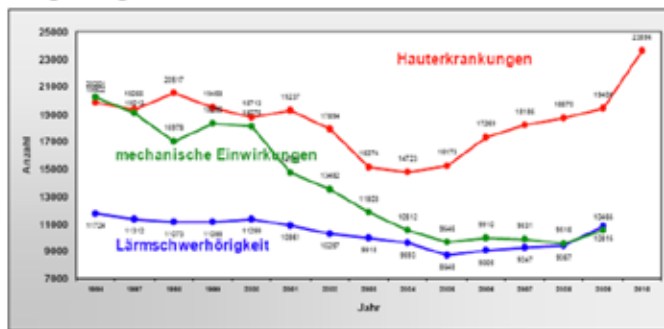
Najbardziej rozpowszechnioną obecnie metodą dezynfekcji cieczy jest nadal jeszcze dozowanie środków biobójczych czyli biocydów.

W przypadku biocydów chodzi o złożone mieszaniny substancji wysokotoksycznych z wielkim potencjałem alergogennym. W związku z tym biocydy podlegają rozporządzeniu o biocydach, do którego to wprowadzone zostały od września 2013 r. kolejne zastrzeżenia. Nawet to obecnie ważne rozporządzenie o biocydach doprowadziło do tego, że duża liczba tych produktów zniknęła z rynku. Skuteczne dodatki, takie jak formaldehyd i substancje uwalniające formaldehydy, podejrzewa się o wywoływanie białaczki, a więc ich stosowanie w przyszłości jest wątpliwe lub zostanie ograniczone. Środki biobójcze są łatwe w użyciu, ponieważ wystarczy tylko dodać je do roztworu. Do ich przechowywania należy mieć jednak specjalnie wyposażone magazyny.

Prostota aplikacji istnieje jednak tylko na pierwszy rzut oka, ponieważ skutki użycia biocydów zauważa się dopiero później, zwykle przy gruntownym przeglądzie, jako widoczne uszkodzenia urządzeń produkcyjnych. Osady z martwej biomasy są przemieszane z żywymi mikroorganizmami, co stanowi kolejną konsekwencję. Martwa biomasa służy żywym bakteriom jako „pokarm”, a tym samym prowadzi do ich wzmożonego rozwoju, który z kolei można opanować tylko poprzez zwiększone dozowanie biocydów. Ukryte żywe mikroorganizmy w martwej biomacie są często dla biocydów nieosiągalne. Zasadniczo wiadomo, że mikroorganizmy uodporniają się na działanie danego środka biobójczego. W tych przypadkach zwyczajem jest przechodzenie do innego środka chemicznego. To z kolei może mieć wpływ na powstawanie multirezystencji mikroorganizmów.

Problem, który coraz częściej w ostatnich latach znajduje się w centrum uwagi, to zdrowotne skutki stosowania

Angezeigte Berufskrankheiten



Quelle: Statistik 2014 des DGUV (Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung)

Zdjęcie 5: Zgłoszone schorzenia skóry spowodowane warunkami pracy (czerwona krzywa)

biocydów, często schorzenia skóry (dermatozy). Jak widać z wykresu na zdjęciu 5, który sporządzono na podstawie statystyk niemieckiego ustawowego ubezpieczenia zdrowotnego, liczba zgłoszonych chorób skóry w przemyśle wzrosła znacząco w ciągu ostatnich 10 lat, co jest też z pewnością wynikiem rosnącej świadomości w zakładach pracy.

Obok kompleksowych biocydów często stosowanymi do dezynfekcji środkami chemicznymi są chlor, podchloryn, dwutlenek chloru, ozon i H₂O₂.

W przypadku chloru i podchlorynu ze względu na ich długoletnie stosowanie stale zwiększane były ich skuteczne dawki, ponieważ biofilmy są zdolne do wiązania chloru (odchlorowywanie). Obie substancje wymagają specjalnego przechowywania i przestrzegania przepisów bezpieczeństwa (wyposażenia zabezpieczającego) w ich użyciu. Chlor może powodować znaczne uszkodzenia korozyjne sprzętu. Reaguje ze związkami amonowymi tworząc chloraminy (zagrożenia zdrowia i powstawanie zapachów). W obecności substancji organicznych mogą tworzyć się szkodliwe chlorofenole lub trihalometan (trihalogenmetan). Chlor jest również znany jako substancja alergizująca.

Dwutlenek chloru ze względu na lepszą skuteczność (w szczególności przy pH > 8) jest w stosunku do chloru lub podchlorynu korzystną alternatywą. Gazowy dwutlenek chloru jest wybuchowy w stężeniu większym od 300 mg/l, a zatem nie może być przechowywany i transportowany w postaci gazu, lecz musi być wytwarzany na miejscu. Fachowa obsługa tej niebezpiecznej substancji jest zatem warunkiem koniecznym.

Nadtlenek wodoru (H₂O₂) jest również

związkiem niestabilnym, tak że jego składowanie i transport możliwy jest jedynie w ograniczonym stopniu. Nadtlenek wodoru rozkłada się spontanicznie pod wpływem substancji katalitycznych (np. miedzi). Poprzez odłączenie się tlenu ten niestabilny środek wspomaga nawet wzrost bakterii. Przez reakcję Fentona może dochodzić przy udziale nadtlenu wodoru do samonapędzającej się wzmożonej korozji żelaza w elementach linii technologicznych i urządzeń.

Ozon jest bardzo toksycznym gazem, który jest wytwarzany na miejscu w zakładzie w specjalnym urządzeniu, które wymaga stosunkowo wysokich kosztów inwestycyjnych. Bardzo silna toksyczność znajduje odzwierciedlenie w niskiej wartości dopuszczalnej w miejscu pracy (NDS) wynoszącej 0,1 ppm (0,2 mg/l). Fizjologicznie ozon działa jako środek drażniący, a głównymi punktami ataku są błony śluzowe oczu, nosa i płuc.

Jak już wspomniano, zakłada się, że chemiczne metody dezynfekcji będą odgrywać w przyszłości znacznie mniejszą rolę w zarządzaniu gospodarką wodną. Wzrośnie natomiast udział fizycznych i fizykochemicznych metod dezynfekcji wody.

Najbardziej znaną fizyczną metodą dezynfekcji jest metoda termiczna, przy czym wymagana temperatura musi być wyższa niż 70°C. Do dezynfekcji termicznej niezbędna jest duża ilość energii, ponieważ te procesy termiczne nie mają długiego działania w czasie. Wiadomo, że istnieją specyficzne bakterie, które są odporne na wysokie temperatury. Natomiast wysokie temperatury wspierają korozję oraz powodują ryzyko poparzenia. Dezynfekcja termiczna nie jest

również w stanie zapobiec tworzeniu się biofilmów, ani nie może ich wyeliminować.

Inną rozpowszechnioną metodą fizycznej dezynfekcji jest wykorzystanie promieniowania UV. Metody napromieniowania UV wymagają ciągłego użycia energii i mają, zależnie od stopnia zmętnienia cieczy, mniejszą lub większą zdolność przenikania w jej głąb, gdzie mogą być jeszcze skuteczne. Za pomocą specjalnych rozwiązań technicznych próbuje się zmniejszyć ten „handicap”. Lampy UV mają również ograniczony czas żywotności, a wymiana źródeł światła jest często droższa niż same lampy. Pracownicy, którzy obsługują urządzenia z systemami UV, zobowiązani są nosić okulary ochronne.

W połączeniu z systemami UV lub samodzielnie stosowane są w pewnym stopniu systemy ultradźwiękowe, które niszczą drobnoustroje mechanicznie. Jak dalece metoda ta jest skuteczna, nie jest pewne. Zakłada się, że uszkadzają one duże mikroorganizmy.

Szczególnie wysokiej jakości sposobem dezynfekcji jest ultrafiltracja, która stosowana jest na przykład przy produkcji przemysłowej o wysokich wymaganiach odnośnie czystości oraz w szpitalach. Na drobnych porach membrany ultrafiltracyjnej zatrzymywane są drobnoustroje jak również i inne cząsteczki. Po pewnym czasie – tygodniach, miesiącach – następuje wzrost mikroorganizmów na membranie, a następnie dochodzi do niekontrolowanego „przerostu” czyli przejścia mikroorganizmów na drugą stronę membrany i skażenia systemu. Oznacza to, że drogie membrany do ultrafiltracji w stosunkowo krótkich okresach czasu muszą być zastępowane nowymi.

Metody elektrochemiczne wykorzystują właściwość wytwarzania przez nierozpuszczalną anodę rodników tlenowych (ROS) lub chloru gazowego, które zabijają mikroby przez ich utlenianie. Wymagane w procesach technologicznych produkty chemiczne, takie jak chłodziwa, emulgatory, roztwory polimerowe w hartowniach lub inhibitory korozji, są w sposób niepożądany niszczone przez utlenianie. Dlatego też stosowanie tej technologii dezynfekcji jest ograniczone do przypadków, w których powyżej wymienione substancje nie mają znaczenia. Metody elektrochemiczne są z natury bardzo

energochłonne i dlatego też ich zastosowanie ograniczone jest do mniejszych objętości cieczy. W wyniku reakcji katodowej powstaje nieużyteczny wodór, który należy bezpiecznie odprowadzić stosując odpowiednie środki ostrożności. Stosowane nierozpuszczalne anody są drogie i mają ograniczoną trwałość.

Kilka lat temu wraz z technologią AGXX pojawiła się na rynku całkowicie nowa metoda fizycznej dezynfekcji. W tej technologii chodzi głównie o specjalną powłokę powierzchniową, w kontakcie z którą niszczone są nieodwracalnie mikroorganizmy zawarte w cieczy. Powłokę AGXX nakłada się na siatkę drucianą ze stali nierdzewnej i wprowadza się ją w formie pierścieni Raschiga do urządzeń w specjalnych reaktorach typu „Drop-in” lub w „Bypassach”. Technologia AGXX spełnia, w przeciwieństwie do innych metod dezynfekcji, wszystkie kryteria, które stawia się nowoczesnej, ekologicznej i zrównoważonej metodzie dezynfekcji.

Technologia AGXX:

- nie jest toksyczna dla środowiska (brak emisji zanieczyszczeń i metali ciężkich),
- jest trwała,
- nie stanowi zagrożenia dla zdrowia pracowników,
- nie wymaga środków ochrony pracy, ochrony podczas transportu i przechowywania,
- nie zużywa energii do dezynfekcji,
- ma niską masę/wagę (ważne w systemach mobilnych),
- jest uniwersalna dzięki modułowej konstrukcji,
- zawiera wartościowe surowce nadające się do recyklingu.

W dalszej części opracowania ta nowa technologia zostanie omówiona bardziej szczegółowo i przedstawione zostaną przykłady jej zastosowania.

Podstawy technologii AGXX

Budowa powierzchni AGXX opiera się na bazie w formie warstwy srebra nałożonej metodą galwaniczną na dowolny nośnik np. drucianą siatkę ze stali nierdzewnej. Na tą powłokę nakłada się również galwanicznie inny metal szlachetny w formie mikrostruktury i clusterów (struktura mikroporowata).

Duża liczba oddzielnych clusterów

(grup) drugiego metalu szlachetnego rozmieszczonych na powierzchni srebra generuje drobne elementy mikrogalwaniczne. Po skondycjonowaniu powierzchni AGXX pochodną witaminy wytwarza się nieoczekiwanie w kontakcie powierzchni AGXX z wodą lub wilgocią wyraźne pole mikroelektryczne. Zostało to udowodnione za pomocą Mikroskopii Sił Elektrostatycznych (ang. Electrostatic Force Microscopy - EFM) w Instytucie Fraunhofera w Poczdamie/Golm (IBMT). W tej metodzie nierówności topograficzne spowodowane clusterami są wygładzane elektronicznie, w wyniku czego widoczne są różnice potencjałów na powierzchni. To pole mikroelektryczne wpływa na naładowaną również elektrycznie membranę mikroorganizmów, która ulega uszkodzeniu lub zniszczeniu.

Przez kontakt powierzchni AGXX z wodą lub wilgocią wytwarzają się na mikrokatodach w wyniku katalityczno-elektrochemicznej redukcji rozpuszczonego w wodzie tlenu reaktywne formy tlenu (ROS), które zabijają mikroorganizmy przez utlenianie.

Przy kontakcie drobnoustrojów z mikroanodami przebiega proces redox wspomagany katalitycznie, w którym mikroorganizmy oksydują, a zatem również ulegają zniszczeniu. Mikroanoda wraca do stanu początkowego.

Mechanizm działania AGXX składa się zatem z trzech wspomnianych katalitycznie fizycznych reakcji cząstkowych:

- Powstawanie pola mikroelektrycznego
- Redukcyjne tworzenie ROS (H₂O₂ i / lub reaktywne formy tlenu) na mikrokatodach
- Bezpośrednie oddziaływanie ośrodków aktywności redox na mikroanodach na mikroorganizmy.

Wszystkie trzy etapy procesu prowadzą do nieodwracalnego zniszczenia mikrobów. Uszkodzone błony komórkowe uniemożliwiają powstawanie odporności, które występują przy stosowaniu chemicznych środków dezynfekcyjnych.

W przeciwieństwie do konwencjonalnych technologii srebra lub miedzi do zwalczania mikrobów metoda dezynfekcji AGXX nie jest zależna od wolnych jonów srebra lub miedzi.

Wszystkie trzy efekty są wynikiem

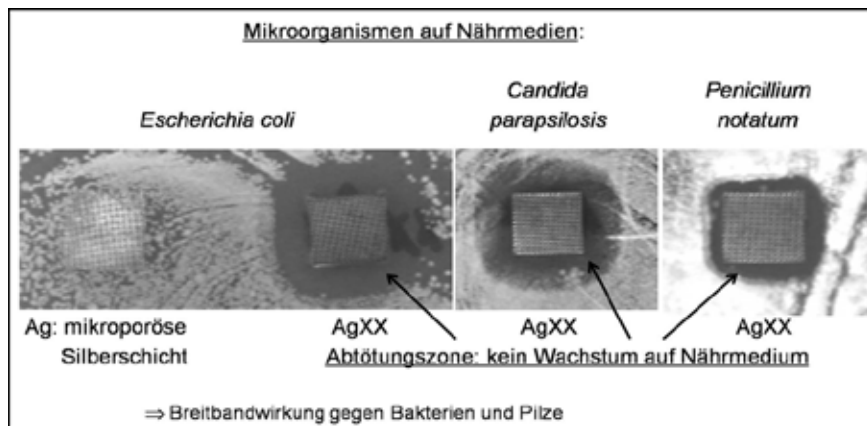
procesów fizycznych i katalitycznych zachodzących na powierzchni AGXX w interakcji pomiędzy wodą jako rozpuszczalnikiem i drobnoustrojami. W tych procesach powierzchnia AGXX nie ulega zmianie, co tłumaczy jej długoletnią żywotność w praktyce, obecnie już ponad 5 lat.

H₂O₂ i rodniki tlenowe tworzą się w wodzie również w innych procesach fizycznych takich jak promieniowanie UV lub elektroliza z nierozpuszczalnymi, domieszkowymi anodami diamentowymi. W przypadku technologii AGXX te formy tlenu powstają bezpośrednio na niezliczonych dyskretnych mikrokatodach powierzchni AGXX bez stosowania energii, co jest konieczne w przypadku promieniowania UV lub elektrolizy.

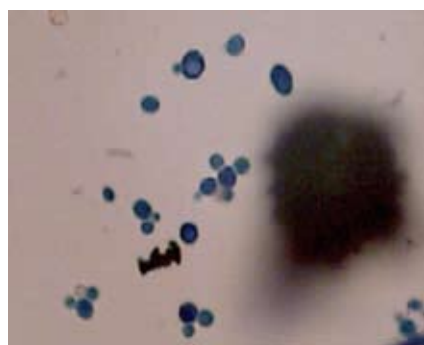
W kompleksowej dokumentacji na temat AGXX, którą sporządzono do procedur dopuszczenia dla produktów medyczno-technicznych, zarówno powierzchnia AGXX jak i jej mechanizmy działania zostały szczegółowo wyjaśnione na podstawie doświadczeń i analiz teoretycznych. Ważne wyniki opracowano we współpracy z Instytutem Fraunhofera (IBMT) [5].

Antymikrobową skuteczność AGXX została pomyślnie przetestowana na ponad 30 różnych mikroorganizmach w różnych laboratoriach, przy czym AGXX badano wobec szerokiego spektrum bakterii, drożdży i glonów. We wstępnych rozpoznaniach dotyczących badań AGXX na Międzynarodowej Stacji Kosmicznej (ISS) zostały skutecznie zwalczone metodą AGXX również szczególnie problematyczne odmiany bakterii. Legionella, a także oryginalne patogeny EHEC, zostały skutecznie zdezynfekowane przez powierzchnie AGXX. W różnorodnych zastosowaniach przemysłowych, w których spotyka się często nieznanne spektrum mikroorganizmów w roztworach procesowych, przeprowadzono również pomyślnie wieloletnią dezynfekcję za pomocą AGXX.

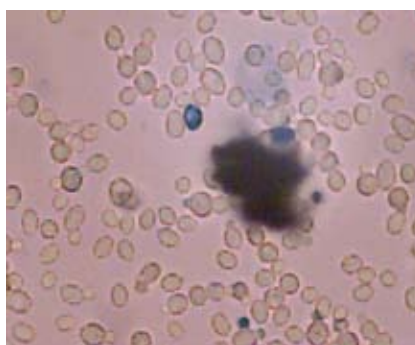
Zdjęcie 6 przedstawia przykłady biobójczego działania AGXX na bakterie, drożdże i pleśń. Widoczne są na nim wycinki siatki ze stali nierdzewnej pokryte AGXX (wielkość oczka 200 mikronów), które umieszczono na pożywce i spryskano zawiesiną bakterii E. Coli, Candida parapsilosis (drożdże) i Penicillium notatum (pleśń), a następnie in-



Zdjęcie 6: Szerokozakresowe działanie wycinków siatki AGXX na pożywce po inkubacji (106JTK/ml, 30°C, 36 h); (po lewej) Dla porównania jest uwidocznione działanie siatki pokrytej porowatym srebrem, która nie jest w stanie zatrzymać rozwoju bakterii i jest zupełnie pokryta ich koloniami.



(7a) 15 min. AGXX



(7b) 60 min. nanosrebro

Zdjęcie 7: (a) obumarłe komórki drożdży wokół proszku AGXX; (b) komórki drożdży wokół nanosrebra.

kubowano. Dla porównania postąpiono podobnie z wycinkiem siatki również ze stali nierdzewnej ale pokrytej tylko mikroporowatym srebrem (o dużej powierzchni) i naniesiono bakterie *E. coli*. Wynik po inkubacji pokazuje wyraźnie wytworzenie się strefy hamującej rozwój bakterii jako miarę aktywności antybakteryjnej. Jej obecność w przypadku AGXX dla wszystkich trzech rodzajów drobnoustrojów jest dowodem skutecznej dezynfekcji. Już ten prosty eksperyment pokazuje, że AGXX ma szerokie spektrum działania w zakresie zwalczania mikroorganizmów. Dla porównania inny przykład: Zaszczepiona bakteriami *E. coli* powierzchnia mikroporowatej powłoki ze srebra na siatce ze stali nierdzewnej ma zdecydowanie gorszy efekt antybakteryjny, który znacznie odbiega od skutecznego działania AGXX.

Na zdjęciu 7a widoczne jest doprowadzenie drożdży do kontaktu z AGXX w formie proszku. Po 15 minutach wszystkie komórki w promieniu około 50 mikronów od proszku AGXX zabarwiły się barwnikiem błękitu metylenowego. Zabarwienie wskazuje, że

zostały one zabite, ponieważ barwnik może przechodzić jedynie do komórek martwych. Ponieważ operacja zabarwienia zajmuje trochę czasu, komórki drożdży zostały zabite w krócej niż 15 minut. W przeciwieństwie do tego, nawet po 60 minutach przy zastosowaniu nanosrebra (zdjęcie. 7b) mikroby nie zostały zniszczone. Pojedyncze martwe

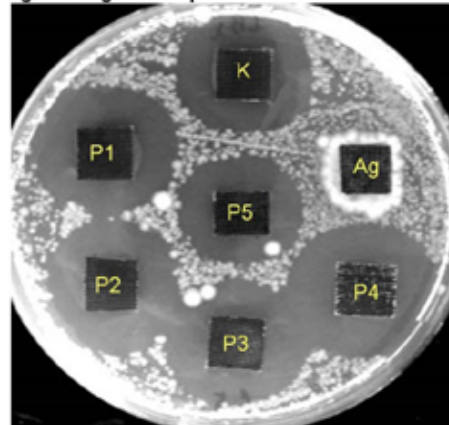
komórki były już zabite w momencie rozpoczęcia eksperymentu. Wskazuje to tylko na fakt, że barwnik dla zabitych mikroorganizmów był również w tym roztworze wodnym.

Jak wykazało jego praktyczne zastosowanie, AGXX uzyskuje efekt niszczenia mikroobów nawet w zastosowaniach długotrwałych, zarówno w przypadku złożonych cieczy chłodząco-smarujących, w których część, oprócz składników olejowych, zawiera do 30 dodatkowych substancji chemicznych, jak również jest skuteczne w wodzie użytkowej zawierającej dodatki zabezpieczające przed korozją.

Prosty eksperyment porównawczy polegający na zanurzeniu powierzchni AGXX i powierzchni srebra w roztworze K₂S a następnie dodawaniu szczepu bakterii *E. coli* i inkubacji pokazuje wyraźnie różnice między oligodynamiczną (klasyczną) technologią srebra i technologią AGXX. Jak widać na zdjęciu 8, 1%-owy roztwór K₂S nie ma wpływu na aktywność antybakteryjną AGXX nawet po 2 godzinach działania. W przeciwieństwie do tego srebro jest mikrobiologicznie nieskuteczne już po 5-minutowym zanurzeniu w 1%-owym K₂S.

Część wolnej powierzchni srebra na powłóce AGXX szybko tworzyłaby warstwę Ag₂S w zanurzeniowej metodzie w K₂S. Jednak ze względu na bardzo niską rozpuszczalność Ag₂S wynoszącą 5,5x10⁻⁵¹ mol³/l³ praktycznie niemożliwe jest uwalnianie do roztworu wolnych jonów srebra umożliwiających do zmierzenia, które brane byłyby pod uwagę jako mechanizm zabijania mikroorganizmów.

Suspensionskultur mit Bakterien von *E. coli* (RRI): 10⁶/ ml mit 50 µl ausplattiert Ag- und AgXX-Netzproben von 1 cm² auf den Agar gelegt.



Inkubation mit 1% K₂S
K: unbehandelte Kontrolle
Ag: Ag für 5 min. in K₂S
P1: AgXX für 5 min. in K₂S
P2: AgXX für 10 min. in K₂S
P3: AgXX für 30 min. in K₂S
P4: AgXX für 1h in K₂S
P5: AgXX für 2 h in K₂S

=> Inkubationen von AgXX in 1% K₂S von bis zu 2 Stunden führen zu keiner Blockierung der antibakteriellen Wirkung von AgXX. Im Gegensatz dazu wird Ag vollständig inaktiviert.

Zdjęcie 8: Wycinki siatki AGXX po obróbce w K₂S dla różnych czasów inkubacji, nawet po 2 godzinach ekspozycji w 1%-owym K₂S (P5) nie różnią się od próbek AGXX nieblokowanych K₂S (K); próbka pokryta srebrem (Ag) jest już po 5 minutach kontaktu z 1%-wym K₂S mikrobiologicznie nieskuteczna.

Doświadczenie w naturalnym moczu, który zawiera szereg białek tworzących kompleksy i chlorki, pokazuje również, że antibakteryjne działanie powierzchni AGXX nie jest wynikiem uwalniania jonów srebra.

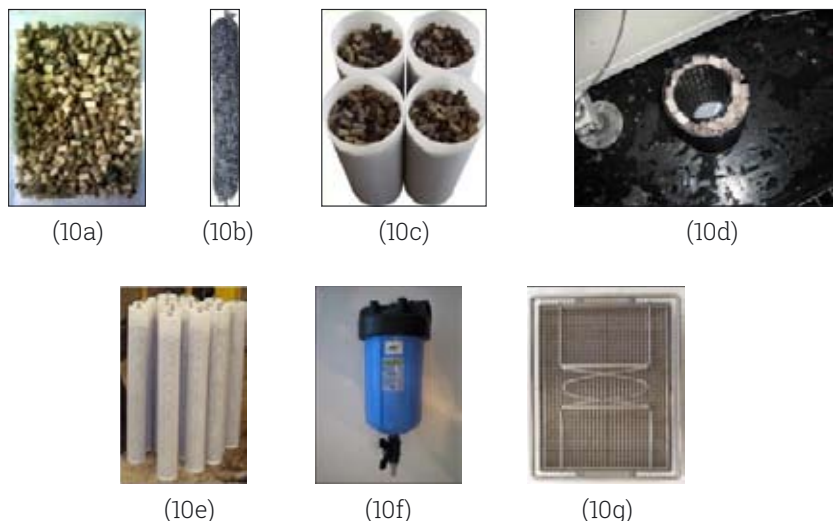
Zdjęcie 9 przedstawia wynik eksperymentu zabijania mikroobów, który demonstruje skuteczność AGXX w naturalnym moczu w obecności bakterii *E. coli* po inkubacji. W przeciwieństwie do AGXX powłoka srebra zawodzi ze względu na tworzenie się kompleksów, a tym samym zablokowanie wolnych jonów srebra, przez co bakteriobójczy efekt działania srebra jest niemożliwy.

AGXX – Techniczne moduły i systemy

Wszystkie systemy AGXX są zbudowane modułowo. Natomiast luźne pierścienie Raschiga (zdjęcie 10a) można wsypać praktycznie do każdego opakowania bez względu na formę (zdjęcia 10b – 10g). Geometria pierścienia Raschiga jest klasyczną formą stosowaną powszechnie w technologiach chemicznych, ponieważ łączy ona w sposób szczególnie efektywny dużą powierzchnię z małą objętością.

Pierścienie Raschiga wykonane są z plecionej siatki stalowej i dlatego można je doskonale zastosować jako filtr, a w szczególności dlatego, że mikroby adsorbowane są widocznie przede

Zdjęcie 10: Systemy AGXX: (a) Pierścienie Raschiga; (b) Siatka; (c) – (e) Kosze sitowe; (f) Filtr narurowy; (g) Skrzynka sitowa

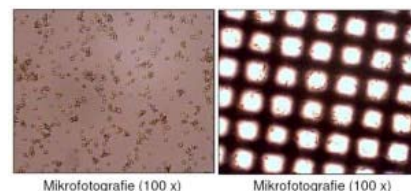


wszystkim na powierzchni siatki (zdjęcie 11).

Pierścienie Raschiga mogą zostać zastosowane w odpowiedniej ilości w formie uniwersalnej siatki (zdjęcie 10b), w sztywnych koszach z tworzywa sztucznego (zdjęcia 10c – 10e), w skrzynkach ze stali nierdzewnej z ustawianą pokrywą (zdjęcie 10g) lub w zmodyfikowanych filtrach (zdjęcie 10f). W specjalnych przypadkach, w celu uzyskania dużej powierzchni kontaktu z medium a przez to efektywnego unieszkodliwiania mikroobów, kosze z tworzywa zostają wypełnione pierścieniami tylko częściowo (zdjęcie 10d). Stosując te pojedyncze moduły można instalować

odpowiednie systemy AGXX zależnie od potrzeb klienta. Przy czym istnieją trzy podstawowe warianty:

- Rozwiązania Drop-In, przy których moduły AGXX zostają umieszczone bezpośrednio w medium (roztworze) przeznaczonym do dezynfekcji.
- Rozwiązania Bypass, przy których część strumienia roztworu zostaje skierowany przez moduły AGXX.
- Integracja w przewodach rurowych, przy czym moduły AGXX instalowa-

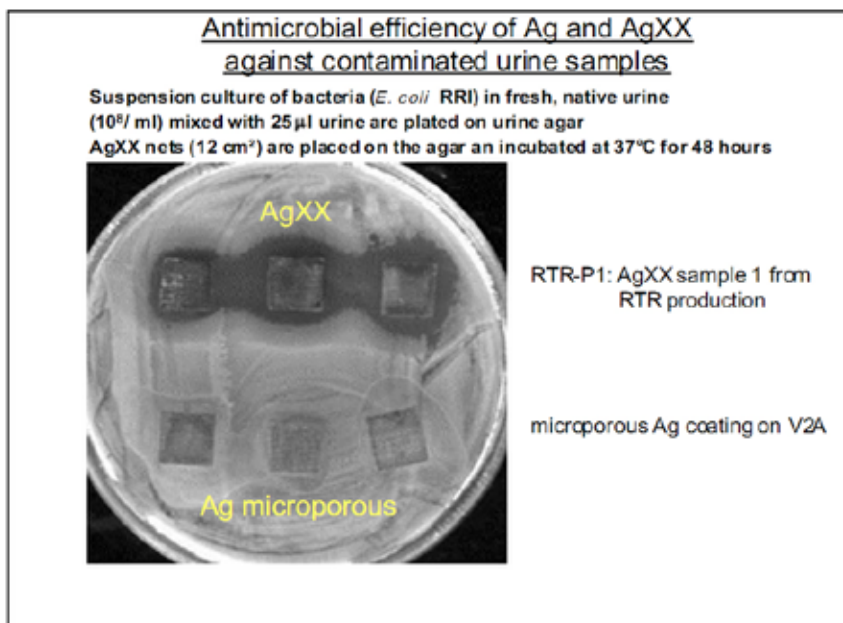


Zdjęcie 11: Główne skupiska grzybów drożdży przy oczkach siatki AGXX

ne są w wybranych miejscach głównie w celu zwalczania biofilmów.

Na zdjęciach 12a do 12c przedstawione są przykłady rozwiązań Drop-In do dezynfekcji wody chłodniczej lub środków chłodząco-smarujących.

Zalety rozwiązania Bypass polegają na wymuszonym przepływie roztworu przeznaczonego do dezynfekcji tzn. skażony strumień zostaje skierowany bezpośrednio na powierzchnię AGXX. Poza tym wykorzystując konieczną do obiegu pompę można regulować prędkość przepływu a przez to czas kontaktu mikroobów z powierzchnią AGXX czyli pierścieniami Raschiga (zdjęcie 13). W przypadku wyłączenia pompy danego urządzenia dezynfekcja za pomocą



Zdjęcie 9: Skuteczność AGXX w naturalnym moczu wobec bakterii *E.coli* w porównaniu do srebra



(12a)



(12b)



(12c)

Zdjęcie 12: Rozwiązania Drop-In: środki chłodząco-smarujące (a) i (b); woda chłodnicza (c)

AGXX nie może efektywnie funkcjonować, gdyż ilość skażonej cieczy mającej kontakt z powierzchnią AGXX jest zbyt mała.

Na rysunku 14 przedstawiono schematycznie za pomocą wykresu przebieg stopnia skażenia, tzn. wzrostu liczby mikroorganizmów w czasie weekendów i dni wolnych od pracy czyli przy wyłączonych pompach. Widoczna jest również redukcja skażenia przez działanie AGXX po ponownym uruchomieniu pomp. Zależnie od warunków panujących w czasie przerw w pracy urządzeń może dojść do tak wysokiego rozwoju mikroorganizmów, że ich redukcja wymaga pewnego okresu „rozruchu”.

Przy wariantcie Bypass stosuje się filtry antymikrobowe i moduły SKT przede wszystkim w formie kaskad reakcyjnych (zdjęcia 15a – 15c). Ich zastosowanie powoduje ze względu na dłuższy czas działania powierzchni AGXX bardzo skuteczną dezynfekcję. Filtry antymikrobowe można instalować jako systemy mobilne lub stacjonarne. W zależności od wielkości przepływu cieczy i stopnia jej mikrobiologicznego skażenia stosuje się połączenia szeregowo (zdjęcie 15a) i/lub równoległe (zdjęcie 15b). Podob-

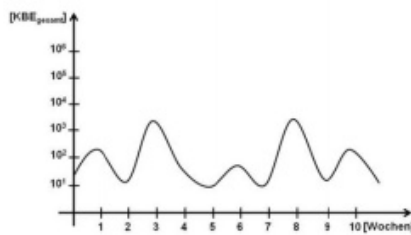


Zdjęcie 13: Rozwiązanie Bypass w formie reaktora ciśnieniowego

nie jak przy klasycznych filtrach stopień zablokowania powierzchni AGXX zanieczyszczeniami mechanicznymi i obumarłą biomasą powodujący zmniejszenie przepływu można kontrolować poprzez zastosowanie manometru. Jest to konieczne ze względu na oczyszczenie systemu AGXX we właściwym czasie (zdjęcie 15b prawe u góry). Moduł SKT wyposażony w skrzynki sitowe wypełnione pierścieniami Raschiga instaluje się szczególnie w przypadku większych ilości cieczy (> 5 m³).

Istotnym miejscem powstawania biofilmów są rurociągi. Osady te są z kolei źródłem stałego skażenia mikrobiologicznego mediów procesowych poprzez ciągłe przekazywanie mikroorganizmów do otoczenia. Woda surowa lub zdeminiaralizowana, w zależności od potrzeb, dodawana jest do wody procesowej i często

kość przepływu na górnych piętrach). Doprowadzana woda świeża często stoi w rurach i jest podgrzewana w ciepłych pomieszczeniach produkcyjnych. W tych warunkach rozwijają się dobre biofilmy. Czyszczenie rurociągów z zastosowaniem chemii jest tylko częściowo skuteczne, dlatego też ze względu na rozwój mikroorganizmów rurociągi należy traktować jako jeden z najsłabszych punktów w obiektach produkcyjnych. Problem ten można znacznie zredukować stosując filtry antymikrobowe AGXX, które instaluje się w rurociągach w określonych odległościach. Na zdjęciu 16 są przedstawione filtry tego typu, które wbudowano w rurociągi wody demineralizowanej z piwnicy. W celu osiągnięcia jak najlepszego efektu dezynfekcji ostatni filtr instaluje się bezpośrednio przed dopływem do zbiornika procesowego.



Zdjęcie 14: Wykres przebiegu rozwoju mikroorganizmów w czasie przerw w produkcji (wzrost po wyłączeniu maszyn, w czasie weekendów i dni świątecznych)

przepływa przez rurociągi, które w wielu przypadkach mają długość ponad 100 m i przechodzą przez kilka pięter (spadek ciśnienia i przez to mniejsza prę-

Filtry mechaniczne i filtry antymikrobowe AGXX jako jednostki systemowe

AGXX jest technologią powierzchni o właściwościach katalitycznych, która stanowi alternatywną metodę dezynfekcji. Z tego też powodu jej funkcjonowanie zależy od tego, w jakim stopniu powierzchnia pierścieni Raschiga zostanie zanieczyszczona obumarłą biomasą lub innym osadem. Znaczne zanieczyszczenie pierścieni powoduje jej blokadę i ograniczenie działania antymikrobowego. Dlatego też w większości



Zdjęcie 15: (a) mobilny system filtrów antymikrobowych AGXX 10''; (b) stacjonarny system filtrów antymikrobowych AGXX 10''; (c) moduł AGXX SKT



Zdjęcie 16: Integracja filtrów antymikrobowych AGXX w rurociągach zasilających wody demineralizowane

przypadków systemy AGXX instalowane są w kombinacji z tradycyjnym filtrem mechanicznym.

Przy zastosowaniach Drop-In należy zwrócić uwagę na to, że moduły AGXX instaluje się zawsze w najczystszej strefie danej maszyny (często za filtrem) (zdjęcie 12b).

Przy systemach Bypass kombinacja filtra mechanicznego i filtra antymikrobowego AGXX jest stosunkowo prosta do realizacji.

Filtry mechaniczne i filtry antymikrobowe AGXX należy rozumieć jako jednostkę systemową, której celem jest osiągnięcie jak najlepszego rezultatu oczyszczania wodnych roztworów procesowych. W praktyce ma to tę zaletę, że pracownicy odpowiedzialni za przeglądy i czyszczenie filtrów mechanicznych mogą również przejąć jednocześnie czyszczenie filtrów antymikrobowych AGXX. Czyszczenie filtrów mechanicznych polega na regularnym usuwaniu różnego rodzaju zanieczyszczeń. Filtry AGXX muszą zostać dodatkowo oczyszczone z obumarłej biomasy. Mikroby znajdujące się w wodnych systemach procesowych decydują podobnie jak zanieczyszczenia mechaniczne o jakości produkcji. Poza tym są bardziej niebezpieczne dla zdrowia niż normalnie powstające zanieczyszczenia.

Najprostszą kombinacją filtracji mechanicznej z modułami AGXX są



Zdjęcie 18: Kombinacja AGXX + moduł ultrafiltracyjny do ręcznych pryszniców

filtry ciśnieniowe, w których pomiędzy świecami filtrującymi znajdują się siatki wypełnione pierścieniami Raschiga (zdjęcie 17a). Przy dużym stopniu zanieczyszczenia jak np.

AGXX-Mikrobenfilter 20" mit Vor- und Nachfilterung - Beispiel



Zdjęcie 19: Filtry antymikrobowe AGXX z filtracją wstępną i końcową

w hartowniach, przez zgorzelinę, która powstaje w związku z zachodzącym tam procesem, moduły AGXX SKT pracują w kombinacji z filtrami magnetycznymi (zdjęcie 17c) i filtrami taśmowymi (zdjęcie 17b i 17c).

Moduły AGXX mogą zostać również połączone z metodami filtracji najdokładniejszej np. z ultrafiltracją. Celem tego zastosowania jest zabezpieczenie membran przed ich zarastaniem i blokadą przez mikroorganizmy lub znaczne opóźnienie tego procesu. W tej

wierzchni pierścieni Raschiga, nie dostaną się do roztworu procesowego (zdjęcie 19).

W zależności od rodzaju aplikacji do filtracji końcowej stosuje się filtry z wkładami o dokładności od 10 µm do 1 µm. W przypadku zanieczyszczenia tenzydami obiegów wody demineralizowanej, w których brakuje np. filtracji z zastosowaniem węgla aktywnego, należy zwrócić uwagę na to, aby przy dezynfekcji w „Bypassie” woda ta nie pieniała się w płuczce przepływowej z powodu jej dużej prędkości przepływu przez najdokładniejsze filtry. Łatwo lotne tenzydy nie są usuwane wystarczająco skutecznie nawet w wyparce próżniowej. Powstawanie piany przez intensywny ruch cieczy w wodzie zawierającej tenzydy jest znanym i niepożądanym zjawiskiem, które nie ma nic wspólnego z procesem dezynfekcji metodą AGXX.



Zdjęcie 17: Filtry mechaniczne + moduły AGXX: (a) filtr ciśnieniowy/świeca filtracyjna, (b) i (c) moduły AGXX SKT + filtr magnetyczny i taśmowy

Ważną zasadą jest, że „organika” zarówno w obiegach wody jak i w rurociągach jest „pożywką” dla mikroorganizmów i powoduje ich rozmnażanie się oraz powstawanie biofilmów. Dlatego też w obiegach wody demineralizacji należy utrzymywać jak najniższy poziom zanieczyszczeń organicznych i zapobiegać w ten sposób wzrostowi mikrobów.

Czyszczenie modułów AGXX

Pierścienie Raschiga z powłoką AGXX zabijają nie tylko mikroby, lecz spełniają również rolę filtra, który usuwa martwą biomasę i inne zanieczyszczenia z cieczy. Jest to bardzo pożądaný efekt, gdyż martwa biomasa musi zostać usunięta z systemu. W przeciwnym razie służy ona żywym mikroorganizmom jako „pożywka” lub „schowek”. Na zdjęciach 20a i 20b jest widoczne, jak duże ilości martwej biomasy mogą przy tym powstać. Są one często dla wielu osób odpowiedzialnych za eksploatację maszyn i urządzeń zaskakująco duże.



Zdjęcie 20: (a) Moduły AGXX z martwą biomasą z myjki powietrza (skrubera); (b) martwa biomasa z tokami (obróbka metalu)

Wódnych zanieczyszczeniami mechanicznymi i mikrobiologicznymi oraz od wybranych długości cykli ich czyszczenia (zdjęcie 21a – 21c). Osady widoczne na zdjęciu 21b były już zbyt długo nie usuwane. Pomimo tego działanie pierścieni Raschiga było jeszcze ciągle skuteczne. Jest to możliwe dzięki wyjątkowej konstrukcji pierścieni, które posiadają formę zwiniętej rolki

nym modułom AGXX, które nie były regularnie czyszczone (22e, 22f).

Jak widać na zdjęciach 23a i 23b, pierścienie Raschiga odpowiednio używane i czyszczone są ciągle aktywne antymikrobowo, także po pięciu latach eksploatacji w przemyśle (zdjęcie 23b).



Zdjęcie 21: (a) martwa biomasa na module AGXX; (b) i (c) grube osady z martwej biomasy i innych zanieczyszczeń na pierścieniach Raschiga

Często nie zwraca się uwagi na fakt, że w większości przypadków określony za pomocą tzw. Dip-Slides poziom skażenia mikrobiologicznego w JTK/ml podawany jest w skali logarytmicznej. To natomiast oznacza, że redukcja ilości mikroorganizmów o jedną jednostkę nastąpiła z poziomu 106 JTK/ml na 105 JTK/ml, czy też z 104 JTK/ml na 103 JTK/ml. W pierwszym przypadku ilość żywych mikrobów spadła z 1 miliona/ml na 100 tys./ml, przy czym 900 tys./ml zostało zabitych. Natomiast w drugim przypadku zabitych zostało tylko 9 tys./ml. Wynikiem tego jest mniejsza ilość powstałej martwej biomasy.

Stopień zanieczyszczenia modułów AGXX i pierścieni Raschiga osadom zależy od stopnia obciążenia roztwo-

zn. powierzchnia zewnętrzna osłania powierzchnię wewnętrzną. Dzięki temu powierzchnia wewnętrzna zachowuje swoją aktywność pomimo znacznego zanieczyszczenia osadami powierzchni zewnętrznej.

Proces czyszczenia pierścieni Raschiga i modułów polega w większości przypadków na opłukaniu za pomocą strumienia wody, który nie powinien jednak uszkodzić struktury powierzchni AGXX (zdjęcie 22a, 22b). Zanieczyszczone pierścienie można również wyczyścić w przemysłowych zmywarkach z użyciem tradycyjnych środków myjących (zdjęcie 22c, 22d).

Stosując środki powierzchniowo czynne można było również przywrócić aktywność mocno zanieczyszczono-

Podsumowanie

Opracowana antymikrobową powłoką AGXX stanowi nową metodę dezynfekcji i stoi do ogólnej dyspozycji. Żadna z innych technologii dezynfekcji nie posiada tak szerokiego pola zastosowania, sięgającego od techniki medycznej poprzez towary konsumpcyjne do procesów przemysłowych. Ze względu na jej fizyczno-katalityczny mechanizm działania technologia ta spełnia wszystkie warunki technologii zrównoważonej i przyszłościowej.

Powierzchnie AGXX są nietoksyczne, ekologiczne, przeznaczone do recyklingu, wyróżniają się długą żywotnością i małym ciężarem oraz prostym użyciem



(22a)



(22b)



(22c)



(22d)



(22e)



(22f)

Zdjęcie 22: Czyszczenie pierścieni Raschiga: (a) i (b) strumieniem wody; (c) i (d) w zmywarkach; (e) i (f) strumieniem wody z dodatkami środków aktywnych powierzchniowo w przypadku mocnego zanieczyszczenia systemów AGXX



Zdjęcie 23: (a) Pierścienie Raschiga z modułu AGXX po czyszczeniu, (b) Wynik testu pierścieni Raschiga na pożywcę po inkubacji świadczy o całkowicie zachowanej aktywności antibakteryjnej.

bez stosowania energii.

Technologia AGXX sprawdziła się w wieloletnim zastosowaniu jako skuteczna alternatywa dla toksycznych biocydów lub innych fizycznych metod dezynfekcji wody chłodniczej, chłodziw czyli płynów chłodząco-smarujących,

wody w płuczkach i wody demii we wtryskarniach tworzywa, zakładach obróbki metali i kamienia, w galwanizerniach (produkcja płytek drukowanych, galwanizacja tworzywa), zakładach lakierniczych, hartowniach i w przemyśle spożywczym. W ostatnim czasie doszło zastosowanie AGXX w ogrodnictwie.

W dużych liniach technologicznych ilości cieczy dezynfekowanej do tej pory za pomocą systemów AGXX wynoszą od kilkuset litrów do 140 m³. W przemysłowych kąpielach procesowych występuje ogromna ilość różnych mikroorganizmów, które często tworzą specyficzny „biotop” danego urządzenia lub technologii produkcji. W praktyce natomiast rozróżnia się z reguły tylko bakterie i grzyby (Dip-Slides). Badania w kierunku Legionelli, zarodników, glonów czy multirezystentnych mikroobów prowadzone są tylko w przypadku konkretnych procesów lub z konieczności. Dlatego też stosowane w przemyśle metody dezynfekcji muszą charakteryzować się szerokim zakresem działania i wysoką skutecznością. Cechy te posiada technologia AGXX dzięki specyficznemu antymikrobowemu mechanizmowi działania.

Systemy AGXX zbudowane są modułowo. Najmniejszy moduł stanowi pierścień Raschiga czyli kawałek siatki ze stali szlachetnej pokrytej powłoką AGXX i odpowiednio zwiniętej. Dla aplikacji AGXX w przemyśle stoi do dyspozycji wiele systemów w formie „Drop-In” lub „Bypass”. W kombinacji z odpowiednimi filtrami pracują one najbardziej efektywnie. Przykładem są procesy z wysokimi wymogami czystości wody, gdzie filtry instalowane są przed i za systemem AGXX.

W celu odpowiedniego doboru modułów do danego procesu technologicznego lub urządzenia należy przeprowadzić wspólnie z klientem analizę sytuacji. Wielokrotnie prowadzi ona do wskazania możliwości redukcji kosztów, które w pierwszym rzędzie nie mają związku z dezynfekcją. Nie były one jednak wcześniej widoczne przez stosowanie biocydów.

Literatura

[1] ORIS Umweltconsulting GmbH: Technologie uzdatniania wody 2005 – 2025
 [2] Mikroby w szpitalach: Nowatorskie pokrycia powierzchni jako ratownik życia; Galvanotechnik 104, 8 (2013) 1567-1568
 [3] Biofilmy (Wikipedia)
 [4] Flemming, H.C.: „Biofilmy, biofouling i szkody w materiałach spowodowane przez mikroby”; Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft 129, Wydawnictwo Oldenburg, Monachium (1994)
 [5] Dossier – Mechanizm antymikrobowego działania powłok AGXX; marzec 2013

Wielofunkcyjność i otwartość

Dołowy system radiokomunikacyjny dotra elementem inteligentnej kopalni przyszłości

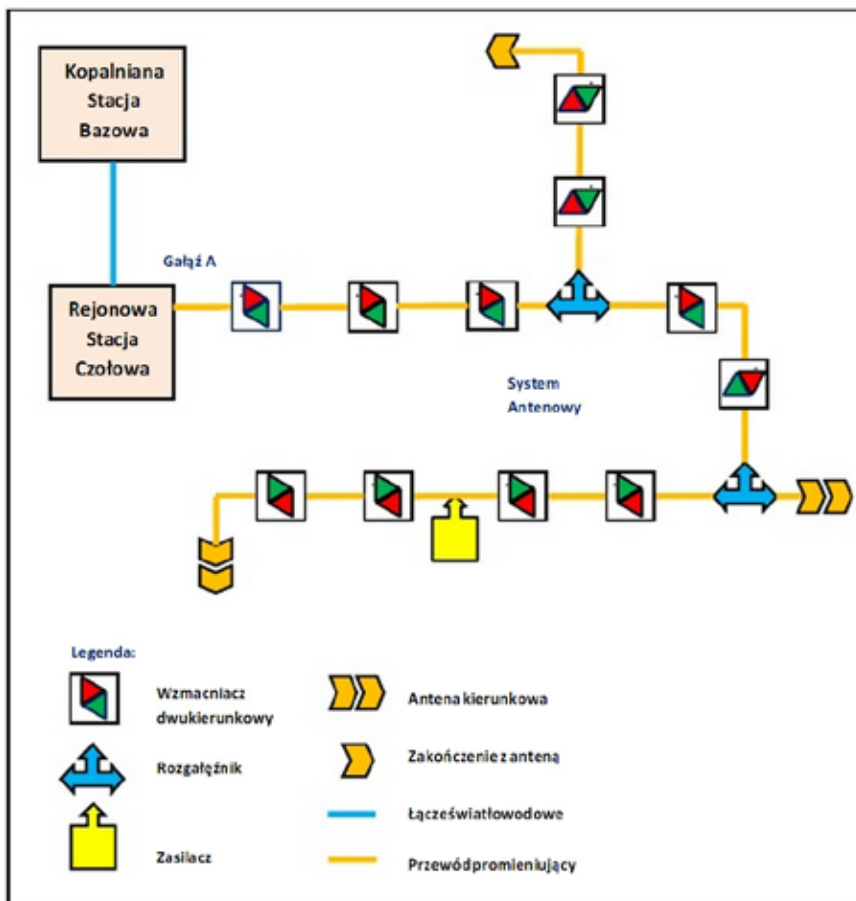
Jan Moszumański

Wstęp

Dołowy system łączności radiowej DOTRA, jest systemem radiokomunikacyjnym dedykowanym dla kopalń głębinowych nie zagrożonych wybuchem metanu. System wykorzystuje technologię propagacyjną przewodu promieniującego i automatyczne stacje bazowe - trunkingowe. Nazwa systemu pochodzi od słów DOłowy TRAnking. System został opracowany, zainstalowany i wdrożony przez Spółkę INOVA w Oddziałach Górniczych KGHM Polska Miedź S. A. w Lubinie.

Budowa systemu

System składa się z infrastruktury tj. automatycznych stacji bazowych i hybrydowego aktywnego systemu antenowego (Rys.1) oraz terminali abonenckich – radiotelefonów. System antenowy oparty jest na technologii przewodu promieniującego, dwukierunkowych wzmacniaczach i antenach



Rys. 1. Schemat blokowy systemu antenowego DOTRA.



mgr inż.
Jan Moszumański
Centrum Innowacji Technicznych
INOVA Sp. z o. o.

Streszczenie:

W artykule opisano wielofunkcyjność i otwartość wdrożonego w kopalniach KGHM Polska Miedź S. A. systemu łączności bezprzewodowej DOTRA, oraz wskazano jego możliwości rozwoju i rolę w nowoczesnej kopalni.

Słowa kluczowe: Radiokomunikacja, trunking, przewód promieniujący

Multifunctionality and openness

Underground radio system DOTRA element of the smart future mines

Abstract: The article describes the functionality and openness implemented in the mines of KGHM Polish Copper S. A. DOTRA wireless communication system, and indicated its possibilities of development and role in modern mines

Key words: Radiocommunications, Trunking, Leaky Feeder

Многофункциональность и открытость

Подземная система радиосвязи DOTRA элемента умных будущих шахт

Резюме: В статье описывается функциональность и открытость, реализованный в шахтах KGHM Польская Медь S. A. системы беспроводной связи DOTRA, и указал свои возможности развития и роли в современных шахтах.

Ключевые слова: Радиосвязь, trunking, Leaky Feeder

kierunkowych. Radiotelefony występują w wersji stacjonarnej, przewoźnej i bazowej. Podstawowym zadaniem systemu jest zapewnienie łączności rozmownej na frontach wydobywczych – przodkach, w chodnikach transportowych i komorach samojedźnych maszyn ciężkich w kopalni. Ponadto system umożliwia współpracę z istniejącymi w kopalni systemami łączności przewodowej jak np. z abonentką centralą telefoniczną i systemem alarmowo – rozgłoszeniowym STAR, SAT. System umożliwia również transmisję danych. Łączność może odbywać się indywidualnie pomiędzy dwoma abonentami lub pomiędzy wieloma w dowolnie definiowanych grupach. Wywoływanie może być standardowe, priorytetowe lub alarmowe. Właściwości systemu pozwalają na elastyczne konfigurowanie jego funkcjonalności. W trakcie eksploatacji systemu jego funkcjonalność może być dowolnie modyfikowana wraz ze zmieniającymi się potrzebami i wymaganiami użytkowników. Sprawność systemu jest kontrolowana przez diagnostykę, a ruch komunikacyjny jest bilingowany. Rozmowy np. z dyspozytorem mogą być rejestrowane.

Podstawowymi elementami systemu DOTRA są:

- Kopalniana Stacja Bazowa zlokalizowana na powierzchni. Stacja ta pełni funkcję nadrzędną w systemie łącząc Rejonowe Stacje Czołowe



Ilustracja 2. Czołowa Stacja Bazowa DOTRA – widok od frontu

- we zlokalizowane na dole kopalni.
- Rejonowe Stacje Czołowe (Ilustracja 2) zlokalizowane na dole i pracujące w otwartym standardzie trunkingowym MPT 1327. Otwartość standardu polega między innymi na tym, że w systemie mogą pracować terminale (radiotelefony) różnych producentów, które spełniają ten standard. Gwarantuje to dywersyfikację dostawców urządzeń. Należy również zwrócić uwagę, że lokalny ruch radiowy pomiędzy terminalami abonenckimi zamyka się w Rejonowej Stacji Czołowej - w danym rejonie kopalni. Odcięcie Rejonowej Stacji Czołowej od pozostałej infrastruktury nie blokuje połączeń radiowych pomiędzy terminalami w rejonie. Decentralizacja Rejonowych Stacji Czołowych pozwala również na rozproszenie i powielenie inteligencji infrastruktury, a tym samym podniesienie niezawodności systemu.
- Przewód promieniujący, podwieszany w głównych chodnikach kopalni, pełniący funkcję anteny i jednocześnie przewodu zasilającego elementy aktywne systemu antenowego.



Ilustracja 3. Przewód promieniujący



Ilustracja 4. Antena kierunkowa

- Anteny kierunkowe o dużym wzmacnieniu umieszczone na końcach przewodu promieniującego – głównie na frontach wydobywczych.
- Wzmacniacze dwukierunkowe, kompensujące straty sygnału radiowego w przewodzie promieniującym, rozmieszczane co około 320m. Wzmacniacze te mogą być wykonane w wersji z automatyczną rewersją co umożliwia tworzenie pętli z przewodu promieniującego. Tworzenie pętli

podnosi niezawodność systemu ponieważ przerwanie przewodu nie powoduje przerwy łączności, gdyż odcięte wzmacniacze odwracają kierunki wzmacnienia i są zasilane sygnałem w. cz. z Rejonowej Stacji czołowej – z drugiej strony pętli.

- Zasilacze, zasilające wzmacniacze poprzez przewód promieniujący w danej sekcji. Przewód promieniujący jest podzielony galwanicznie na sekcje zasilające o długości



Ilustracja 5. Wzmacniacz dwukierunkowy

- około 2km.
- Łączy optyczne, wykorzystujące sieć optotelekomunikacyjną kopalni (w tym przypadku system FOX).
- Terminale abonenckie w wersji stacjonarnej, przewoźnej i noszonej (Ilustracje 3, 4 i 5).
- Diagnostyka kontrolująca system wraz z wizualizacją stanu pracy urządzeń na ekranie komputera administratora.
- Zbiorcza lokalizacja ładowarek akumulatorów radiotelefonów noszonych na lampowniach, zapewniająca pełną kontrolę ich stanu technicznego i lepszą ich obsługę. Dodatkowo zainstalowane na lampowniach testery pozwalają na codzienną kontrolę sprawności radiotelefonów noszonych.



Ilustracja 6. Radiotelefony noszone GP 680 i PD785 U DOTRA

Funkcjonalność systemu.

- System zapewnia następujące usługi:
- łączność rozmowną pomiędzy terminalami, oraz z abonentami centrali telefonicznej kopalni,
 - przesyłanie komunikatów teksto-

- wych na wyświetlacz terminali,
- transmisję danych służących monitorowaniu i sterowaniu,
- przesyłanie komunikatów alarmo-



Ilustracja 7. Radiotelefony przewodzone GM 1280 i MD785 U DOTRA

wych i ostrzegawczych z systemu STAR, SAT.

Cechy systemu

Do najważniejszych cech systemu DOTRA należą:

Odporność na uszkodzenia:

Odporność na uszkodzenia zapewnia modułowa i rozproszona budowa systemu. Zamiast skupiania urządzeń w jednej stacji moduły systemu zostały rozproszone i zlokalizowane w rejonach kopalni.

Możliwości rozbudowy:

Modułowa budowa systemu umożliwia również jego łatwą rozbudowę i w razie potrzeby dodanie kolejnych stacji, wydłużenie trasy przewodu promieniującego czy też dodaniu nowych funkcji.

Wbudowana redundancja:

Funkcje systemu zostały podzielone pomiędzy węzły i stacje. Umożliwia to budowę systemu etapami, zaczynając od niewielkiej instalacji a kończąc na docelowej, utrzymując przez cały czas pełną jej funkcjonalność. Daje to systemowi pewien poziom redundancji ponieważ w przypadku uszkodzenia nadrzędnego węzła nadal można nawiązywać łączność pomiędzy radiotelefonami.

Rozbudowana diagnostyka

Pełna, zdalna kontrola wszystkich podstawowych modułów systemu, w tym zasilania, z wizualizacją ich stanu pracy na mapie kopalni.

Pełna, zdalna kontrola wszystkich podstawowych modułów systemu, w tym zasilania, z wizualizacją ich stanu pracy na mapie kopalni.

Łączność głosowa

Łączność głosowa jest podstawową funkcjonalnością systemu DOTRA. System łączności radiowej DOTRA oparty został na protokole MPT 1327 i przeznaczony jest do pracy w miejscach, gdzie ograniczona jest wolna propagacja fal radiowych (oddziały wydobywcze kopalni, wyrobiska górnicze niezagrożone wybuchem itp.). Głównym zadaniem systemu łączności głosowej jest



Ilustracja 8. Radiotelefon stacjonarny DOTRA SB-1

zapewnienie komunikacji głosowej pomiędzy radiotelefonami przenośnymi, przewodnymi (zamontowanymi na pojazdach) oraz stacjonarnymi (bazowymi). Radiotelefony pracujące w ramach tego systemu mają możliwość indywidualnego połączenia się z każdym terminalem radiotelefonicznym, wywołania grupy radiotelefonów a dodatkowo rozgłaszania komunikatów i przesyłania krótkich informacji tekstowych SDM. Abonent w systemie posiada na wyświetlaczu radiotelefonu informację o abonencie wywoływany (numer, zajętość, dostępność), stanie naładowania baterii (w terminalach noszonych), poziomie sygnału radiowego, wyjścia z zasięgu systemu dodatkowo sygnalizowaną

akustycznie.

System umożliwia również połączenia głosowe pomiędzy radiotelefonami a telefonami stacjonarnymi (PABX i PSTN) oraz innymi systemami dyspozytorskimi jak np. STAR, SAT oraz radiotelefonami ratowniczymi.

Współpraca systemów STAR, SAT i DOTRA

Systemy bezpieczeństwa STAR, SAT są podstawowymi systemami w kopalni do powiadamiania i komunikacji z załogą w przypadku wystąpienia zagrożenia. Opracowano koncepcję systemu połączonego pod nazwą Kopalniany System Telekomunikacyjny (KST-M), który uzyskał dopuszczenie Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego do stosowania w kopalniach KGHM. Układ współpracy systemów STAR, SAT oraz DOTRA ma za zadanie umożliwić nadawanie komunikatów grupowych w systemie DOTRA za pośrednictwem stanowiska dyspozytorskiego systemu STAR, SAT. Integracja systemu DOTRA z systemem STAR, SAT poszerza możliwości oraz zasięg powiadamiania i alarmowania w kopalni. Jest to funkcja, która w przypadku zaistnienia sytuacji kryzysowej upraszcza obsługę powiadamiania załogi o zagrożeniach oraz drogach ewakuacji i pozwala dyspozytorowi skupić uwagę na sprawach kluczowych dla pomyślnego rozwiązania pojawiających się w takiej sytuacji problemów. Idea współpracy systemów pomiędzy sobą polega na połączeniu linii wyjściowych systemu STAR, SAT z liniami systemu DOTRA przeznaczonymi do połączeń ze stanowiskiem dyspozytorskim. Oprogramowanie stanowiska dyspozytorskiego systemu STAR, SAT zostało specjalnie wzbogacone o dodatkową funkcjonalność w celu prawidłowej współpracy z systemem DOTRA. W zakresie obsługi systemu DOTRA funkcje podzielone są na dwie części:

alarmowe oraz zwykłe nadawanie grupowe - dyspozytor wykorzystujący pulpit dyspozytorski systemu STAR, SAT może nadawać sygnały alarmowe, komunikaty słowne, oraz inicjować zwykłe wywołania grupowe do telefonu - sygnalizatorów systemu STAR,

SAT oraz radiotelefonów systemu DOTRA,

indywidualna obsługa radiotelefonów - pulpit dyspozytorski STAR, SAT może być wykorzystywany do obsługi radiotelefonów systemu DOTRA.

a) dyspozytor realizuje funkcje nadawania do wybranego radiotelefonu,

b) radiotelefon przywołuje dyspozytora w sposób alarmowy lub zwykły.

Programowalne przyciski radiotelefonów posiadają funkcje alarmowego wywołania dyspozytora, normalnego wywołania dyspozytora i wywołania awizo.

Transmisja danych

Nadzór nad transmisją danych sprawuje Rejonowa Stacja Czołowa.

Rodzaje transmisji danych

System DOTRA umożliwia następujące usługi przesyłania danych:

- przesyłanie danych w postaci statusów (ustalonych wcześniej komunikatów) wykorzystując kanał kontrolny,
- przesyłanie danych (wiadomości) po kanale kontrolnym,
- przesyłanie danych punkt – punkt i punkt - wielopunkt na kanale komunikacyjnym systemu z prędkością 4800bps,
- transmisję danych po wydzielonym kanale przy użyciu radiomodemów (9600bps).

Transmisja z udziałem radiomodemów odbywa się na wydzielonych kanałach niezależnych od systemu trankingowego. W zależności od użytych modemów i szerokości pasma radiowego (12,5-25kHz) prędkości mogą osiągać wartości od 9600bps do 19200bps.

Wykorzystanie transmisji danych

Dzięki wykorzystaniu funkcji transmisji danych systemu DOTRA można monitorować pracę urządzeń pod ziemią jak również sterować nimi. System taki może być wykorzystany do:

- monitorowania stanu pracy przenośników taśmowych,
- monitorowania i sterowania tam wentylacyjnych,
- monitorowania i sterowania rozdzielni elektrycznych, pomp itp.

monitorowania temperatury, wilgotności i składu atmosfery.

Zaletą zastosowania systemu DOTRA w takim rozwiązaniu jest zmniejszony koszt inwestycji ponieważ wykorzystuje się w tym przypadku już istniejącą infrastrukturę telekomunikacyjną - przewód promieniujący jako nośnik transmisji i zasilania.

Interoperacyjność systemu DOTRA

Pełna współpraca z abonencką centralą telefoniczną kopalni,

Współpraca z systemem alarmowo – rozgłoszeniowym STAR i SAT poprzez specjalny, dedykowany interfejs.

Możliwość przejścia terminali na kanał bezpośredni co może być wykorzystane do zabezpieczenia łączności w miejscach poza zasięgiem systemu jak np. podczas konwoju samojezdnych maszyn górniczych pomiędzy kopalniami, a przede wszystkim do łączności w sytuacjach krytycznych jak np. do łączności ratunkowej w przypadku uwięzienia operatora w kabinie maszyny pod zawalem - dlatego nazwano ten kanał „SOS”.

Efekty wdrożenia systemu DOTRA w kopalni

Efekty w zakresie poprawy organizacji pracy:

- możliwość koordynacji i szybszego przegrupowywania maszyn na frontach robót,
- usprawnienie transportu urobku na kratę poprzez `wzajemną koordynację operatorów wozów odstawczych lub ładowarek,
- skrócenie czasu reakcji służb utrzymania ruchu (natychmiastowe powiadamianie o awariach maszyn lub braku zasilania),
- usprawnienie prac przy usuwaniu awarii i pracach instalacyjnych.

Efekty w zakresie poprawy BHP:

- szybkie, natychmiastowe powiadamianie o zagrożeniach i zaistniałych wypadkach, oraz wzywianie pomocy,
- możliwość szybszego (w tym wzajemnego) ostrzegania o zagrożeniach,

niach, możliwość zdalnej koordynacji (np. z pojazdu jadącego na miejsce zdarzenia z zastępem ratowników) udzielania pierwszej pomocy i ewakuacji, większy komfort pracy poprzez nasłuch otoczenia i większe poczucie bezpieczeństwa.

Kierunki rozwoju

Przyjęta przy projektowaniu systemu zasada otwartości, standaryzacji i nowoczesności pozwala na dalsze jego unowocześnianie poprzez wprowadzanie kolejnych modyfikacji. Kierunkami wyznaczającymi jego rozwój są:

- Pełna cyfryzacja transmisji głosu poprawiająca jakość i zrozumienie rozmów. Dodatkowo ten tryb pracy wydłuża również czas pracy akumulatorów radiotelefonów noszonych o 40%. Zastosowanie w systemie cyfrowych radiotelefonów MD785 U DOTRA i PD785 U DOTRA znacząco upraszcza proces migracji do systemu cyfrowego, ponieważ są w wykonaniu analogowo - cyfrowym i nie będą musiały być wymieniane,
- Wykorzystanie możliwości transmisyjnych systemu do implementacji opcji pagingu,
- Budowa uzupełniającej sieci Ethernet w kopalni o prędkości 30 Mbps w technologii CMTS z wykorzystaniem przewodu promieniującego. Wymaga to przeprowadzenia modyfikacji wzmacniaczy wukierunkowych.
- Implementacja punktów dostępowych WiFi w oparciu o sieć Ethernet w przewodzie promieniującym, który może być dla nich nośnikiem zasilania i dodatkową anteną.

Wnioski końcowe

Modyfikacje systemu DOTRA, inicjowane głównie przez użytkowników, doprowadziły do powstania systemu telekomunikacyjnego STAR – DOTRA, który jest jedną z największych instalacji tego typu w górnictwie podziemnym. System ten obejmuje

ponad 370km chodników kopalni-
nych, 3 Kopalniane Stacje Bazowe, 8
Rejonowych Stacji Bazowych i blisko
2500 terminali.

Przedstawiony system radiokomu-
nikacyjny DOTRA, dzięki modułowej
budowie i rogramowalnej elastycznej
funkcjonalności, może się rozwijać
wraz z potrzebami i wymaganiami
jego użytkowników i to z zachowa-
niem zasady optymalizacji nakładów
w stosunku do oczekiwanych efektów.

Stanowi on strukturę komunikacyjną,
w tym transmisji danych, która oprócz
niepodważalnych funkcji poprawy
bezpieczeństwa i organizacji pracy
może pełnić ważną rolę w przepły-
wie informacji w inteligentnej kopalni
przyszłości.

Literatura

[1] Miśkiewicz K. Wojacek A. 2010: Systemy
radiokomunikacji z kablem promieniującym
w kopalniach podziemnych.

[2] Mirek G. Bronder A. Moszumański J. Gołos
J. Łączenie mobilnych i stacjonarnych
systemów alarmowo – telefonicznej łącz-
ności górniczej na przykładzie integracji
systemów STAR oraz DOTRA. Materiały kon-
ferencyjne – Szkoła Eksploatacji Podziemnej
2010 str. 853-859

[3] Niechwiej A. Moszumański J. System
łączności radiowej w Oddziałach Górniczych
KGHM Polska Miedź S.A. Materiały konfe-
rencyjne – Szkoła Eksploatacji Podziemnej
2007, str. 95-105

[4] INOVA Sp. z o.o. System łączności radiowej
DOTRA Dokumentacja Techniczno-Rucho-
wa, Lubin 2011r.

Wiadomości gospodarcze

opinie • recenzje • polemiki

Misja gospodrcza z Kazachstanu

W dniach 3-7 maja 2014 r. na zaprosze-
nie Polsko-Kazachstańskiej Izby Handlo-
wo-Przemysłowej (PKIHP) w Warszawie,
gościła w Polsce grupa przedsiębiorców
i dziennikarzy z Kazachstanu w ramach
tzw. „wizyty studyjnej – górnictwo”. Gru-
pę przedsiębiorców stanowili:

1. Bolat Ramazanow – Dyrektor Gene-
ralny „TOMS Industrial” Sp.z o.o. (za-
rządzenie projektami górnictwymi)
2. Aleksandr Grishko – Dyrektor „IP
Grishko Aleksandr Mihailovich”
(dostawy urządzeń i maszyn dla
górnictwa);
3. Marien Sikhayev – Dyrektor De-
partamentu HR-projektów, Stowa-
rzyszenie Górnictwa i Metalurgii
(największy związek Kazachstanu:
około 100 spółek żelaza i metali
kolorowych, przemysłu węglowego
i uranowego);
4. Yevgeniy Bolgert – Kierownik Sekre-
tariatu Przemysłu Metalurgicznego
i Górniczego Narodowej Izby Przed-
siębiorców Kazachstanu;
5. Yuriy Steflyuk – Dyrektor Tech-
niczny Departamentu Węglowego
„Arcelor Mittal” (jedno z najwięk-
szych przedsiębiorstw sektora
górnictwo-metalurgicznego Repu-
bliki Kazachstan, posiadający swój
kompleks górnictwo-metalurgiczny
z węglem, rudą żelaza i bazą ener-
getyczną).



Fig. 1. Delegacja specjalistów z Kazachstanu przed siedzibą Regionalnej Izby Gospodarczej w Katowicach w towarzystwie Piotra Guzowskiego - Prezesa Polsko-Kazachstańskiej Izby Handlowo-Przemysłowej (pierwszy od prawej) oraz Stanisława Downoricza – Prezesa Towarzystwa Konsultantów Polskich w Warszawie.(trzeci od lewej).

6. Karina Mamiyenko – Dyrektor
Projektów Handlowych „Centralno-
Azjatyckiego Związku Górniczego”
– Dziennikarz „Kazachstańskiego
Magazynu Górniczego”, Kazach-
stańskiego portalu górniczego www.
mining.kz i in.
7. Irina Lis – Inżynier budowy maszyn
górnictwowych – dziennikarz republi-
kańskiej ekonomicznej gazety „Delo-
voy Kazachstan”.
Program pobytu grupy przedsiębiorców
obejmował m.in. :
- spotkanie w PKIHP w Warszawie;
- spotkanie z przedstawicielami
biznesu i nauki Górnego Śląska

w Regionalnej Izbie Gospodarczej
w Katowicach;
- spotkanie w Specjalnej Strefie Ekono-
micznej w Katowicach;
- udział w sesji plenarnej Konferencji
„Górnictwo- perspektywy i zagrożenia”
w Rybniku, zapoznanie się z wystawą
urządzeń oraz wyjazd na teren zakładów
eksponujących urządzenia i możliwo-
ści wykorzystania maszyn w górnictwie
podziemnym węgla kamiennego.
Delegację specjalistów z Kazachstanu
interesowały głównie możliwości do-
staw nowoczesnych maszyn i urządzeń,
kooperacja, wspólne projekty.

(SD)

Węgiel brunatny w sejmie RP

Polskie przysłowie mówi, że wszystko jest dobre, co się dobrze kończy. Posiedzenie Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców Sejmu RP z dnia 4 lutego nie skończyło się najlepiej. Nie wiadomo, dlaczego w podsumowaniu posiedzenia jej przewodniczący nagle i znieacka zaatakował i zdyskredytował tę branżę, już bez możliwości jakiegokolwiek sprostowania, polemiki, czy wyjaśnienia, gdyż na tym zamknął on jej posiedzenie. Tak to przynajmniej wynika ze stenogramu posiedzenia, który ukazał się w dniu 17.02. na stronach internetowych naszego parlamentu. Nie byłoby w tym nic dziwnego, gdyż w polskim społeczeństwie przyszłość tego górnictwa jest często kontestowana. Jednakże skupienie uwagi Komisji na debacie, dyskusji i pytaniach nie najlepiej świadczy o powadze tak wysokiego szczebla organu państwowego. Nie sformułowano żadnych wniosków, postulatów, kwestii i problemów, które należałoby rozwiązać na poszczególnych szczeblach administracji, samorządów i władz centralnych. Po prostu, wszyscy zabierający głos podczas posiedzenia przedstawiali swoje stanowisko i tylko tyle. Ze strony branży węgla brunatnego jest ono powszechnie znane i zostało tu kompetentnie przedstawione. Co na to posłowie Komisji? Nic. Zadali kilka pytań i poszli do domu. Na tym tle nasuwa się refleksja, że jeżeli wszystkie inne Komisje Sejmu RP w ten sposób pracują, to można powiedzieć, że są niepotrzebne. Marnują tylko czas i pieniądze podatników. Trzeba też zauważyć, że wcześniejsze relacje medialne z tego posiedzenia były stereotypowe. Przedstawiały program inwestycyjny węgla brunatnego i zamierzenia dotyczące jego realizacji. O żadnych tam kontrowersjach nikt nie wspominał o tym ani jednym słowem.

Raport PGE

Początkowo nic nie zapowiadało kryzysu, jaki miał miejsce pod koniec posiedzenia. Przewodniczący Komisji poseł

Andrzej Czerwiński (PO) powiedział: „Jest to temat niezwykle ważny. Do tej pory węgiel brunatny był podstawowym źródłem energii pierwotnej w naszym kraju. Nic nie wskazuje na możliwe rewolucyjne zmiany w tym obszarze.” Powiedzenie, że do tej pory węgiel brunatny był podstawowym źródłem energii, źle zabrzmiało. Jako pierwszy głos zabrał Dariusz Marzec – wiceprezes Zarządu Polskiej Grupy Energetycznej (PGE), który natychmiast sprostował słowa przewodniczącego Komisji mówiąc: „Pan przewodniczący powiedział, że węgiel brunatny był, ja powiem, że węgiel brunatny jest i będzie podstawowym surowcem energetycznym w polskiej energetyce.” Jak się potem okazało, była to zapowiedź negatywnego stanowiska Komisji w rozpatrywanej sprawie. Uzasadnił on to stwierdzeniem, że 35 procent energii elektrycznej wytwarzane jest z węgla brunatnego. Z tego 75 procent przypada na PGE. Powiedział o przygotowaniach do eksploatacji złoża węgla brunatnego „Żłoczew” o zasobach ok. 0,5 mld ton i złoża „Gubin – Brody” o zasobach 0,8 mld ton. Zakłada się, że PGE koncesje wydobywcze na eksploatację tych złóż otrzyma w latach 2015 – 2016. Elektrownie PGE otrzymują węgiel z trzech odkrywek. Są to dwie odkrywki w okolicach Bełchatowa, czyli „Bełchatów” i „Szczerców”. Eksploatacja tej pierwszej jest planowana do 2018 r. Jeśli chodzi o pole „Szczerców”, to tam eksploatacja jest planowana do 2040 r. Kolejna eksploatowana odkrywka to „Turów”, gdzie planowane jest zakończenie jej eksploatacji w 2044 r. Podniósł on kwestię ceny wydobycia węgla brunatnego, która jest niezależna od koniunktury światowej, tak jak ma to miejsce w przypadku węgla kamiennego. Cena ta jest taka, jakie są koszty wydobycia. Natomiast koszt 1 GJ uzyskanego z węgla w Bełchatowie jest około 6 zł. W przypadku węgla kamiennego, w zależności od kopalni jest to dziś 10-12 zł. Cena 1 GJ ciepła wytworzonego z gazu wynosiła 38,5 zł. To jest cena z 2013 r. W Stanach Zjednoczonych ta wielkość to 7 zł.

Dyskusja

Po tym wystąpieniu posłowie przystąpili do zadawania pytań i dzielili się swoimi uwagami na tematy przedstawione przez wiceprezesa PGE. Jedyny głos wspierający branżę węgla

brunatnego należał do posła Tomasza Nowaka (PO). Zwrócił on uwagę na bardzo silne w Europie lobby ekologiczne, które nie życzy sobie żadnych nowych kopalń węgla brunatnego. Tymczasem firmy, które żyją z węgla brunatnego, nie mają aktywnej polityki informacyjnej. Nie prowadzą polityki informowania o tym, że węgiel brunatny jest wielką wartością, że jest najtańszym z dostępnych paliw, ta ostatnia informacja być może jest zauważana, że są technologie umożliwiające zmniejszenie emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej. Muszą to być działania prowadzone w skali całego kraju i działania prowadzone w skali lokalnych społeczności, na danym terenie. Muszą też być prowadzone działania w skali makro o zasięgu europejskim. Odpowiedzi w tej kwestii udzielił Jacek Kaczorowski – Prezes Zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Powiedział on, że polityka taka jest prowadzona w skali wymagającej uzyskanie nowych koncesji na złożu „Żłoczew” i „Gubin – Brody” z bardzo dobrym skutkiem zmieniającym nastawienie mieszkańców do projektowanych inwestycji. Jest ona prowadzona na terenie zainteresowanych gmin. To ma wystarczyć. Niestety była to jedyna wypowiedź przedstawicieli górnictwa i energetyki węgla brunatnego, którą można uznać za niewystarczającą, a nawet za błędną. Prezesa reprezentujący tę branżę nie zauważają polityki swoich przeciwników ekologicznych, którzy prowadzą ją nie tylko w zainteresowanej gminie, ale wszędzie tam, gdzie jest to potrzebne. Na szczeblu krajowym i międzynarodowym. Bardzo często występują oni w programach radiowych i telewizyjnych we wszystkich możliwych stacjach. Rozdają broszury, pisma i ulotki. Zabierają głos na coraz liczniejszych portalach internetowych. Wszystko to skutkuje nie tylko poparciem społecznym dla ich stanowiska i działania, ale też i politycznym. Każdy polityk musi się z nimi liczyć, bo w każdym kraju stanowią siłę liczoną w milionach ludzi popierających ich stanowisko. Prezesa PGE winni pod tym względem przejść przeszkolenie w strukturach ekologicznych. Wiedzieliby wtedy, jak w mediach walczyć z takim przeciwnikiem. Tak, nie zdają oni sobie z tego

sprawy, co ujawniło się natychmiast na sali obrad Komisji.

Ponury koniec

Przewodniczący Komisji poseł Czerwiński w sposób wielce oryginalny podsumował tę debatę. Oto jej najciekawsze fragmenty. „Wysłuchałem wykładu profesora Adama Strzałkowskiego, profesora Uniwersytetu Jagiellońskiego. Kiedy mówił o energetyce jądrowej powiedział tak: „ludzie boją się pewnych rzeczy, bo niczego na ich temat nie wiedzą. Gdyby ludzie wiedzieli, że polskie tradycyjne elektrownie węglowe emitują w ciągu roku do atmosfery 120 ton wysoko radioaktywnego toru, to nikt nie chciałby, żeby produkowano energię z węgla tylko w siłowniach jądrowych, gdyż emisja tych siłowni przy produkcji tej samej ilości energii elektrycznej to tylko 4 kg toru („). Truciele muszą być eliminowani, taka jest konieczność i interes społeczny”. Po co zatem zwoływano posiedzenie tej Komisji? Czy tylko po to?

Bez żadnej litości

Anielskie przysłowie mówi, że jak ma się takich przyjaciół, to wrogowie już nie są potrzebni. Tym bardziej dotyczy to polityków ze wspomnianej Komisji. Jej uczestnicy dobrze wiedzą, że ekologów w Polsce są miliony, a górników węgla brunatnego tylko tysiące. Ich wybór zależy od milionów, a nie od tysięcy, a każdy z nich chce być wybrany na kolejną kadencję. Dlatego, wśród polityków wszystkich opcji dla węgla brunatnego nie będzie żadnej litości. Czas też, aby wodzowie tej branży pozbyli się co do tego złudzeń i bardziej zajęli się przekonywaniem na szeroką skalę społeczeństwa polskiego, a wtedy być może, że i politycy zmienią zadanie na ten temat. (AM)

Chiński rynek węgla i miedzi

Światowe agencje donoszą z Pekinu o podjęciu w połowie września minionego roku decyzji dotyczących ograniczenia zużycia węgla w energetyce. Zdecydowano się na to z wielu powodów. Jednym z nich było nadmierne zapylenie największych miast chińskich znajdujących się w centralnej i północnej części państwa. Utrzymujący się przez

wiele dni smog zmusił ich mieszkańców do noszenia na twarzy masek ułatwiających oddychanie. Zapylenie powietrza w samej stolicy 40 razy przekroczyło dopuszczalne normy. Rząd chiński ogłosił, że do 2017 roku zmniejszy zużycie węgla z obecnych blisko 70 procent wytwarzanej energii do 65 procent z dalszym zamiarem spadku jego zużycia.

Względne ograniczenie

Jest jasne, że wytwarzanie energii elektrycznej musi być dostosowane do potrzeb stale rozwijającego się przemysłu. Ten zaś nawet w tej „niższej skali rozwoju” 7,5 procent rocznie będzie zużywać coraz więcej energii. Plany budowy nowych elektrowni węglowych nie zostaną anulowane. Przewidują one wzrost ich mocy o 50 GW rocznie. Jednocześnie mają być zamykane stare i przestarzałe siłownie węglowe. Być może, że tempo ich likwidacji będzie większe niż instalacja nowych mocy. Proporcje te mogą ulec zmianie wobec bardziej intensywnego rozwoju energetyki jądrowej, gazowej i ze źródeł odnawialnych. Jest to prawdopodobne, gdyż Chiny również i w tych dziedzinach mieszczą się w czołówce światowej. I to spowoduje, że udział energetyki węglowej zmniejszy się do wielkości założonych w planach rządu. Wydobycie węgla wraz z importem w ilości zbliżonej do 4 miliardów ton wydaje się być niczym nie zagrożone. Choć i tu trwa dyskusja nad zachowaniem dotychczasowych proporcji pomiędzy wydobyciem własnym a importem.

Spadek ceny

Najpierw nastąpił on z powodów globalnego kryzysu gospodarczego. Chiny, których główne dochody pochodzą z międzynarodowego handlu odnotowały ostatnio mniejsze zyski. Te zaś przełożyły się na niższą produkcję, co pociągnęło za sobą ograniczenie zapotrzebowania na energię. Górnictwo węglowe w 2012 roku zderzyło się z tym problemem. Hałdy niesprzedanego węgla zaczęły tu rosnąć jeszcze szybciej niż w Polsce. Zgromadzono na nich ponad 300 milionów ton węgla i stale się powiększają. Na zdjęciach ilustrujących ten problem widać place na których leżą wysokie piramidy węgla ciągnące się poza horyzont. Dlatego zaczęto ograniczać jego import. Jego ceny poszły w dół.

Tysiące małych chińskich kopalń nie mogło wytrzymać tej konkurencji i zostało zlikwidowanych. Tylko gigantyczne koncerny mogły dotrzymać kroku spadającym cenom. Pozwala im na to stały postęp mechanizacji wydobycia. Największy chiński koncern węglowy CNCC (China National Coal Group Corporation) posiadający 45 kopalń, który zatrudnia 110 000 ludzi musiał w ubiegłym roku zmniejszyć wydobycie z 226 milionów ton do 176 milionów ton. Planuje jednak je zwiększyć do 280 milionów ton w 2015 roku. Następuje konsolidacja rynku wydobycia. Pozwala ona na dotrzymanie zysków i na konkurencję z importem. Kilkanaście podobnych chińskich koncernów węglowych zamierza w całości opanować rynek węgla. Uczestniczą w nim również kapitałowo, ale też samodzielnie duże konsorcja zagraniczne, które uzyskały koncesje na wydobywanie węgla w Chinach. Nie wielkie są jednak szanse na utrzymanie przez nie poprzedniego poziomu wydobycia w tym kraju zbliżonego do 4 miliardów ton.

Priorytet ochrony środowiska

Chiny nie zwracały dotąd prawie żadnej uwagi na wymogi środowiska związane z eksploatacją węgla kamiennego. Priorytetem było bogacenie się państwa i wzrost poziomu życia ludności. Teraz nastąpiło zrównoważenie tych dwóch dziedzin decydujących o warunkach możliwości i komforcie życia. Chińczycy podobnie jak wszyscy ludzie, chcą korzystać z osiągniętego bogactwa w spokoju, radości i w zdrowiu. Zniszczone i zatrute ponad wszelką miarę środowisko im na to nie pozwala. Zanieczyszczone powietrze, ucieczka wody, wysychanie cieków, jezior i rzek oraz studni z wodą pitną to skutki ilustrujące wpływ górnictwa na środowisko. Następuje pustynnienie setek tysięcy kilometrów kwadratowych terenu. Piaskowe burze, smog w miastach, coraz liczniejsze choroby układu oddechowego i znaczący wzrost zachorowań na raka to skutki przypisywane nadmiernej eksploatacji węgla. Chińczycy mają tego dosyć. Każdego roku w całym kraju odbywa się przynajmniej kilkanaście masowych protestów przeciwko dalszej rozbudowie górnictwa i budowie elektrowni opalanych węglem. Setki tysięcy ludzi całymi dniami koczują podczas tych protestów na ulicach

blokując autostrady i domagając się od władz zmiany polityki energetycznej. Dziesiątki tysięcy mieszkańców „kluczowego obszaru gospodarczego” na południu Chin Guandong zgromadziło się 20 grudnia 2011 blokując autostrady, aby zaprotestować przeciwko budowie nowej elektrowni w pobliżu Shantou. Policja użyła gazu łzawiącego. Doszło do starć, w których według agencji CCN miało zginąć dwie osoby. Dziesięć tysięcy ludzi protestowało w dniu 11 marca 2012 roku w prowincji Hainan. Ludzie wyszli na ulice miejscowości Ledong aby zaprotestować przeciwko budowie kolejnej elektrowni. Podczas zamieszek zaatakowano budynki rządowe. Policja została obrzucona cegłami. Kilka miesięcy później w październiku protest ten jeszcze bardziej się nasilił. I trwał przez kilka kolejnych dni. Wzięło w nim udział około 100 tysięcy ludzi. Do drastycznych wydarzeń doszło w prowincji Yunnan, gdzie mieszkańcy protestowali przeciwko kopalniom węglowym. W kwietniu 2012 roku zebrali się tam wieśniacy budując miasteczko namiotowe. Podczas jego pacyfikacji zginął jeden policjant i 15 uczestników protestu zostało rannych. Tego rodzaju protesty są coraz częstsze i władze muszą się z nimi liczyć.

Reforma

Coraz liczniejsze protesty przeciwko rozwojowi energetyki węglowej stały się w Chinach codziennością. Rząd postanowił wyjść im naprzeciw, szczególnie, że były one coraz bardziej uzasadnione. Uznano, że istniejący kryzys jest do tego najlepszą okazją. Pierwszą czynnością na tej drodze była decyzja o zamknięciu tysięcy małych podziemnych i odkrywkowych kopalń wydobywających mniej niż milion ton rocznie. Kopalnie te z wielu powodów były od dawna w ogniu krytyki. Po pierwsze jako obiekty prywatne, nie przestrzegały przepisów bezpieczeństwa pracy. Spowodowało to liczne wypadki i katastrofy, przez co chińskie górnictwo uważane jest za najbardziej niebezpieczne na świecie. Po drugie zlikwidowano w ten sposób jeden z czynników degradujących okoliczne środowisko. I po trzecie zmniejszono dostawy niepotrzebnego aktualnie węgla do elektrowni. Dostosowując spadek wydobycia do rynku, zabroniono w regionie stołecznym oraz w Sznaghaju i Gengzhou budowy nowych elektrow-

ni węglowych. Na importowany niskiej jakości węgiel nałożono podatek w wysokości 3 procent. Ubytek węgla z zlikwidowanych małych kopalń postanowiono nadrobić zwiększonym wydobyciem w nowoczesnych zmechanizowanych i doskonale wyposażonych kopalniach gigantach. Jeżeli to nie wystarczy zostanie zwiększony import, gdyż węgla kamiennego na świecie nie brakuje. Jest to rząd miliarda ton rocznie, którego, już w przyszłym roku zabraknie w chińskim bilansie węglowym. Ten miliard ton nie będzie łatwo Chinom uzupełnić, gdyż mniej więcej tyle wynosi cała jego wielkość występująca w światowym handlu. Oczywiście, że wzrośnie jego wydobycie we wszystkich krajach. Być może, że z trudem pokryje to zapotrzebowanie na węgiel w Chinach. Jego coraz większy brak na rynku windować będzie ceny do góry. Stanie się to w sytuacji, kiedy w Chinach zlikwidowane zostaną owe pół miliarda ton zalegające na hałdach. Winne być one zużyte już w przyszłym roku. Potem należy spodziewać się systematycznego wzrostu jego ceny.

Ograniczenie wydobycia

Węgiel w Chinach wydobywany będzie coraz bardziej racjonalnie na zasadach zrównoważonego rozwoju. Będzie on polegał na ochronie środowiska, tak aby górnictwo i energetyka w minimalnym tylko stopniu zmieniały warunki życia mieszkańców. Coraz liczniejsze protesty wskazują na to, że od polityki tej nie będzie już odwrotu. Własne wydobycie prowadzone będzie tylko przez wielkie państwowe koncerny, które będą mogły cenowo konkurować na rynku. Brakującą ilość węgla trzeba będzie importować. O ile wydobycie z chińskich kopalń będzie stopniowo maleć pod naciskiem protestów, to o tyle musi wzrastać import węgla. Ilościowo nastąpi prawdopodobnie jego podwojenie. Rynek węglowy stanie pod znakiem niedoboru. To zaś spowoduje, że cena węgla wzrośnie. Jego niedobór na światowych rynkach w tej samej skali będzie się powiększał. Jest to gwarancją, że wysokie jego ceny zostaną utrzymane przynajmniej przez kolejną dekadę. W tej sytuacji polskie górnictwo węgla kamiennego musi przetrwać niekorzystną koniunkturę, która w ciągu dwóch lat winna spowodować, że cena węgla znów pójdzie w górę.

(AM)

Koniec miedziowej koniunktury?

Niższe niż przewidywane zyski KGHM Polska Miedź SA w Lubinie w pierwszym kwartale były zaskoczeniem dla wielu analityków. Polskie górnictwo rud miedzi działa w niezwykle trudnych warunkach górniczych, geologicznych i eksploatacyjnych. Przez ostatnie pięć lat miedziowa spółka osiągała rekordowe dochody i była postrzegana jako okręt flagowy zarówno polskiego górnictwa, jak i krajowej gospodarki. Dwa lata temu zyski zaczęto lokować w zagranicznych inwestycjach związanych z zakupem nowych złóż i kopalń na terenie Chile, Kanady i USA. Nie ulega wątpliwości, że wyjście z poza własnych złóż było od strony ekonomicznej przedsięwzięciem prawidłowym. Przede wszystkim dlatego, że koszty eksploatacji na własnym złożu nieustannie rosną w związku ze stale zwiększającą się głębokością eksploatacji (1200 – 1500 m), coraz wyższymi temperaturami w wyrobiskach górniczych (ok. 40 stopni Celsjusza) oraz coraz niższymi zawartościami miedzi w rudzie (spadek od 2,2 do 1,6 procenta Cu) oraz wzrostem odległości od szybów wydobywczych do zakładów wzbogacania rudy zarówno na dole, jak i na powierzchni. Powoduje to nieustanny wzrost kosztów niezależnie od skali oszczędności oraz dyscypliny finansowej. Jest to wystarczające uzasadnienie dla szukania tańszych i bardziej efektywnych złóż poza granicami naszego kraju.

Chiny rządzą surowcami świata

Stały wzrost zużycia wszelkich surowców w Chinach jest zachętą dla wszystkich przedsiębiorstw górniczych do zwiększania ich wydobycia. Miedź jest jednym z kluczowych surowców importowanych do tego kraju z zagranicy. Przewidywany wzrost jej zużycia przynajmniej w skali 5 procent rocznie uzasadnia kolejne światowe inwestycje w tej branży górniczej. Jednakże ostatnio coś się zacięło w tym wydawałoby się samonapędzającym się mechanizmie. Powodem ma być spowolnienie gospodarcze w Chinach i spadek wzrostu PKB do ok. 7,5 procenta. Wy-

dawałoby się, że jest to wystarczające uzasadnienie. Dlatego każda informacja o ożywieniu gospodarczym w tym kraju powoduje natychmiastowy, ale na ogół tylko chwilowy, wzrost ceny czerwonego metalu. Po bliższym przyjrzeniu się temu mechanizmowi okazuje się, że z zewnątrz tak to wygląda i ma takie reperkusje. Jednak co innego kształtuje ten z pozoru prosty światowy rynek miedzi. Obecnie Chiny zużywają około 40 procent światowej produkcji Cu, która w 2012 roku wyniosła blisko 20 milionów ton. W tym czasie Chile wyprodukowało około 5,7 miliona ton Cu. Na drugim miejscu uplasowały się Chiny z ilością 1,5 miliona ton. Jak pokazuje statystyka zużywają one ok. 8 milionów ton, czyli muszą zakupić jeszcze 6,5 miliona ton. Jest to wielkość kolosalna i na dodatek każdego roku o kilka procent większa. Rachunek wskazuje na to, że w tej sytuacji każda ilość miedzi przeznaczona na eksport winna zostać natychmiast kupiona po każdej cenie właśnie przez Chiny.

Import wewnętrzny

Tak jednak nie jest. Dlaczego? Oto Chiny w 75 procentach same pokrywają swoje zaopatrzenie w miedź. Każdy, kto umie liczyć odpowie, jak to przecież 1,5 miliona własnej produkcji chińskiej to zaledwie około 25 procent ich rzeczywistego importu. Pozostałe 50 procent własnego zaopatrzenia to import wewnętrzny. Jest to wielkość ok. 3,25 miliona ton. Drugie tyle kupowane jest dopiero na wolnym rynku. Miedź jest sprowadzana do Chin z własnych kopalń znajdujących się poza granicami tego kraju. Jest ona kupowana tylko umownie i poza obrotem giełdowym. Umowy na eksploatację tego metalu zawierane są oraz zwykle rozliczane w „naturze”. Chiny w zamian za wydobycie miedzi w tych krajach tworzą tam infrastrukturę w postaci szos, kolei, mostów, autostrad i dróg szybkiego ruchu. Budują szpitale, stadiony i obiekty użyteczności publicznej. Rozliczenie dostaw miedzi z tych źródeł nie jest prowadzone za pośrednictwem zakupów giełdowych. W ten sposób formalnie Chiny importują z zagranicy około 420 tys. ton miedzi miesięcznie. Z tego wspomniane 75 procent to ich własne dostawy, czyli około 300 tys. ton. Zakupy to tylko 120 tys. ton miesięcznie. Bilans ten zgadza się za-

równo w rozliczeniu rocznym, jak i miesięcznym. Własne dostawy pochodzą z kopalń rozsianych po całym świecie. Zasadniczo skupione są one w Afryce (Kongo i Zambia) oraz w kopalniach Peru, a ostatnio nawet w Australii.

Wojenna taktyka

Pod względem zakupów i własnych odkryć złóż miedzi Chiny są bardzo agresywne, przebojowe i na ogół nie liczą się z ceną. Jednym z powodów tego stanu jest stała dewaluacja dolara, którego nadwyżki Chiny posiadają w bilionach i chcą się go jak najszybciej pozbywać, aby nie odnotowywać strat na jego coraz niższym kursie. Pod tym względem panuje tam skądinąd słuszne przekonanie, że do druku dolara potrzebna jest tylko drukarka, farba i trochę papieru. Natomiast wydobycie rud miedzi i cały proces hutniczy jej uzyskania wymaga często niebezpiecznej, trudnej i kosztownej pracy, której nie mogą zrównoważyć żadne pieniądze. Pod tym względem trafne porównania ukazują się w rosyjskich mediach porównujących pod względem rozwoju gospodarczego ten kraj z przedwojenną sytuacją III Rzeszy. Trzonem miedziowego zaopatrzenia zostaje bezpośredni dostęp do potrzebnych im surowców. Zakupy stanowią coraz mniejszy procent tej ilości. Na początku wieku kiedy Chiny kupowały blisko 80 procent potrzebnej im miedzi windowało to ceny do niesłychanych dotąd poziomów. Chiny nie zważając na to płaciły każdą sumę. Jednocześnie dokonywały one strategicznych zakupów złóż i kopalń mających je w możliwie najwyższej skali uniezależnić od dostaw regulowanych za pośrednictwem giełdy. Teraz coraz wyraźniej widać efekty ich niezależności od zewnętrznych dostaw miedzi do ich kraju. Kiedy kupowali oni bezpośrednio na rynku 4 – 6 milionów ton, to ceny rosły niebotycznie. Wszystkim wydawało się wtedy, że tak będzie wiecznie. Chiny utwierdzały w tym swoich kontrahentów w planowaniu swojego zapotrzebowania na miedź. Nikt tylko nie spodziewał się tego, że to prawie niczym nie ograniczone zapotrzebowanie Chiny będą starały się same zaspokoić. Wynik tego jest taki, że Chiny owszem importują nadal duże ilości miedzi, jest to jednak w coraz większej ilości ich własna miedź, za którą płacą w „naturze” rozwijając przy okazji

swoją ekspansję budowlaną i wszelką inną. Jest to wojenna taktyka rywalizacji z USA i pozostałymi mocarstwami na świecie. W jej wyniku Chiny zwiększają swój bezwzględny import tego surowca, a mimo tego ceny miedzi z powodu braku chińskich zakupów w poprzedniej skali zaczynają dołować.

Czarny scenariusz

Nie należy się spodziewać, że Chiny zmienią swoją politykę pozyskiwania miedzi w innych krajach. Dojdzie raczej do odwrotnego trendu, że będą one nadal kontynuować pozyskiwanie najbardziej intratnych złóż, po to aby jak najmniej nabywać tego metalu na wolnym rynku. Jest to czarny scenariusz, który został przez Chiny w identyczny sposób spraktykowany najpierw na węglu kamiennym. Z tą różnicą, że coraz większe zużycie węgla kamiennego w tym kraju pokrywane jest przez krajowe wydobycie, a jego import stale ilościowo taki sam, procentowo staje się marginalny. W tej sytuacji Chiny stać na jego zawieszenie w każdej chwili bez większych skutków dla swojej gospodarki. Procesy te i zależności nie zawsze są przez przymysł surowcowy dostrzegane. Można to zrozumieć, gdyż nikt nie lubi rozmawiać o trudnościach i kłopotach, które wydają się nie do pokonania. W konkluzji trzeba stwierdzić, że na wysokie ceny miedzi na światowych rynkach nie ma co liczyć. Trzeba zakładać czarne scenariusze zgodnie ze znanym angielskim powiedzeniem, że kto przewidzi nieszczęście już w połowie jest przed nim zabezpieczony. (AM)

Eksploatacja dna mórz i oceanów

Firma Nautilus Minerals Inc. (www.nautilusminerals.com) opublikowała 24.04.2014 r. oświadczenie informujące o porozumieniu z Niezależnym Rządem Papui Nowej Gwineji w sprawie kolejnego etapu uruchomienia eksploatacji dużego siarczkowego złoża polimetalicznego w ramach Projektu Solwara 1. Złoże objęte tym projektem znajduje się na dnie Morza Bismarck'a i usytuowane jest na zboczu i na koronie wulkanicznego podwodnego wzgórza, o wysokości 150 do 200 m ponad poziom dna; złoże to zawiera miedź, złoto, srebro i cynk.

Średnia głębokość dna Morza Bismarcka w tym rejonie wynosi około 1550 m. Oceny zasobów złoża Projektu Solwara 1, jak i całego Projektu Solwara dokonała australijska firma Golder Associates Pty Ltd. Szczegółowy Raport obejmujący tę ocenę znajduje się w Internecie pod adresem: www.nautilusminerals.com/i/pdf/SL01-NSG-DEV-RPT-7020-001_Rev_1_Golder_Resource_Report.pdf. Nautilus Minerals Inc. Ltd. poprzez swoją Tonga Offshore Mining Ltd. (TOML) posiada także prawa do eksploracji do części (75 tys. km²) Clarion Clippertone Zone na Wschodnim Pacyfiku. (WK)

Mit stworzenia „zielonych miejsc pracy”

dzięki wdrożeniu technik i technologii produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

W roku 2011 ukazało się w Internecie (<http://www.thegwpf.org/gordon-hughes-the-myth-of-green-jobs/>), w dalszym ciągu bardzo aktualne, opracowanie prof. dr Gordona Hughes'a (Profesor Ekonomii Zasobów Naturalnych i Ekonomii Publicznej Uniwersytetu w Edynburgu) „Mit zielonych miejsc pracy” („The myth of green jobs”). Dokonuje ono oceny skutków narzuconej przez Komisję Europejską polityki ograniczania emisji CO₂ w energetyce Zjednoczonego Królestwa poprzez wdrażanie technik i technologii produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, głównie z farm wiatrowych. Autor skupił się nad jednym z argumentów wykorzystywanych przez KE propagującej te techniki i technologie – że ich wdrożenie spowoduje stworzenie nowych miejsc pracy (2 mln w Unii Europejskiej). Autor, dokonując bardzo szczegółowej analizy wskazuje, że jest to nieprawda, ponieważ, m.in.:

- Ilość wytworzonych miejsc pracy nie powinno być kryterium oceny jakiegokolwiek polityki gospodarczej. Do takiej oceny ważny są płace globalne (total income) lub wartość dodana lub poprawa dobrobytu (welfare).
- Nie ma zdrowych ekonomicznych argumentów popierających tezę, że polityka inwestowania w „zieloną” energię zwiększy całkowity poziom zatrudnienia w średnim i dłuższym

okresie czasu, przy nie zmienionych warunkach makroekonomicznych.

- Bardziej uważne zbadanie problemu pokazuje zupełnie odmienny obraz sytuacji od tej propagowanych przez entuzjastów i lobbystów „zielonej” energii. Kluczową kwestią jest tu fakt, że „zielona” energia jest bardzo wysoko kapitałochłonna. Osiągnięcie założonego poziomu zainstalowania „zielonej” mocy wiąże się z poniesieniem nakładów (120 mld funtów) inwestycyjnych 9 do 10 razy większych, aniżeli poniesieniem tych wydatków na budowę elektrowni konwencjonalnych (13 mld funtów).

(WK)

„Die Welt” obala mity

(<http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article128432916/Das-gruene-Jobwunder-faellt-in-sich-zusammen.html>) 26 maja br., której angielskie tłumaczenie można znaleźć pod adresem <http://www.thegwpf.org/germanys-green-jobs-miracle-collapses>. „Mimo trzytycyfrowo miliardowych subwencji z dziesięciu miejsc pracy w tym sektorze gospodarki pozostanie tylko siedem, o ile sektor ten będzie dalej subsydiowany. Według najnowszych danych rządu Niemiec dotowanie tego sektora nie spowodowało znaczącego wzrostu zatrudnienia. W roku 2013 zatrudnienie brutto w tym sektorze zmniejszyło się o 7 procent do 363 100 miejsc pracy; dodanie do tej liczby zatrudnionych w administracji oraz w uczelniach akademickich zwiększa tę liczbę do około 370 000 miejsc. Oznacza to, że jedynie 0,86 % ogółu zatrudnionych w gospodarce Niemiec (około 42 mln osób) pracuje w intensywnie subsydiowanej branży energii odnawialnej. Po 15 latach od uruchomienia dopłat do energii odnawialnej (poprzez Ustawę o Źródłach Energii Odnawialnej – EEG) przeważająca ilość miejsc pracy (około 70%) w tym sektorze uzależniona jest od tych dopłat. Tylko w roku bieżącym odbiorcy „zielonej” energii będą musieli do niej dopłacić około 20 mld Euro. Raport Rządu Federalnego koncentruje się na oszacowaniu „zatrudnienia brutto” stworzonego głównie przez subsydia. Te same subsydia spowodowały wzrost kosztów oraz zmniejszenie ilości miejsc pracy w wielu innych sektorach gospo-

darki, takich jak przemysł ciężki, handel oraz w energetyce tradycyjnej. Rząd planował pierwotnie opublikowanie w lipcu br. danych co do ilości miejsc pracy „netto”, jednakże termin ten został przesunięty na jesień br. Badający ten problem, jak np. Hans-Werner Sinn, prezes instytutu IFO z Monachium, uważają, że efekt netto wspomnianych subsydiów do energii odnawialnej na rynku pracy wynosi około zera. Uważa on, że: „Ktokolwiek twierdzi, że stworzono pewną ilość pracy „netto” musi udowodnić, że kapitałochłonność produkcji w nowym sektorze jest niższa, aniżeli w starym. Nie ma oznak, że tak jest. Ustawa EEG nie spowodowała pozytywnego efektu zwiększenia miejsc pracy. Poprzez subsydia w nieefektywne technologie nie stworzono ani jednego miejsca pracy, natomiast zniszczono poprawę poziomu życia.”

(WK)

Kosztowna darmowa energia

W roku 2012 ukazało się w Internecie kolejne opracowanie prof. dr Gordona Hughes'a (jw. Uniwersytet w Edynburgu) „Dlaczego energia elektryczna z turbin wiatrowych jest tak droga” (<http://www.thegwpf.org/images/stories/gwpf-reports/hughes-windpower.pdf>). W „Słowie Wstępnym” do tego opracowania zwraca się uwagę m.in. na fakt, że typowa turbina wytwarza rocznie energię elektryczną o wartości 150 000 funtów i pochłania subsydia o wartości 250 000 funtów. Autor Raportu zwraca w nim uwagę m.in. na:

Energetyka oparta na turbinach wiatrowych jest bardzo kapitałochłonna, porównywalna z kapitałochłonnością energetyki jądrowej oraz energetyki opartej na węglu.

Podstawowym problemem energetyki wiatrowej jest jej nieciągła praca. Aby więc zapewnić ciągłą dostawę energii elektrycznej energetyka wiatrowa musi mieć zapewnione wsparcie od energetyki tradycyjnej.

Zrealizowanie założonego przez rząd Zjednoczonego Królestwa celu na rok 2020 w zakresie wymaganego udziału energetyki odnawialnej będzie się wiązało z koniecznością budowy energetyki wiatrowej o mocy 36 GW wraz ze wspierającą ją energetyką opartą

na turbinach gazowych o cyklu otwartym, o mocy 13 GW. Taką samą ilość energii elektrycznej można by wytworzyć budując elektrownie z turbinami gazowymi o cyklu kombinowanym, o mocy 21,5 GW.

Porównanie nakładów inwestycyjnych obu ww. scenariuszy pokazuje, że opcja z turbinami wiatrowymi kosztuje 120 mld funtów, natomiast opcja z turbinami gazowymi kosztuje 13 mld funtów.

Ciekawe jest to, że istnieje duże ryzyko, że emisja CO₂ w opcji z turbinami wiatrowymi (wspartymi turbinami gazowymi o cyklu otwartym) może być większa, aniżeli opcja z turbinami gazowymi o cyklu kombinowanym. Zależy to od udziału energii z turbin wiatrowych w zapotrzebowaniu na obciążenie podstawowe (base load) i obciążenie szczytowe (peak load).

Koszt zmniejszenia emisji CO₂ będzie bardzo wysoki, większy od cen za emisję CO₂ w handlu tymi emisjami. Przejście na energię z turbin wiatrowych jest wyjątkowo nieefektywnym sposobem obniżenia emisji CO₂ w porównaniu z opcją wytwarzania energii elektrycznej z turbin gazowych o cyklu kombinowanym, charakteryzującymi się wydajnym i elastycznym działaniem. Autor podkreśla, że kwestia ta nie jest zazwyczaj w ten sposób prezentowana.

Prof. Dr Gordon Hughes opublikował także Raport „Wpływ przejścia na energię z turbin wiatrowych na cenę tej energii dla gospodarstw domowych”; można to opracowanie znaleźć w Internecie pod adresem: www.thegwpf.org/gordon-hughes-the-impact-of-wind-power-on-household-energy-bills. (WK)

Tanie baterie przepływowe z chinonów

W styczniowym (13.01.2014) numerze czasopisma Materiały Inżynierskie (<http://materialyinzynierskie.pl/tanie-baterie-przeplywowe-chinonow>) ukazała się obszerna informacja p. Marcina Włudyki o skonstruowaniu przez naukowców z Harvard University prototypu nowej baterii przepływowej umożliwiającej tanie i efektywne magazynowanie

energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Bateria taka zapewnia galwaniczną gęstość mocy ponad 0,6 W/cm² przy prądzie o gęstości 1,3 A/cm² (www.nature.com/nature/journal/v505/n7482/full/nature12909). Bateria ta nie ma żadnych elementów metalowych, natomiast wykorzystuje chemiczne i elektrochemiczne własności rodziny cząsteczek zwanych chinonami. (WK)

Gigant odsłonił karty

W marcu br. Rio Tinto opublikowała kolejny (czwarty z kolei) raport o podatkach zapłaconych w krajach, w których firma ta prowadzi działalność gospodarczą. Globalna kwota zapłaconych w roku 2013 podatków wynosiła 7,5 mld USD; wykaz ten obejmuje sumy powyżej 1 mln USD. Krajami tymi są: Australia (5,7 mld USD), Kanada (523 mln USD), Chile (380 mln USD), Mongolia (220 mln USD), Stany Zjednoczone (217 mln USD), Południowa Afryka (167 mln USD), Francja (126 mln USD), Gwinea (64 mln USD), Singapur (52 mln USD) i Zjednoczone Królestwo (26 mln USD). Jest to mniej, aniżeli w roku 2012 (11,6 mld USD). Rio Tinto podkreśla, że publikuje te dane całkowicie dobrowolnie. (WK)

Tesla na czele stawki

(<http://www.bloomberg.com/news/2014-05-16/tesla-edges-out-toyota-as-california-s-top-auto-employer.html>)

Tak cicho, jak cicho jeżdżą samochody elektryczne firmy Tesla Motors Inc., prześcignęła ona firmę Toyota Motors Inc. jako największego pracodawcy - producenta samochodów w Kalifornii. Zatrudnia ona bowiem obecnie 6 000 pracowników, podczas gdy Toyota „tylko” 5300. W tym jeszcze roku Tesla zwiększy zatrudnienie o dalszych 500 pracowników.

(WK)

Francja blokuje wrogie przejęcia

(www.bloomberg.com/news/2014-05-15/france-beefs-up-anti-takeover-tool-as-ge-and-siemens-eye-alstom)

Francja zabezpiecza sobie prawo za blokowania transakcji przejęcia strategicznych dla gospodarki francuskiej firm. Dzieje się to w kontekście oferty na przejęcie firmy Alstom SA przez General Electric Co. za 17 mld USD i możliwości pojawienia się konkurencyjnej oferty ze strony firmy Siemens AG. Alstom SA działa w energetyce i transporcie kolejowym (AGV, TGV, Eurostar, Pendolino), zatrudniając (także w Polsce) ponad 93 000 pracowników i mając roczną sprzedaż o wartości przekraczającej 20 mld Euro. Arnaud Montebourg, francuski minister ds. Gospodarki i Przemysłu (znany jako admirał ministra finansów z czasów Ludwika XIV, Jana Baptysty Colbert'a) postępuje zgodnie z długoletnią tradycją kolejnych rządów Francji – interwencji w gospodarce. „Ta ustawa powinna się pojawić już dawno temu” stwierdził minister, dodając że „Nie można wymagać od państw by rezygnowały ze swoich strategicznych interesów”. (WK)

Chiny wybrały Airbus

(<http://www.bloomberg.com/news/2014-05-16/airbus-wins-7-3-billion-order-of-a320-jets-from-china-southern.html>)

Airbus Group NV (Air) otrzymała zamówienie na dostarczenie 80 wąskokadłubowych samolotów dla chińskiego przewoźnika China Southern Air. Firma chińska kupi 30 samolotów A320 oraz 50 samolotów A320neo o mniejszym zużyciu paliwa. Model A320neo jest najlepiej sprzedającym się odrzutowcem w historii lotnictwa cywilnego, ponieważ przewoźnicy poszukują modeli zużywających mniej paliwa, stanowiącego największą pojedynczą pozycję kosztów przewozu. Dostawa rozpocznie się w roku 2016, przy czym część samolotów zejdzie z taśmy produkcyjnej Airbus'a w Chinach. W roku 2007 Chiny podpisały z Airbus'em największy jak dotąd kontrakt za 17 mld USD, na dostawę 160 samolotów. W styczniu br. firma Boeing Co. poinformowała, że dostarczyła do Chin w roku ubiegłym rekordową ilość 143 samoloty oraz, że w roku bieżącym zamierza dostarczyć podobną ilość. (WK)

Ograniczenie środków na badania zmian klimatu

(<http://www.thegwpf.org/australian-government-to-axe-5-billion-in-climate-funding> oraz <http://guardianlv.com/2014/05/climate-change-research-axed-in-australia>)

W ciągu najbliższych czterech lat finansowanie wszystkich australijskich rządowych programów badawczych nad zmianą klimatu ma zostać zmniejszone z 5,75 mld dolarów do 500 mln dolarów. Prawdopodobnie wielu naukowców zajmujących się badaniem klimatu będzie musiało wyjechać z Australii i znaleźć pracę gdzie indziej. Premier Tony Abbott od dawna był sceptykiem globalnego ocieplenia oraz związanymi z nim badaniami naukowymi i „...wygląda na to, że zamierza swoje poglądy w tym zakresie zamienić na obowiązujące prawo...”. Krytycy premiera twierdzą, że rząd działa w interesie producentów paliw kopalnych oraz biznesu. Decyzje w tym zakresie będą miały negatywne konsekwencje także dla badaczy i naukowców pracujących nad wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych; odczuje je także cała branża wytwarzania energii z tych źródeł. Budżet ten musi jeszcze zostać zatwierdzony przez senat. Do czasu tego zatwierdzenia wszystko pozostaje bez zmian. (WK)

Koniec subsydiowania farm słonecznych

(<http://www.thegwpf.org/end-to-solar-farm-blight-as-britain-scrap-subsidy-scheme>)

Subsidia, które spowodowały powstanie dużych „farm” słonecznych w Wielkiej Brytanii mają zostać zlikwidowane, aby zatrzymać „zaśmiecanie” krajobrazu przez panele słoneczne. Firmy energetyczne budujące „farmy” słoneczne otrzymują obecnie bardzo pokaźne subsydia, które miały zostać utrzymane do roku 2017, jednakże system ten nie będzie obowiązywał już od kwietnia przyszłego roku, tzn.

na dwa lata wcześniej. Ministrowie przyznali, że powstało daleko więcej projektów aniżeli planowano, zwiększając zakładany poziom subsydiów i napotykać na opór lokalnej ludności. Greg Baker, Minister ds. Energii stwierdził, że „farmy” słoneczne nie powinny się stać jeszcze jednymi „farmami” wiatrowymi na lądzie, a zamiast tego widziałyby on panele słoneczne na dachach hal fabrycznych. (WK)

Chińska rewolucja w energetyce

Na portalu www.lexology.com (pod bardziej szczegółowym adresem <http://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=07d9e808-1fa9-4012-af26-d3a6ca9fe8f1>) ukazała się interesująca analiza Sarah Zeng na temat (rewolucyjnych) zmian, jakie mają nastąpić w najbliższych latach w energetyce chińskiej. Dotyczyć one będą zarówno skali tych zmian oraz ich tempa. Autorka zwraca na wstępie uwagę na kilka podstawowych faktów dotyczących Chin, takich jak:

Liczba ludności Chin jest większa od łącznej liczby ludności USA, Kanady, Unii Europejskiej oraz Rosji.

W nadchodzących 15 latach Chiny zamierzają uruchomić więcej zdolności wytwórczych energii elektrycznej aniżeli cała obecna energetyka USA.

W nadchodzących latach Chiny będą spalały więcej węgla, aniżeli reszta świata i odpowiednio do tego Chiny zwiększą zdolności w zakresie wydobycia węgla.

Chiny są i będą największym emitentem gazów cieplarnianych.

Jednocześnie Chiny będą największym inwestorem w energetykę jądrową oraz energię słoneczną.

Wielkość Chin, rozumiana nie tylko jako rozmiary tego kraju, ale także jako jego udział w rynku powodują, że decyzje co do wyborów kierunków jego rozwoju będą miały zasięg globalny.

Rola węgla kamiennego

Chiny muszą importować zarówno węgiel kamienny, jak i gaz ziemny. W roku 2013 Chiny spaliły do celów energetyki 3,76 mld ton węgla umownego do zainstalowanej mocy 1,25 mld kW., więcej, aniżeli USA. Tak ogromne

zużycie węgla spowodowało bardzo poważne zanieczyszczenie atmosfery, trudności z oddychaniem mieszkańców wielu dużych miast oraz zwiększenie zachorowalności na raka płuc.

Mocne parcie w kierunku energii odnawialnej

W roku 2013 sektor energii odnawialnej wytworzył ponad 1 trylion kWh energii elektrycznej, tzn. prawie tyle samo, co łącznie Francja i Niemcy. Oznacza to zwiększenie do 30 % udziału energii ze źródeł odnawialnych (elektrownie wodne, wiatr i słońce). Chiny stały się największym wytwórcą energii elektrycznej z wiatru, z zainstalowanej mocy 75 GW (dla porównania Unia Europejska ma zainstalowaną moc 90 GW) i planuje zwiększenie tej mocy do roku 2020 do 200 GW. Mimo tych imponujących danych w roku 2012 tylko 2 % energii elektrycznej generowały turbiny wiatrowe, natomiast z węgla wytwarzano 75 % energii elektrycznej.

Rola rządowych subsydiów w produkcji urządzeń do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych

Producenci paneli słonecznych z Europy i USA twierdzą, że chińskie rządowe subsydia udzielane producentom tych paneli w Chinach powodują bankructwa wytwórców z Europy i USA. Jest to aktualnie dyskutowany problem, częściowo tylko obecnie rozwiązany i stanowi źródło potencjalnie większego konfliktu handlowego.

Perspektywy

Jako najbardziej zaludniony i jednocześnie najszybciej rozwijający się kraj świata Chiny stały się największym konsumentem i producentem nośników energii w świecie. Są one drugim w kolejności największym importerem ropy naftowej oraz największym importerem netto paliw ropopochodnych oraz największym producentem energii elektrycznej z paliw kopalnych, w szczególności z węgla. Z uwagi na wielkość tego kraju, jego rozwój oraz potrzeby, sposób, w jaki realizowany będzie jego dalszy rozwój wpłynie na wydatki w reszcie świata.

Innowacje techniczne w Zagłębiu Miedziowym

Konkurs na Mistrza Techniki Zagłębia Miedziowego 2013 r - rozstrzygnięty!

W roku 1978 grupa inżynierów w tworzącym się dopiero Oddziale Wojewódzkim NOT w Legnicy wspólnie z WKTiR-em zdecydowała się na wyjście ze swoimi problemami i osiągnięciami na zewnątrz. Postanowiono pokazać społeczeństwu nowo tworzącego się regionu legnickiego postęp techniczny, wynalazczość oraz innowacyjne rozwiązania w przemyśle miedziowym. W tym celu zorganizowano Konkurs Mistrza Techniki. Konkurs miał inspirować i popularyzować twórców oraz promować wybitne rozwiązania.

Komisja Konkursowa wybierała prace o najwyższych walorach technicznych i ekonomicznych, a twórcy tych rozwiązań podczas uroczystych gali otrzymywali Tytuły Mistrzów Techniki, Wicemistrzów Techniki oraz Wyróżnienia.

Pierwszy konkurs odbył się w roku

1979, a tytuły Mistrza i Wicemistrza Techniki Województwa Legnickiego przyznane zostały podczas obchodów III Legnickich Dni Techniki.

Legnicki NOT promował również swoich laureatów w konkursach na szczeblu wojewódzkim oraz krajowym.

W roku 2003 Dolnośląska Fabryka Maszyn ZANAM – LEGMET Sp. z o.o. Polkowice zdobyła tytuł Dolnośląskiego Mistrza Techniki za rozwiązanie „Konstrukcja nowej ładowarki kołowo – przegubowej typu LKP – 0900 (wysokość ładowarki 1,4m, udźwig nominalny w łyżce 90 kN) do załadunku i odstawy urobku w podziemiach nie metanowych kopalń rud metali i surowców mineralnych”.

W roku 2006 ten sam tytuł zdobyła natomiast firma Mine Master Sp. z o.o. w Wilkowie za rozwiązanie „Face Master 2.5 – Samojezdna maszyna wiert-

nicza wyposażona w komputerowy system wspomaganie procesu wiercenia”.

W roku 2008 tytuł Dolnośląskiego Mistrza Techniki zdobyły aż dwa zespoły z okręgu legnickiego: ponownie firma Mine Master Sp. z o.o. w Wilkowie za „Samojezdny wózek wiercący typu Face Master 1,7 D” oraz ECKERT AS za rozwiązanie „Innowacyjna w skali Europy Przecinarka COMBO sterowana CNC, oparta na połączeniu dwóch technologii cięcia plazmowego i hydroabrazynowego”.

W roku 2011 firma Mine Master Sp. z o.o. oprócz tytułu Mistrza Techniki Zagłębia Miedziowego otrzymała również tytuł Mistrza Techniki Dolnego Śląska oraz ogromne wyróżnienie jakim był tytuł Krajowego Mistrza Techniki. Zwycięskim rozwiązaniem okazała się „Samojezdna wiertnica typu Face Master 2,3”.

W roku 2014 do 36 Konkursu na Mistrza Techniki zgłoszono 13 rozwiązań innowacyjnych wdrożonych do praktyki w 2013 r., z których 8 zostało nagrodzonych.

Tytuły Mistrzów Techniki:

1. „Uniwersalna kabina górnicza typu UKG-1” – KGHM ZANAM sp. z o.o.
2. „Budowa ujęcia pływającego” – KGHM Polska Miedź S.A. Zakład Hydrotechniczny.

Tytuły Wicemistrzów Techniki:

1. „Zaprojektowanie konstrukcyjnej mieszanki betonowej żaroodpornej o wytrzymałości temperaturowej do 600°C pod nazwą PTB-600” – Przedsiębiorstwo Budowy Pieców Przemysłowych „PIEC-BUD” Wrocław Sp. z o.o.
2. „Diament Fiber Laser z systemem PCS System Kontroli Przebijania” – ECKERT AS Sp. z o.o.
3. „System informatyczny eRaport – narzędzie komunikacji biznesowej pomiędzy dołowymi oddziałami wydobywczymi” – KGHM Polska Miedź S.A.
4. „Face Master 1.7 RL samojezdny wóz wiercący z możliwością monitorowania pracy organu roboczego” - Mine Master Spółka z o.o. w Wilkowie.

Wyróżnienia:

1. „Odzysk energii w procesie wulkanizacji – Vibracoustic Polska Sp. z o.o.” - Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa im. Witelona w Legnicy.
2. „Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego do ogrzewania wody w basenie kąpielowym” - Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa im. Witelona w Legnicy.



CONSUS
GROUP



Jedyna Grupa

posiadająca kompleksową ofertę w obszarze ochrony klimatu

Doradztwo z zakresu ochrony klimatu i środowiska

Oferujemy pełną gamę usług konsultingowych dla zrównoważonego biznesu z zakresu efektywności energetycznej, redukcji emisji gazów cieplarnianych, ochrony środowiska

Handel emisjami

Specjalizujemy się w handlu emisjami na rynku terminowym i kasowym (giełdy, OTC i platformy aukcyjne)

Szkolenia

Podnosimy Państwa kompetencje dzięki kompleksowym szkoleniom

Ryzyko pogodowe

Doradzamy w obszarze zarządzania ryzykiem pogodowym w przedsiębiorstwie

ORGANIZATORZY

XII FORUM W S C H Ó D – Z A C H Ó D



Politechnika
Wroclawska

WYDZIAŁ GEOINŻYNIERII,
GÓRNICICTWA I GEOLOGII
POLITECHNIKI
WROCŁAWSKIEJ



ЗАО «Механобр»
инжиниринг»

ЗАО МЕХАНОБР
ИНЖИНИРИНГ
САНКТ ПЕТЕРБУРГ,
РОССИЯ



TOWARZYSTWO
KONSULTANTÓW
POLSKICH, WARSZAWA,
ODDZIAŁ W LUBINIE



STOWARZYSZENIE
INŻYNIERÓW
I TECHNIKÓW
GÓRNICICTWA,
ODDZIAŁ W LUBINIE

KGHM

POLSKA MIEDŹ S.A.

zapraszają na
Międzynarodową Konferencję Naukowo-Techniczną

pod patronatem
Prof. dr hab. inż. Herberta Wirtha
Prezesa KGHM POLSKA MIEDŹ S.A. w Lubinie

**ZAGOSPODAROWANIE ODPADÓW
WYDOBYWCZYCH W GÓRNICTWIE RUD**

Lubin, 09-10 października 2014 r.

komitet naukowy**Przewodniczący:**

- Prof. dr hab. inż. Wojciech Ciężkowski
– Dziekan Wydziału Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii Politechniki Wrocławskiej

Członkowie:

- Prof. Baranow W.F. - Instytut Mechanobr Inżyniring, Sankt Petersburg (Rosja)
- Prof. dr hab. inż. Stanisław Czaban - Uniwersytet Przyrodniczy, Wrocław
- Prof. dr hab. inż. Monika Hardygóra – Prezes KGHM CUPRUM CB-R Sp. z o.o., Wrocław, Politechnika Wrocławska
- Prof. dr hab. inż. Zdzisław Kłeczek – Instytut Techniki Górniczej KOMAG, Gliwice
- Prof. dr hab. inż. Jerzy Malewski – Wydział Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii Politechniki Wrocławskiej
- Prof. dr hab. inż. Jerzy Sobota – Uniwersytet Przyrodniczy, Wrocław
- Prof. dr inż. Zbigniew Śmieszek – Dyrektor Instytutu Metali Nieżelaznych, Gliwice
- Prof. dr hab. inż. Maciej Werno – Politechnika Koszalińska

Komitet organizacyjny**Współprzewodniczący:**

- Paweł Markowski
– Dyrektor Naczelny ds. Produkcji Górnictwo-Hutniczej KGHM Polska Miedź S.A. w Lubinie, Prezes ZO SITG, Lubin
- Stanisław Downorowicz
– Prezes Zarządu Głównego Towarzystwa Konsultantów Polskich w Warszawie i ZO TKP w Lubinie
- Sazonow G.T. – Dyrektor Generalny Instytutu Mechanobr Inżyniring, St. Petersburg, Rosja

Członkowie:

- Kibiriew W.I. - Instytut Mechanobr Inżyniring w Sankt Petersburg, Rosja
- Jan Kudelko – Wiceprezes KGHM CUPRUM Sp. z o.o. CBR, Wrocław
- Jerzy Malewski – Wydział Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii Politechniki Wrocławskiej
- Danuta Mudry – Sekretarz Towarzystwa Konsultantów Polskich Oddział w Lubinie Janusz Piątkowski - Dyrektor Departamentu Polityki Ekologicznej KGHM Polska Miedź S.A., Lubin
- Edward Poznar – Dyrektor KGHM PM S.A. O/Zakład Hydrotechniczny w Rudnej
- Andrzej Wieniewski – Kierownik Zakładu Przeróbki Surowców Mineralnych i Utylizacji Odpadów IMN, Gliwice

Adresy organizatorów

w Polsce: Towarzystwo Konsultantów Polskich Oddział w Lubinie, ul. M. Skłodowskiej-Curie 98 B 59-301 Lubin. Sekretarz konferencji: Danuta Mudry tel. 0048-76-8462-651, -658, fax 0048-76-8462-659, Adres e-mail: biuro@konsulting.lubin.pl

w Rosji: MECHANOBR INŻINIRING 199106 Rosja, Sankt Petersburg, Wasiljewskij Ostrow, 22 linia, dom 3, korpus

7. Sekretarz konferencji: Władimir Kibiriew, tel. 007-812-324-87-31, faks 007-812-321-37-70. Adres e-mail: kibirev@mekhanobr.spb.ru

Miejsce obrad

Polska, Lubin, KGHM Polska Miedź S.A., ul. M. Skłodowskiej-Curie 48 - Sala im. Jana Wyżykowskiego.

Zakwaterowanie

Rezerwacji w hotelu „BARON” w Lubinie, ul. M. Skłodowskiej-Curie 88 dokonują organizatorzy – na wniosek uczestnika, lub we własnym zakresie pocztą elektroniczną hotel@baron.lubin.pl. Adres strony internetowej hotelu: www.baron.lubin.pl;

Ramowy program konferencji**08 października 2014 r.**

14:00 - 22:00 – Zakwaterowanie w hotelu, rejestracja uczestników

09 października 2014 r.

7:30 - 8:30 śniadanie w hotelu
9:00 - 9:30 otwarcie konferencji w sali im. Jana Wyżykowskiego, KGHM Polska Miedź S.A. w Lubinie
9:30 - 12:30 Sesja 1 – Odpady wydobywcze
12:30 - 13:30 obiad
13:30 - 16:00 Sesja 2 – Technologie i obiekty unieszkodliwiania odpadów wydobywczych
16:00 - 18:30 Sesja 3 – Gospodarka wodami kopalnianotechnologicznymi w procesach unieszkodliwiania odpadów wydobywczych
19:00 Uroczysta kolacja

10 października 2014 r.

7:00 - 8:00 śniadanie w hotelu
8:15 - 11:15 zwiedzanie OUOW „Żelazny Most”, powrót do Lubina
11:30 - 13:00 Sesja 4 – Gospodarcze wykorzystanie odpadów wydobywczych
13:15 - 14:00 obiad
14:15 - 17:00 Sesja 5 – Problematyka ekologiczna w procesach zagospodarowania odpadów wydobywczych
17:00 Zakończenie obrad
17:30 kolacja

UWAGA: szczegółowy program konferencji (z wykazem referatów) zostanie podany w Komunikacie Nr 2.

ZGŁOSZENIE UCZESTNICTWA

Uczestnicy XII FORUM zgłaszają swój udział oraz tytuły referatów na załączonej „karcie zgłoszenia uczestnictwa”, w terminie do dnia 15 września 2014 r. na adres polskiego Komitetu Organizacyjnego: (e-mail: biuro@konsulting.lubin.pl lub fax 76-8462-659).

OPLĄTY I WARUNKI UCZESTNICTWA

Warunkiem uczestnictwa w Forum jest opłacenie w terminie do dnia 5 października 2014r. kosztów udziału w konferencji. Koszt uczestnictwa wynosi: 1.000,00 PLN/osobę netto + 23% VAT, tj. 1.230 PLN brutto. Opłaty należy dokonywać na konto organizatorów: TKP O/Lubin: Bank Zachodni WBK Oddział Lubin Nr 42 1090 2082 0000 0005 4600 1542 z dopiskiem „XII Forum”.

OPLATA OBEJMUJE

- dwa noclegi w hotelu BARON z 8/9 i 9/10 października br.
- konsumpcja: kolacja w dn.08.10; obiady, kolacje w dniach 09 i 10.10., przerwy kawowe
- udział w obradach konferencyjnych
- uroczysta kolacja w dniu 09.10.2014 r.
- materiały konferencyjne
- drobne upominki
- przejazdy na obiekty górnicze, dojazdy z/do portu lotniczego we Wrocławiu.

ZGŁASZANIE REFERATÓW

Autor zgłaszający referat powinien określić w „karcie zgłoszenia uczestnictwa” tytuł referatu wraz z podaniem składu autorskiego. Termin nadsyłania zgłoszeń: do 15 września 2014 r.

Tekst referatu należy przesłać pocztą elektroniczną, ewentualnie zwykłą pocztą (wraz z nośnikiem elektronicznym) na adres Komitetu Organizacyjnego w Polsce, w nieprzekraczalnym terminie do dnia 15 września 2014 r.

Termin ten warunkuje druk i wręczenie materiałów konferencyjnych podczas konferencji.

ZGŁASZANIE REKLAM FIRM

Organizatorzy przyjmują reklamy firm do wydruku w materiałach konferencyjnych oraz zgłoszenia powierzchni ekspozycyjnych dla produktów firm.

Gotową formę graficzną reklamy (w jednym z formatów: CDR, PDF), należy przesłać w nieprzekraczalnym terminie do dnia 15 września 2014 r.

WSKAZÓWKI DLA AUTORÓW DOTYCZĄCE PRZYGOTOWANIA TEKSTU

Na stronie tytułowej – tytuł artykułu, imię i nazwisko Autora/Autorów oraz pełne adresy pocztowe autorów, streszczenie (abstract), na końcu tekstu bibliografia ułożona alfabetycznie.

Objętość pracy powinna wynosić do 10 stron formatu A4. Format zapisu: doc., txt., rtf. Margines 25 mm dookoła bez stopki i nagłówek. Czcionka Arial 12 pkt, interlinia 1,0. Kompletne materiały do druku powinny zawierać:

Tytuł w języku polskim, angielskim i rosyjskim.

Tekst zasadniczy w języku polskim lub rosyjskim.

Słowa kluczowe oraz streszczenie referatu w języku polskim, angielskim i rosyjskim o objętości do 100 słów, odstęp pojedynczy, kursywa.

Zdjęcia autorów referatu.

Figury (rysunki) w jednym z formatów: CDR, PDF, EPS. Fotografie, grafikę rastrową, obrazy w jednym z formatów: TIFF, JPG, BMP.

JĘZYK

Oficjalnymi językami konferencji są język polski i język rosyjski.

WAŻNE TERMINY

Do 15 września 2014 r.:

- przysłanie przez Uczestników karty zgłoszenia uczestnictwa;
- przysłanie tytułu referatu.

Do 15 września 2014 r.:

- nadesłanie referatów przez Autorów, nadesłanie reklam firm, wykazów z rodzajem obiektów ekspozycji.

Do 5 października 2014 r.:

- dokonanie wpłat za uczestnictwo, reklamy i ekspozycje firm.

KOSZT REKLAM

- reklama barwna A4 (pełny kolor) – 1.000 PLN netto+23% VAT - reklama barwna 1/2 A4 (pełny kolor) – 500 PLN netto+23% VAT
- komunikat promocyjny w materiałach konferencyjnych – 1 str. A4 – 1.000,00 PLN netto +23% VAT - ekspozycja promocyjna 1 m2 – 1.000,00 PLN netto+23% VAT
- wygłoszenie referatu promocyjnego (15 min.) – 1.000,00 PLN netto+23% VAT

Przedsiębiorstwo Konsultingowe "Hydrogeometal"

ul. M. Skłodowskiej-Curie 98b, 59-301 Lubin, woj. dolnośląskie

NIP 692-151-77-29, REGON 391066830, konto bankowe:

Bank Zachodni WBK O/Lubin Nr 76 10902082 0000 0005 4601 2667

Prezes dr hab. inż. Stanisław Downorowicz - tel. 0048/76 846 26 71

Biuro: tel. 76 846 26 51, tel./fax 76 846 26 59

e-mail: pk@hydrogeometal.pl, s.downorowicz@hydrogeometal.pl,

www.hydrogeometal.pl

PRZEDSIĘBIORSTWO KONSULTINGOWE



ZAKRES OFEROWANYCH PRAC:

1. Prace badawczo-projektowo-dokumentacyjne, ekspertyzy, opinie i raporty dla potrzeb zakładów górniczych, w tym dla budowanych i eksploatowanych szybów, odwadniania złóż i kopalń, ujęć wód podziemnych, zagęszczania mieszanin, hydrotransportu i składowania odpadów wydobywczych oraz gospodarki wodnej i ochrony środowiska.
2. Wykonawstwo specjalistycznych usług w następujących branżach:
 - nadzory inwestycyjne;
 - górnictwo i wiertnictwo;
 - geologia, geotermika i gazowość złóż;
 - hydrogeologia i hydrogeochemia;
 - geologia inżynierska;
 - gospodarka wodna;
 - hydrotechnika, inżynieria wodna;
 - zagęszczanie mieszanin, hydrotransport;
 - składowanie odpadów;
 - ekologia, ochrona środowiska;
 - monitoring środowiska i procesów technologicznych.

OFERTA SPECJALNA:

1. Zagęszczanie mieszanin oraz oczyszczanie wód technologicznych z fazy stałej.
2. Badania laboratoryjne parametrów geotermicznych skał, materiałów budowlanych i innych.

Kronika

Towarzystwa Konsultantów Polskich

1. Sprawozdanie z działalności w 2013 r.

Towarzystwo Konsultantów Polskich (TKP) w Warszawie działa na terenie kraju od 1981 roku. Posiada charakter interdyscyplinarny. Towarzystwo tworzą Oddziały TKP w Warszawie, Gdańsku, Poznaniu, Katowicach, Krakowie, Lubinie oraz w Berlinie przy Stowarzyszeniu Inżynierów i Techników Polskich w Niemczech. Każdy krajowy Oddział posiada osobowość prawną.

TKP aktualnie zrzesza 150 członków, pracowników naukowych uczelni, przedsiębiorstw innowacyjnych, a w szczególności kadrę menedżerską małych i średnich przedsiębiorstw. Większość członków TKP posiada tytuły Konsultanta Certyfikowanego legitymujących się dyplomami upoważniającymi do wykonywania usług konsultingowych wg posiadanych kwalifikacji.

Zadaniem Towarzystwa oprócz działalności statutowej na rzecz środowisk inżyniersko-technicznych i naukowych jest świadczenie prac konsultingowych dla samorządów regionalnych, administracji państwowej, podmiotów gospodarczych i osób fizycznych. W szczególności są to m.in. prace wydawniczo-edytorskie, organizowanie konferencji krajowych i międzynarodowych, szkoleń, seminariów i sympozjów.

W roku 2013 do znaczących osiągnięć wydawniczych należały m.in.:

- wydanie przez TKP Oddział w Lubinie monografii pt.: „Studia i absolwenci Oddziału Geologii Politechniki Gdańskiej 1951-1960” (304 strony);
- działalność w ramach PWNT w zakresie

popularyzacji nauki oraz kolportażu wydanych publikacji;

- wydanie inauguracyjnego podwójnego numeru kwartalnika naukowo-technicznego „KONSULTING POLSKI”.

Zarząd Główny TKP uzyskał w Bibliotece Narodowej w Warszawie rejestrację tytułu w międzynarodowym systemie informacji o wydawnictwach ciągłych (oznaczenie ISSN 2353-5091) co dało podstawę do edycji kwartalnika „KONSULTING POLSKI” z działami branżowymi: innowacje, surowce, energetyka, przemysł, budownictwo, transport i ekologia. Pismo to jest skierowane do środowiska naukowo-technicznego, twórców innowacji w małych i średnich przedsiębiorstwach oraz do specjalistów instytutów badawczych i projektowych.

W dniach 03-04.10.2013 r. przy współdziałaniu Instytutu Mechanobr w Sankt Petersburgu zorganizowano Międzynarodową Konferencję Naukowo-Techniczną w Sankt Petersburgu nt. najnowszych trendów w światowych technologiach w górnictwie rud w ramach XI Forum Wschód-Zachód z udziałem specjalistów polskich, rosyjskich, krajów Wspólnoty Niepodległych Państw a także krajów Europy Zachodniej, reprezentujących górnictwo rud metali kolorowych, rud żelaza, surowców chemicznych i skalnych, uczelni technicznych, instytutów badawczych i projektowych.

Ogólnie w 2013 zorganizowano 11 kursów zawodowych, 2 konferencje międzynarodowe,

3 krajowe i 1 regionalną. Odbyły się 2 odczyty i 6 szkoleń.

2. Posiedzenia ZG TKP

2.1.

W dniu 28 lutego 2014 r. w Poznaniu odbyło się posiedzenie Zarządu Głównego TKP, na którym omówiono i przyjęto sprawozdania z działalności statutowej za rok 2013 oraz z działalności bieżącej, w tym z przebiegu prac redakcyjnych kwartalnika „Konsulting Polski”.

Wiceprezes-Skarbnik ZG TKP – Wojciech Kazimierczak (TKP O/Poznań) z uwagi na zły stan zdrowia złożył rezygnację z pełnionej funkcji. Rezygnacja została przyjęta z pełnym zrozumieniem wyjątkowo trudnej sytuacji rodzinnej i zdrowotnej Kolegi W. Kazimierczak, a Prezes S. Downorowicz wyraził w imieniu Zarządu serdeczne podziękowania za koleżeńską wieloletnią współpracę. W związku z powyższym funkcję Wiceprezesa-Skarbnika ZG TKP powierzono Koledze Michałowi Kałużnemu z ZG TKP O/Katowice.

2.2

Posiedzenie ZG TKP w dn. 03 czerwca 2014 r. w Poznaniu połączono z udziałem w XII Forum Inżynierskim „Innowacje w budowie mostów” zorganizowanym przez Federację SN-T NOT w Warszawie w ramach Międzynarodowych Targów Poznańskich w zakresie „Innowacje-Technologie-Maszyny”.

W ramach posiedzenia ZG TKP omówiono bieżące problemy organizacyjne, finansowe, a także stan zorganizowania edycji kolejnych numerów „Konsultingu Polskiego”.

WARUNKI PUBLIKACJI ORAZ WSKAZÓWKI DLA AUTORÓW

1. Nadesłany do publikacji projekt artykułu w formie elektronicznej i papierowej autoryzowanej własnoręcznym podpisem autora winien zawierać:
 - imię i nazwisko, tytuły naukowe, stanowisko i miejsce zatrudnienia, a także do wiadomości redakcji dane teleadresowe;
 - fotografię autora;
 - w językach polskim, angielskim i rosyjskim: tytuł artykułu, streszczenia (do 100 słów) oraz słowa kluczowe;
 - treść artykułu winna być poprzedzona wprowadzeniem, a zakończenie winno zawierać podsumowanie lub wnioski oraz wykaz literatury cytowanej (wykorzystanej) w tekście;
 - rysunki, tabele, fotografie należy nadesłać w osobnym edytowalnym pliku, z zaznaczeniem w treści miejsca ich usytuowania;
 - ilustracje graficzne, w tym fotograficzne, jako figury – fig. Należy oznaczać kolejnym numerem;
 - numeracja tabel – oddzielna;
 - maksymalna objętość artykułu – do 12 stron tekstu łącznie z figurami i tabelami.
2. Projekt artykułu do publikacji nie może być wcześniej opublikowany w innym czasopiśmie w tej samej postaci, nie może naruszać praw autorskich innych osób fizycznych lub prawnych.
3. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za informacje zawarte w autorskich artykułach publikowanych w „Konsultingu Polskim”.
4. Redakcja zastrzega prawo do dokonywania zmian redakcyjnych (bez naruszenia strony merytorycznej projektu artykułu, w zakresie wynikającym z uwag recenzentów oraz Kolegium Redakcyjnego Kwartalnika. Zmiany merytoryczne treści projektu artykułu są dokonywane wyłącznie w porozumieniu i za zgodą autora.
5. Honorarium autorskie stanowi numer Kwartalnika zawierający wydrukowany artykuł wraz z wersją elektroniczną tego numeru przesłana na adres autora.

REDAKCJA

KONSULTING

POLSKI

Jak zamówić prenumeratę?

-faksem: 76 8462 659

-telefonicznie: 76 8462 651

-poczta elektroniczną:

redakcja@konsultingpolski.eu

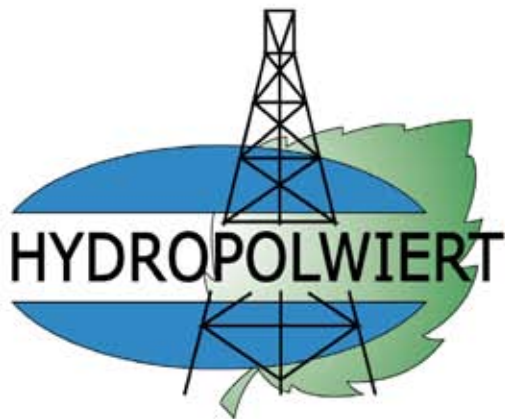
Koszt prenumeraty rocznej

wynosi 80,00 zł.

Konto:

BZ WBK S.A.

nr: 42 10902082 0000 0005 1542



Hydropolwiert Sp. z o.o. została zorganizowana w 2002 r. na bazie Przedsiębiorstwa Robót Wiertniczych „POLWIERT” z Wrocławia. Spółka posiada 50-letnią tradycję w branży wiertniczej.

W 2007 roku dokonała fuzji z wiodącym partnerem na rynku niemieckim tj. grupą Vormann z/s w Nottuln, Nadrenia Północna-Westfalia.

Hydropolwiert dzięki swojemu doświadczeniu uczestniczy w realizacji innowacyjnych projektów związanych z nowymi technologiami wykorzystania węgla brunatnego oraz pozyskiwania ciepła z głębi ziemi w tym głębokiej geotermii.



HYDROPOLWIERT Sp. z o. o.
Wysoka, ul. Bajeczna 2
52-200 Wrocław
tel. +48 71 766 14 61

www.vormann.net



ELEKTROTECHNIKA

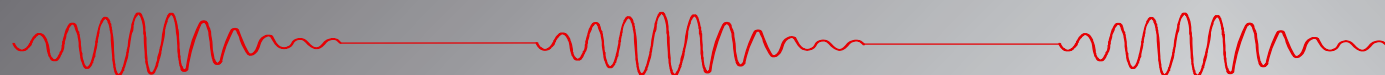
AUTOMATYKA

TELEKOMUNIKACJA

MECHANIKA

CERTYFIKACJA

RZECZOZNAWSTWO



LABORATORIUM KOMPATYBILNOŚCI ELEKTROMAGNETYCZNEJ

Laboratorium posiada nowoczesne wyposażenie do badań kompatybilności elektromagnetycznej. Prowadzimy usługi w zakresie: sporządzania planów badań EMC, doradztwa technicznego, badań inżynierskich.

Zakres działalności badawczej, dedykowanej głównie dla przemysłu i górnictwa, prowadzonej w warunkach laboratoryjnych oraz u producenta, tzw. badania „In Situ”:

- Pomiar emisji zaburzeń przewodzonych metodami zgodnymi z PN-EN 55016-2-1
- Pomiar „Pre-Compliance” emisji zaburzeń promieniowanych
- Badania odporności na wyładowania elektrostatyczne (ESD) wg PN-EN 61000-4-2
- Badania odporności na serie szybkich elektrycznych stanów przejściowych (EFT/B) wg PN-EN 61000-4-4
- Badania odporności na hybrydowe udary typu (1,2/50-8/20) μ s wg PN-EN 61000-4-5
- Badanie odporności na zaburzenia przewodzone, indukowane przez pola o częstotliwości radiowej wg PN-EN 61000-4-6
- Badania odporności na zapady napięcia, krótkie przerwy i zmiany napięcia wg PN-EN 61000-4-11
- Pomiar przewodzonych stanów przejściowych w pokładowych instalacjach elektrycznych pojazdów o napięciu zasilania 12 VDC i 24 VDC oraz badanie odporności urządzeń, podzespołów elektrycznych i elektronicznych montowanych na pokładzie pojazdów silnikowych wg standardów ISO

