DWUMIESIĘCZNIK 4/2008
ISSN 1899-0886
CENA - 11ZŁ (W TYM 7% VAT)

nowa Energia

ELEKTROENERGETYKA ■ ODBIORCY ■ RYNEK ENERGII ■ PALIWA DLA ENERGETYKI ■ CIEPŁOWNICTWO ■ TECHNOLOGIE

APS energia

Energia
której
potrzebujesz

www.apsenergia.pl

FOSTER WHEELER

POTRAFIMY SPROSTAĆ WYZWANIOM

Budujemy pierwszy na świecie kocioł fluidalny CFB na parametry nadkrytyczne

W kotłach pyłowych i fluidalnych na parametry nadkrytyczne stosujemy nowoczesną technologię z pionowym parownikiem Bensona

Zmieniamy bezużyteczne odpady w cenną energię

Co dalej ??

Poprawimy sprawność naszych urządzeń i przystosujmy je do wymagań związanych z ograniczeniem emisji CO_2

Tak to jest nasze następne zadanie !!

FOSTER WHEELER ENERGIA POLSKA Sp. z o.o.

Al. Jana Pawła II 15
00-828 Warszawa
tel. (022) 697 68 70
fax (022) 697 74 40

ul. Staszica 31
41-200 Sosnowiec
tel. (032) 368 13 00
fax (032) 266 97 77

www.fwc.com

nowa Energia

Wydawca:
Nowa Energia –
D. Kubek i M. Marchwiak s.c.

Adres Redakcji:
ul. Górna 40, 47-400 Racibórz
Tel. 032/726 63 92
Fax 032/417 76 72
redakcja@nowa-energia.com.pl
www.nowa-energia.com.pl

Redaktor naczelna:
Dorota Kubek, tel. 0602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl

Prezes wydawnictwa:
Mariusz Marchwiak, tel. 0509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl

Dyrektor ds. marketingu:
Andrzej Król, tel. 0504 184 332
marketing@nowa-energia.com.pl

Współpraca:
Sabina Mostek

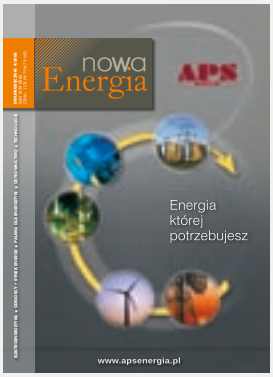
Przygotowanie graficzne:
Margomedia Sp. z o.o.
www.margomedia.pl

Obsługa informatyczna i strony www:
KOMPI, www.kompi.pl

Korekta:
Joanna Marchwiak

Druk:
Drukarnia LCL S.A., www.lcl.com.pl

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.
Redakcja nie odpowiada za treść reklam. Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.
Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.



Projekt okładki: Margomedia Sp. z o.o.

Szanowni CZYTELNICY

Olimpiada za nami. Reprezentanci poszczególnych krajów konkurowali w wielu dyscyplinach sportowych. Oprócz tej walki musieli się jeszcze zmagać z atmosferą wokół Pekinu, a ściśle mówiąc, z tym co się w niej znajduje. Ofiar na szczęście nie było. Zastanawiamy się, czy walka naszego kraju z systemem handlu emisjami CO_2 nie zakończy się ofiarami (czytaj: bankructwem nas wszystkich).

Ale żeby nie być pesymistą, może Polsce uda się zdobyć – choćby jeden – złoty medal na „igrzyskach w Brukseli" (dla przypomnienia: w Pekinie były trzy).

Walka została podjęta. Tym, którzy ją rozpoczęli – życzymy sukcesu. Mamy nadzieję, że lektura aktualnego numeru da choć częściową odpowiedź na gorący temat.

Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

Zamów prenumeratę
Formularz zamówienia dostępny na **www.nowa-energia.com.pl**

Spis TREŚCI

4 Jestem umiarkowanym optymistą
Rozmowa z prof. Andrzejem Wiszniewskim, Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

8 Innowacyjna ENERGA
Mariusz Marchwiak, NE

10 Konkretny plan działań
Rozmowa z Mirosławem Bielińskim, prezesem zarządu ENERGA S.A.

12 Wizja Ojców Założycieli – czyli rzecz o zasadach UE
prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Politechnika Warszawska

16 Czy można ograniczyć emisję CO_2?
prof. Mieczysław Adam Gostomczyk, Wydział Mechaniczno-Energetyczny Politechniki Wrocławskiej

20 Główny wykonawca projektu PĄTNÓW II
Roman Karaś, dyrektor SNC-Lavalin Polska Sp. z o.o.

23 PĄTNÓW II General Contractor
Roman Karaś, director of SNC-Lavalin Polska Ltd.

26 Polska polityka energetyczna. Deklaracje i rzeczywistość – część IV
prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Politechnika Warszawska, dr Andrzej Kassenberg, Instytut na rzecz Ekorozwoju

34 Nie ma rzeczy niemożliwych
Rozmowa z dr. inż. Piotrem Szewczykiem, prezesem zarządu APS Energia Sp. z o.o.

36 Pakiet ekologiczny – wygoda i opłacalność
Anna Żyła, Główny Ekolog Banku Ochrony Środowiska S.A., z-ca dyrektora Departamentu Projektów Ekologicznych

38 Unijne dotacje dla OZE
Katarzyna Lukoszek, dyrektor ds. marketingu, Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

42 Certyfikacja w energetyce
Zespół Certyfikacji i Współpracy Międzynarodowej UDT-CERT

46 Wychodzimy naprzeciw oczekiwaniom naszych Klientów
Rozmowa z Leszkiem Kosiorkiem, prezesem zarządu EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.

50 Branża węgla brunatnego w Polsce – część IV
dr hab. inż. Zbigniew Kasztelewicz, prof. AGH, mgr inż. Maciej Zajączkowski, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii Akademii Górniczo-Hutniczej

56 Zagrożenia dla polskiego ciepłownictwa a pakiet energetyczno-klimatyczny
Jacek Szymczak, prezes zarządu Izby Gospodarczej CIEPŁOWNICTWO POLSKIE

60 IMOS w Rybniku
Rozmowa z Antonim Korusem, kierownikiem projektu budowy IMOS w Elektrowni „RYBNIK" S.A.

64 Dobre wyniki ALSTOM
Sabina Mostek, NE

68 Dostawa kompleksowych rozwiązań technicznych – to nasz największy atut
inż. Marek Sitarz, KARRENA Sp. z o.o.

72 Bogate doświadczenie
Sabina Mostek, NE

75 Ogniwa paliwowe RITTAL
Rittal Sp. z o.o.

76 Logica już w Polsce
Rozmowa z Tomaszem Głuskim, dyrektorem ds. handlu i marketingu Logica Poland Sp. z o.o.

80 InService Intergraph
Jarosław Polak, Intergraph Polska Sp. z o.o.

82 Postawić na właściwą suwnicę
Demag Cranes & Components Sp. z o.o.

86 Automatyzacja nowoczesnych kotłów parowych OR-50
mgr inż. Mirosław Loch, Microtech International Sp. z o.o.

90 PAROC TOP – program do obliczeń parametrów izolacji
Robert Kotwas, PAROC Polska Sp. z o.o.

92 Transformatory TPC z układem zabezpieczenia bezpiecznik/rozłącznik – część I
Sebastian Skipor, dyrektor handlowy Nowa Plus Sp. z o.o.

95 Rozwiązujemy wiele problemów
Andrzej Król, FHU KRÓLAS

96 Zagadnienie smarowania w branży energetycznej
Klüber Lubrication

98 Badania termograficzne w elektroenergetyce – III część
Włodzimierz Adamczewski, Termo-Pomiar

102 Rola służb remontowych – część I
Waldemar Daraż, Przedsiębiorstwo Enercom

104 Aktualności ze świata energetyki

w numerze POLECAMY

str. 4
Jestem umiarkowanym optymistą
prof. Andrzej Wiszniewski

str. 46
Wychodzimy naprzeciw oczekiwaniom naszych Klientów
Leszek Kosiorek

str. 50
Branża węgla brunatnego w Polsce – część IV
dr hab. inż. Zbigniew Kasztelewicz, prof. AGH mgr inż. Maciej Zajączkowski

str. 56
Zagrożenia dla polskiego ciepłownictwa a pakiet energetyczno-klimatyczny
Jacek Szymczak

str. 60
IMOS w Rybniku
Antoni Korus

ABOUT US

„Nowa Energia" (New Energy) has been launched as a new two-month magazine directed to electric and heat sector as well as to industial energy addresses, companies connected with these lines and other institutions which are intersted in scientific research in aid of power industry.

The readers of „Nowa Energia" are mostly the staff of research and management. The magazine is going to reach as fair, conference and traninig organisers, as ministry, research institutes, high schools.

The magazine is going to present the current situation in the the pool of power industry and its investments. Moreover, it is going to inform about important events in the line. The subject matter will include modern solutions towards energy, innovations, implementations and other interesting ideas in the field.

The publisher will contain a constant chapters: energy, energy market, fuel, heat.

„Nowa Energia" is the source of lots of news and information presented in a clear and professional way. With our assistance it will be possible to pass on ideas, opinions and solutions – even these controversial ones. We would like to invite to cooperate all those who wish to share their experimence and knowledge.

Our aim is also to organize meetings and conferences concerning the subject and make people realize how important it is to be aware of using energy.

Dear READERS

Olympic Games are over. As you have surely observed, the athletes were not only competing with each other. There was an additional challenge consisting in famous Beijing atmosphere or, precisely, in its smog contents. Lucky enough, there were no victims. Can we expect the same results in our country's fight for a favourable solution of CO_2 emission trading? Can we avoid victims (i.e. some sort of a collective bankruptcy)?

Putting this justified pessimism aside, let's hope that Poland could win at least one gold medal in Brussels Olympics (for those who forgot – there were three gold medals in Beijing).

The competition has already started. We wish good luck to those, who decided to meet this challenge. We do believe that the articles we put in this issue could provide some help in solving this hot problem.

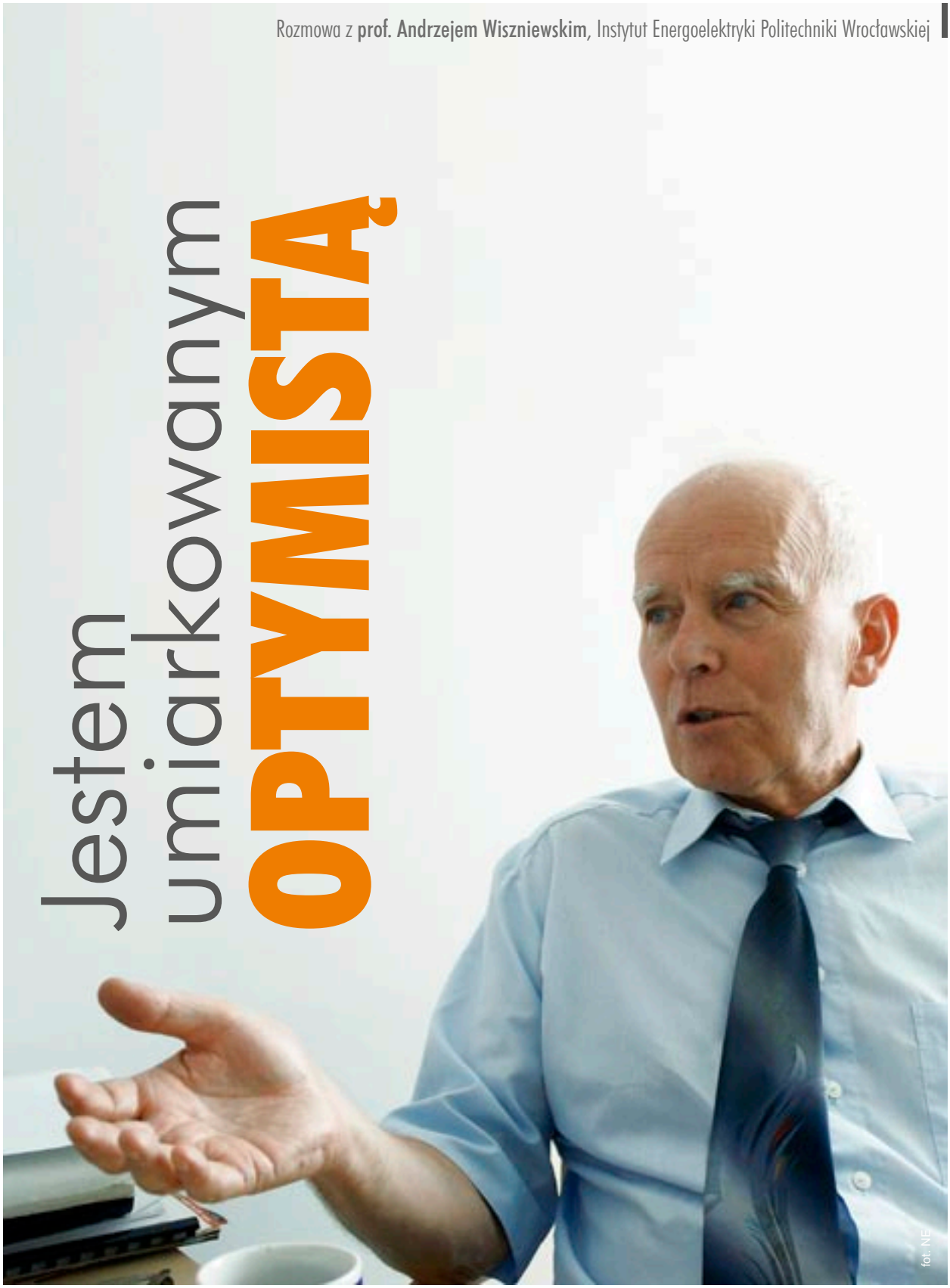
Ready, steady, go…

Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

You can
order a subscription of „Nowa Energia" magazine
using an order form from our website **www.nowa-energia.com.pl**

Jestem umiarkowanym OPTYMISTĄ

Rozmowa z **prof. Andrzejem Wiszniewskim**, Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej



fot. NE

W kwietniu miał miejsce blackout w Szczecinie. Czy tego typu awarie będą występować coraz częściej?

Blackouty zdarzały się w przeszłości, są realnym zagrożeniem obecnie i będą miały miejsce w przyszłości. Można nawet powiedzieć, że będzie ich coraz więcej. Na świecie, 40 lat wstecz, zdarzał się jeden, najwyżej dwa blackouty rocznie. Największy miał miejsce w Indonezji i spowodował brak dostępu do energii elektrycznej u około 100 mln użytkowników.

Obecnie na świecie zdarza się ich kilkanaście. Wszystko wskazuje na to, że w bieżącym roku będzie około 20 blackoutów, z których każdy pozbawi energii elektrycznej na pewien czas co najmniej 100 tys. ludzi.

Czy można ich w jakiś sposób uniknąć?

Niestety, blackouty są nieuniknione. Istnieje cały szereg powodów, które powodują, że awarie te będą coraz częściej występować. To, co miało miejsce w Szczecinie, będzie się również powtarzać i w innych miejscach. Jednym z powodów występowania tego typu zdarzeń jest globalne ocieplanie się klimatu, które działa w dwóch kierunkach. Po pierwsze wyzwala klęski naturalne, typu huragany czy też powodzie. Ich częstotliwość prawdopodobnie będzie cały czas wzrastać.

Drugą stroną zmian klimatu są bardzo duże wahania temperatury, czyli wielkie mrozy lub upały. Wzrost poziomu życia sprawia, że przy większych temperaturach ludzie korzystają z klimatyzatorów, które pobierają sporo energii biernej. Dlatego też współczynnik mocy tych urządzeń jest niestety bardzo niekorzystny. Okresy wzmożonego zużycia energii elektrycznej powodują, że sytuacja systemu elektrycznego będzie zwiększać prawdopodobieństwo pojawiania się blackoutów.

Czy można było uniknąć blackoutu, który miał miejsce w Szczecinie?

Moim zdaniem nie mogliśmy uniknąć tego zdarzenia. W Polsce nie mamy systemu odmrażania przewodów. Na świecie istnieje taki system tylko w niektórych miejscach, np. w Kanadzie.

Natomiast można było ograniczyć zakres tej awarii. Pracujemy nad tym, aby utrzymać energię elektryczną dla najważniejszych odbiorów i najważniejszych dzielnic danego miasta.

Czy są jeszcze inne czynniki, oprócz zmian klimatycznych, które mogą powodować awarie?

Inwestycje energetyczne nie są prowadzone tak szybko, jak wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. W ciągu ostatniego dziesięciolecia zapotrzebowanie na energię elektryczną na świecie wzrosło o 30%, natomiast poziom inwestycji energetycznych tylko o 18%.

W Polsce sytuacja jest podobna w tym zakresie, lub nawet jeszcze trudniejsza. Przewiduje się bowiem wzrost szczytowego obciążenia rocznie aż o 5%, co oznacza, że czas zdwajania jest na poziomie około 14 lat. Nie mamy wątpliwości, że infrastruktura energetyczna nie ma szans podwoić się w ciągu 14 lat.

Jakie czynniki powodują spowolnienie inwestycji w energetyce?

Najróżniejsze: polityczne, środowiskowe i kapitałowe, by wymienić tylko trzy najważniejsze. Często spotykamy się również z trudnościami uzyskania prawa drogi dla linii energetycznych. Do tego można dołączyć jeszcze opór właścicieli gruntów, którzy nie chcą, aby przez ich tereny przeprowadzane były linie energetyczne. Na skutek spowolnienia inwestycji zwiększa się maksymalnie obciążalność linii energetycznych.

Czy linie energetyczne są na to przygotowane?

Trzeba szczerze powiedzieć, że nie. Infrastruktura polska, ale również i na całym świecie w krajach rozwiniętych, jest przestarzała i wymaga jeśli nie odnowy, to przynajmniej wymiany przewodów na dopuszczające wyższe temperatury. Na skutek zwiększonego obciążenia poszczególne elementy systemu elektroenergetycznego pracują z minimalnym marginesem bezpieczeństwa. Co prawda istnieje warunek n-1, związany z tym, że awaria jednego elementu nie powinna wywołać blackoutu, ale nie zawsze jest on dotrzymany. Szczególnie w okresie letnim, kiedy planowane są w większości przypadków remonty.

W dzisiejszej sytuacji niekiedy jest potrzeba zastosowania warunku n-2, szczególnie w okresie nasilenia burzami. Można jednak powiedzieć, że warunek ten nie jest nigdzie lub prawie nigdzie dotrzymany, gdyż wiąże się z bardzo dużymi kosztami.

Co oznacza malejący margines bezpieczeństwa przesyłu energii elektrycznej?

Skutkuje tym, że awaria może prowadzić do efektu lawinowego. Można podać kilka takich przykładów ze świata, a konkretnie np. z Włoch. Blackout ogarnął wówczas cały kraj. Uważam, że można było ograniczyć zakres tej awarii. W kraju tym istnieje ciekawy układ SCO wielostopniowy, który jednak wtedy nie zadziałał tak jak powinien.

Kolejny ciekawy przykład blackoutu to awaria w listopadzie 2006 r. w Niemczech. Wszystko zaczęło się od wyłączenia linii energetycznej przekraczającej Ren, w celu przepuszczenia statku przepływającego przez rzekę. W ślad za tym zaczęły się wyłączać kaskadowo i inne linie, gdyż były przeciążone. Im więcej było linii wyłączonych, tym bardziej były przeciążone pozostałe. Ten mechanizm niestety pojawia się coraz częściej.

Jak można uniknąć takiej sytuacji?

Powinniśmy nie dopuszczać do tego, by powstałe zakłócenie przekształciło się w lawinowo rozwijającą się awarię. To wymaga stosowania bardzo szybkich i selektywnych zabezpieczeń oraz skutecznych układów automatyki przeciwawaryjnej. Dziś coraz częściej stosujemy tzw. inteligentne układy

automatyki, które okazują się bardzo skuteczne. Ale niekiedy ostatnią deską ratunku staje się wyłączenie części odbiorców.

Mam nadzieję, że w Polsce uda się operatorowi narzucić podstawowe standardy w zakresie zabezpieczeń i automatyki oraz dokonać niezbędnych inwestycji zarówno w zakresie nowych linii jak i układów kompensacji mocy biernej.

Kłopoty z eksploatacją systemu i zagrożeniem awariami wynikają niestety również z uchybień personelu. Poziom polskiej kadry w elektroenergetyce można uznać za bardzo wysoki. Polskie uczelnie techniczne na szczęście nie zarzuciły kształcenia w kierunku elektroenergetyki. Na zachodzie coraz mniej politechnik oferuje specjalizacje w tej dziedzinie, dlatego też poziom specjalistów jest niższy. Niestety konsekwencje postaci błędów ludzkich przyczyniają się do występowania tego typu awarii.

Ile można się w tym roku spodziewać blacoutów?

Ciężko jest odpowiedzieć na to pytanie. Na świecie było ich w tym roku około 13. Pewnie przekroczona zostanie liczba 20. Nie były to bardzo poważne wyłączenia. Awaria w Szczecinie jest odnotowana jako mała, gdyż dotknęła około 600 tys. mieszkańców. Niestety była bardzo bolesna.

W 2006 r. w Polsce otarliśmy się o wielki blackout, kiedy to pojawiła się awaria zapoczątkowana w Elektrowni Ostrołęka. Centralna i północno-wschodnia część kraju musiała zrzucić sporo obciążenia, a poziomy napięć spadły do stanu awaryjnego. Na szczęście rozmiar tego zdarzenia nie był aż tak wielki, a to tylko dzięki temu, że nie wyłączyła się żadna linia przesyłowa. Gdyby się wyłączyła jedna z głównych linii przesyłowych 400 kV, to wówczas groziłby nam blackout prawie w całym kraju.

Jakie wyciągnęliśmy wtedy z tego wnioski i jakie działania powinny zostać podjęte, aby zminimalizować zakres awarii?

Po tego typu zdarzeniach możemy sobie uświadomić pewne zagrożenia, które występują w naszym systemie elektroenergetycznym. Automatyka naszego systemu była projektowana pod kątem wystąpienia nadmiernych napięć. Obecnie w naszym kraju mamy sytuację zgoła odwrotną. Mamy bowiem deficyt mocy biernej, co oznacza sytuację zaniżonych napięć. Te zaniżone napięcia wywołały właśnie awarię w Elektrowni Ostrołęka.

Sytuacja deficytu mocy biernej w systemie uświadomiła operatorowi, jak i spółkom dystrybucyjnym, że konieczne są wielkie inwestycje w kompensatory mocy biernej. Obecnie prowadzone są tego typu inwestycje. Szczegółowo analizuje się, jaka to ma być kompensacja oraz gdzie powinna być zlokalizowana. Realizacja tego typu inwestycji jest jednak niełatwa.

W branży prowadzone są również inwestycje w nowe moce wytwórcze. Moim zdaniem znacznie trudniejsze są jednak inwestycje związane z wyprowadzeniem mocy z elektrowni i doprowadzeniem jej do konkretnych odbiorców.

Sytuacja związana z inwestycjami sieciowymi w naszym kraju nie napawa optymizmem. Konieczna jest przygotowanie nowej ustawy, umożliwiającej wymuszenie zgody od właścicieli gruntów na poprowadzenie w tym miejscu linii energetycznych.

Potrzebna jest też przebudowa całego systemu przesyłowego. Wiele nadziei upatruję w ograniczeniu systemu 220 kV i zastępowaniu go liniami 400 kV.

Wrocław ma szansę stać się najbezpieczniejszym miastem pod względem dostaw energii elektrycznej w Polsce. Miasto ma zostać otoczone potężnym pierścieniem energetycznym. Proszę przybliżyć nam szczegóły dotyczące tego projektu.

Na Dolnym Śląsku koniecznych jest kilka inwestycji energetycznych. Niezbędne jest uruchomienie linii przesyłowej 400 kV z Ostrowa Wielkopolskiego do Pasiekurowic. Jest potrzeba budowy nowego GPZ 400 x 110 kV na południu Wrocławia i połączenia go ze Świebodzicami, a następnie połączenia Pasiekurowic z tym nowym GPZ. Konieczne jest również poprowadzenie nowej linii przesyłowej do Opola, gdzie planowana jest budowa nowych boków. Po zrealizowaniu tych inwestycji Wrocław faktycznie mógłby być odpowiednio zasilany na poziomie 400 kV. Zależy nam na tym, aby szereg linii było dwunapięciowych, czyli aby linie 400 kV i 110 kV były zawieszone na tych samych słupach energetycznych. Linie 110 kV byłyby szkieletem systemu dystrybucyjnego zasilającego GPZ niższych napięć. Natomiast linie 400 kV traktowane by były jako element sieci przesyłowej. Może to złagodzić problem z uzyskiwaniem prawa drogi.

Czy realizacja tego projektu pozwoli uniknąć blackoutu we Wrocławiu?

Jestem umiarkowanym optymistą jeśli chodzi o sytuację Wrocławia, ale i całej Polski. Jestem również pewien, że zagrożenia blackoutem nie jesteśmy w stanie uniknąć. W jakiej skali i gdzie on nastąpi, niestety nie jestem w stanie przewidzieć.

Uważam też, że narastającym zagrożeniem może być praca systemu przy bardzo małym marginesie stabilności napięciowej. Wiąże się to z potrzebą stworzenia inteligentnych systemów sterowania przełącznikami zaczepów transformatorów oraz odciążania podnapięciowego.

Pracujemy nad tym, aby nie dopuszczać do blackoutów, a jeśli już wystąpią – aby ograniczać ich zasięg. Niestety nie da się ich całkowicie uniknąć, bez względu na rodzaj i zakres prowadzonych inwestycji i prac badawczych w dziedzinie sterowania systemami elektroenergetycznymi.

Rozmawiali:
Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

Sp. z o.o.
ZAKŁAD BADAWCZO - PROJEKTOWY
90-301 Łódź, ul. Sienkiewicza 101/109
tel.: /0-42/ 636-37-88, 636-32-45, fax: /0-42/ 636-47-92
e–mail: info@inwat.com.pl ; http: //www.inwat.com.pl

Inwestycje "pod klucz" **Projekty i modernizacje** **Rekonstrukcje** **Badania i ekspertyzy** **Pomiary gwarancyjne**

Nasza oferta

Realizujemy "pod klucz" inwestycje dotyczące siłowni parowych w zakresie:

- opracowania koncepcji,
- wykonania projektów we wszystkich branżach,
- dostawy urządzeń i armatury,
- prac budowlanych, montażowych i instalacyjnych,
- rozruchów urządzeń i szkolenia personelu.

Wykonujemy zmiany modernizacyjne turbin czyli: modernizację układów łopatkowych, zwiększanie przełyku pary i podwyższanie mocy, przystosowywanie turbin kondensacyjnych do pracy przeciwprężnej, przystosowywanie turbin do pracy z regulowanym upustem pary, zmiany parametrów pracy upustów.
Zgodnie z potrzebami klienta uwzględniamy również wykorzystanie używanych turbin po uprzednim przeprowadzeniu niezbędnych modernizacji.
Oferujemy modernizację układów regulacji turbin zastępując przestarzałe układy mechaniczno-hydrauliczne układami elektrohydraulicznymi (EHR) z wykorzystaniem sterowników mikroprocesorowych.
Wyposażamy układy sterowania turbin oraz urządzenia towarzyszące w komputerowe systemy wizualizacji i nadzoru.

Zajmujemy się projektowaniem oraz modernizacją kotłowni wodnych i parowych oraz członów ciepłowniczych, a także projektowaniem: rurociągów parowych i wodnych, układów AKPiA turbin, kotłów i urządzeń pomocniczych oraz instalacji olejowych.

Wykonujemy badania cieplno-przepływowe, eksploatacyjne i gwarancyjne turbin oraz kotłów parowych.

Wykonujemy remonty modernizacyjne, ekspertyzy, diagnostykę poawaryjną turbin.

Opracowujemy specjalistyczne programy inżynierskie, wykonujemy obliczenia wytrzymałościowe, cieplne i przepływowe maszyn i urządzeń energetycznych oraz ich elementów.

Zapewniamy:

- partnerską współpracę z klientem,
- opiekę techniczną i organizacyjną na każdym etapie realizacji zadania,
- porady i konsultacje,
- terminowość wykonywania usług,
- racjonalizację kosztów realizowania kontraktów.

ZARZĄDZANIE JAKOŚCIĄ ISO 9001:2000

Opracowanie: **Mariusz Marchwiak**, NE

INNOWACYJNA ENERGA

Działania w branży energetycznej to działania długoterminowe. Decyzje podjęte dziś, muszą być trafione w obecne potrzeby, ale przede wszystkim muszą się wpasowywać w plany dotyczące przyszłych dekad. Grupa ENERGA kierując się tym mottem, przedstawiła podczas konferencji prasowej (8 lipca br. – Gdańsk) plany swoich działań na najbliższe lata, zawierając je w trzech kluczowych tematach: ENERGA – innowacyjna grupa energetyczna, Klienici ENERGI bliżej wolnego rynku oraz ENERGA planuje budowę nowych mocy. Podczas spotkania omówiono również kierunki działań dla poszczególnych obszarów funkcjonowania Grupy.

fot. ENERGA

Jednym z działań Grupy jest utworzenie Rady Naukowo-Technicznej. Rada złożona z pracowników nauki i ekspertów z uznanym dorobkiem zawodowym działać będzie w ramach Centrum Badawczo-Rozwojowego, należącego do ENERGI. Jak mówi prof. Jan Popczyk – przewodniczący, Rada z jednej strony będzie platformą wymiany wiedzy pomiędzy środowiskiem nauki i energetyki, z drugiej natomiast pomoże w wykreowaniu nowego wizerunku Grupy ENERGA, jako innowacyjnej grupy energetycznej. Rada swą działalność będzie się skupiać m.in. na otwarciu Grupy na innowacyjną energetykę odnawialno-gazową (głównie biometanową), która ma przynieść wymierne efekty w realizacji polityki unijnej określanej jako 3x20, w zwiększeniu mocy wytwórczych grupy i umocnieniu pozycji krajowego lidera w produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Poprawa bezpieczeństwa systemu dystrybucyjnego jest kolejnym celem do zrealizowania. Aby go osiągnąć, przewodniczący Rady proponuje konkretne rozwiązania, takie jak np.: efektywniejsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej (na początek głównie 110 kV) poprzez nowoczesne zarządzanie jej zdolnościami przesyłowymi – zastosowanie metody obciążalności dynamicznej przewodów linii napowietrznych, a także poprzez wymianę istniejących przewodów na nowoczesne, o większej przepustowości – wysokotemperaturowe. Proponuje również reelektryfikację wsi poprzez wykorzystanie małych źródeł wytwórczych współpracujących z sieciami rozdzielczymi średniego i niskiego napięcia, zastępującymi inwestycje w zwiększanie przepustowości tych sieci.

Rada Naukowo-Techniczna poprzez inspirowanie i wskazywanie kierunków badawczych istotnych dla konkurencyjności spółek Grupy ma stworzyć mapę drogową, która przyczyni się do najlepszego prowadzenia badań i efektywnego wykorzystania ich wyników w praktyce gospodarczej Grupy ENERGA.

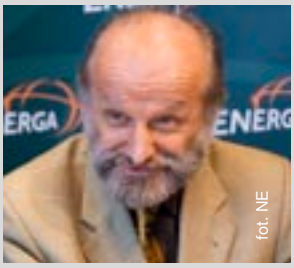
Zbliżenie klienta ENERGI do wolnego rynku to kolejny obszar strategicznych działań Grupy. ENERGA zakończyła proces przekształceń, w wyniku którego między innymi w ENERGA-OPERATOR S.A. zostały wydzielone Biura Obsługi Klienta – obsługą tego obszaru zajmie się wydzielona spółka. Dzięki tym działaniom ENERGA-OPERATOR S.A. uzyskała decyzję Prezesa URE, na podstawie której może być operatorem systemu dystrybucyjnego do 2020 r. Wydzielenie BOK-ów otwiera klientom drzwi do rzeczywistego wolnego rynku. Aby osiągnąć wysoki poziom obsługi klienta, spółka wdroży standaryzacje obsługi klienta w całej Grupie i wprowadzi nowoczesne narzędzia zarządzania relacjami z klientem.

W celu osiągnięcia wartości rynkowej ENERGI i przygotowania do debiutu na GPW przyjęty został model działania, który opierać się będzie na precyzyjnie podzielonych między poszczególne spółki obszarach. Kluczowe role wobec rynku odgrywać będą spółki: ENEREGA-OBRÓT (sprzedaż), Twoja Energia (obsługa klienta, planowana zmiana nazwy) oraz Elnord (zakup energii na rynku hurtowym). Nową jakością w strukturze spółki zarządzającej Grupą, czyli ENERGA S.A., jest wyodrębnienie czterech głównych pionów: operacyjnego, inwestycyjnego, organizacyjnego i finansowego.

Inwestycje, tak jak dla każdego przedsiębiorstwa, również i dla ENERGI stanowią ważny element rozwoju. Ponad 10 mld zł to szacowany koszt budowy planowanej elektrowni. Pierwszy blok o mocy 1000 MW mógłby powstać ok. 2015 r. Miałby on być niezależny technologicznie od Elektrowni Ostrołęka. Drugi blok miałby zastąpić obecnie funkcjonującą elektrownię po 2025 r. □

Roman Szyszko – wiceprezes ENERGA S.A.

Koncentrujemy się na projektach, które faktycznie realizujemy. Ostrołęka jest czymś namacalnym, co już funkcjonuje. Realizacja tego zadania na pewno nie będzie łatwa. Ogromny popyt na infrastrukturę energetyczną na świecie może być przeszkodą w znalezieniu wykonawcy i zrealizowaniu inwestycji do 2015 r. Przy budowie bloku rozważamy udział inwestora zagranicznego, gdyż własne środki chcemy przeznaczyć na realizację innych segmentów naszej działalności. Budowa nowego bloku to odpowiedź na zapotrzebowanie rynku w zakresie produkcji energii elektrycznej. Ważnym aspektem tej inwestycji jest to, że energia będzie wytwarzana na północy kraju, co nie jest bez znaczenia dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.



Prof. Jan Popczyk – Politechnika Śląska, przewodniczący Rady Naukowo-Technicznej ENERGA S.A.

Bardzo duży potencjał rolniczy na północy Polski, w obszarze działania Grupy ENERGA, stwarza ogromne możliwości w zakresie produkcji roślin energetycznych. ENERGA powinna go wykorzystać, stawiając na energetykę rozproszoną, odnawialno-gazową. Biogazownie gminne to korzyści zarówno dla całej Grupy, jak i dla społeczności lokalnej. Produkcja roślin energetycznych, wytwarzanie energii i jej sprzedaż może odbywać się w obiegu zamkniętym na obszarze gminy czy też powiatu.

Rozmowa z **Mirosławem Bielińskim**, prezesem zarządu ENERGA S.A.

fot. NE

Konkretny plan działań

Wydarzenia na warszawskiej GPW spowodowały lawinę komentarzy dotyczących debiutów grup energetycznych na giełdzie. Jedni twierdzą, że trzeba poczekać, a inni uważają że nie, bo skąd pozyskać środki na finansowanie zapowiadanych inwestycji. Czy Pana zdaniem należy już prywatyzować czy też poczekać na hossę?

My nie traktujemy prywatyzacji jako celu „samego w sobie". Dla nas jest ona pewnym instrumentem mającym na celu poprawę działania grupy. Kończymy fazę przygotowawczą, po której nastąpi wybór doradcy prywatyzacyjnego. Uważamy, że prywatyzacja jest jednym z instrumentów, który powinien ułatwić nam możliwość pozyskania finansowania różnych projektów rozwojowych. Nie jest to jednak wystarczające źródło pozwalające na zdobycie odpowiedniego kapitału do realizacji wszystkich projektów inwestycyjnych. Dobry program inwestycyjny na pewno uatrakcyjni ofertę prywatyzacyjną grupy ENERGA.

Jednym z realizowanych projektów jest budowa nowego bloku 1000 MW w ZE Ostrołęka, który ma zostać zakończony do 2015 r.

Tak, obecnie rozmawiamy z liczącymi się dostawcami urządzeń, finalizujemy prace nad specyfikacją warunków zamówienia. Wkrótce ogłosimy przetarg na dostawę urządzeń.

Powołana do życia Rada Naukowo-Techniczna pod kierownictwem prof. Jana Popczyka ma być jednym z elementów wspierających ENERGĘ w tworzeniu innowacyjnej energetyki. Na czym polegać będzie innowacyjność?

To przede wszystkim otwarcie na innowacyjną energetykę rozproszoną, jak też odnawialną i gazową, która na pewno pozwoli nam zrealizować co

najmniej dwa cele. Mianowicie zmniejszenie deficytu mocy wytwórczych oraz realizacja dyrektywy unijnej w zakresie źródeł odnawialnych, co oznacza wzmocnienie pozycji Energi jako gracza na rynku zielonych certyfikatów.

Jakie są Pana zdaniem najważniejsze cele do zrealizowania w grupie ENERGA?

Spoglądając na sektor energetyczny w pewnym uproszczeniu, można powiedzieć, że składa się on z czterech segmentów: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, obrotu energią oraz z pozostałych usług okołoenergetycznych, które świadczą spółki będące w grupach energetycznych. Dla każdego z tych segmentów zamierzamy przygotować konkretny plan działań, pokazujący, że jesteśmy firmą efektywną. W przypadku wytwarzania to wspomniana wcześniej budowa nowych bloków w Ostrołęce i rozwój energetyki rozproszonej.

W zakresie dystrybucji nasza spółka ENERGA-Operator działa na terenie wymagającym wielu inwestycji. Popyt na nowe przyłącza jest tak duży, że plany inwestycyjne moglibyśmy zrealizować bazując na wnioskach złożonych tylko w przeciągu pierwszych miesięcy roku. Oczywiście nie robimy tego i nadal wnioski przyjmujemy.

Na realizację tych nowych inwestycji musimy pozyskiwać finansowanie. Dlatego też rozwój spółki ENERGA-Operator jest dla nas niezwykle ważny. Zarówno w zakresie realizacji nowych przyłączy jak i modernizacji sieci. W najbliższym czasie jakość dostarczanej energii elektrycznej będzie dla klienta kluczową sprawą, stąd nasza dbałość w tym zakresie.

Kolejny segment to obrót energią, czyli sprzedaż i obsługa klienta. Zdajemy sobie sprawę, że w tym segmencie jest jeszcze wiele możliwości i dużo do poprawienia. Myślę jednak, że zmiany te będą szły w podobnym kierunku, jak ma to miejsce na rynku telekomunikacyjnym. Krótko mówiąc: klient, między innymi dzięki nowym technologiom, powinien otrzymać ofertę nie tylko na energię elektryczną.

A jeżeli chodzi o usługi okołoenergetyczne, dążymy do tego, aby były one jeszcze bardziej efektywne.

Rozmawiali:
Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

reklama

Polonianet DOM MAKLERSKI

Dla nas jesteś Partnerem nie tylko Klientem...

- Jesteśmy pierwszym podmiotem maklerskim dopuszczonym do działania na Rynku Praw Majątkowych.
- Obsługujemy ponad połowę Członków Rejestru Świadectw Pochodzenia.
- Otrzymaliśmy Pierwszą Nagrodę Prezesa Towarowej Giełdy Energii za wkład w rozwój Rynku Praw Majątkowych.

Zapewniamy kompleksową obsługę na Rynku Praw Majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w **Odnawialnych Źródłach Energii oraz w Kogeneracji**. Świadczymy usługi na rynku uprawnień do emisji CO_2 .

OFERUJEMY:
- pośredniczenie w uzyskaniu statusu członka Rejestru Świadectw Pochodzenia,
- reprezentowanie klientów w transakcjach giełdowych,
- wykonywanie czynności związanych z umorzeniem świadectw pochodzenia,
- obsługę rachunków klientów za pośrednictwem telefonu i faxu, a dla aktywnych graczy notowania on-line.

Dom Maklerski POLONIA NET SA
31-034 Kraków ul. Lubicz 3/215
T: +48 12 426 25 15, F: +48 12 411 17 66
E: energia@polonia.com.pl

PUNKTY OBSŁUGI KLIENTA:

31-024 Kraków, ul. Szpitalna 40
T: +48 12 422 31 00, F: +48 12 411 08 00

00-363 Warszawa, ul. Nowy Świat 54/56
T: +48 22 828 07 31, F: +48 22 828 07 33

www.polonia.com.pl

©EWEA 2007
fot. Benoist Laure

prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Politechnika Warszawska

Wizja Ojców Założycieli

– czyli rzecz o zasadach UE

fot. NE

Europejski System Handlu Emisjami EU-ETS był, przypomnijmy, pomysłem na optymalizację kosztów redukcji emisji CO_2. Optymalizacji kosztów, bo nie stać nas na redukcję emisji za każdą cenę. Zgodnie z podstawową zasadą prakseologii[1] możemy albo maksymalizować wyniki (tzn. redukcję emisji) przy założonych nakładach, albo minimalizować nakłady (tzn. koszty redukcji) przy założonych wynikach. Niezwykle ciekawym stwierdzeniem jest, że system ETS w dotychczasowym kształcie żadnego z powyższych wariantów nie realizuje. W etapie pierwszym 2004-2007 „udało się" zminimalizować cenę uprawnień – spadła poniżej 1 EUR/t CO_2 i jednocześnie zminimalizowano redukcję emisji, a mówiąc normalnym językiem – zanotowano wzrost emisji.

Co będzie w praktyce w etapie drugim 2008-2012 jeszcze nie dokładnie wiemy, ale wyraźnie widać, że minimalizacja kosztów nie zachodzi. Wręcz przeciwnie, pojawiła się dziwna kategoria składnika ceny nazwana *windfall profit*[2], która odpowiada potencjalnemu przychodowi do uzyskania ze sprzedaży uprawnień do emisji – uprzednio otrzymanych w prezencie (to znaczy za darmo). Co prawda sprzedawanie prezentów eleganckie nie jest, ale nie jest też zabronione. Podobno w niektórych bogatszych państwach członkowskich zjawisko *windfall profit* jest ponoć już widoczne, w Polsce jeszcze nie. A szczególnie widoczne jest w opracowaniach i argumentacji Komisji Europejskiej, wprowadzających zamiast darmowego, historycznego przydziału (grandfathering) zasadę powszechnej, obowiązkowej, otwartej, paneuropejskiej aukcji. W szeregu wystąpień unijnych VIP-ów, polityków, urzędników i ekspertów (od M. Barroso zaczynając a na P. Tuleju kończąc), nowy system przedstawiono jako panaceum na wszystkie dotychczasowe problemy i jako źródło powszechnej szczęśliwości. Niestety, coraz więcej poważnych opracowań[3] wykazuje, że wyniki uzyskane z modelu PRIMES prawdopodobnie wyskoczyły z zakresu stosowalności tego modelu. To, co szczególnie zwraca uwagę, to niebezpieczeństwo ogromnego wzrostu cen emisji, a co za tym idzie, w wielu krajach również wzrostu cen energii, ale nie równomiernego i nie we wszystkich państwach podobnego. Różnica pomiędzy Estonią (i Polską) a Szwecją jest 52-krotna!

Tak więc to, co nam nowy system zapewnia, to prawdopodobna (ale nie gwarantowana) redukcja emisji (ograniczona do Unii; w innych krajach będziemy mieć intensywny wzrost emisji) oraz prawie pewna maksymalizacja kosztu. Dlatego właśnie nie można potraktować ETS-u jako systemu optymalizacji, chyba że optymalizacji au rebours. Bo gdyby o optymalizację chodziło, to VIK wykazuje, że najlepszym rozwiązaniem jest grandfathering produktowy oparty na benchmarkingu[4], tzn. przydział proporcjonalny do rzeczywistej, a nie historycznej produkcji – w wysokości wystarczającej dla najlepszej możliwej technologii. Ale być może wcale nie o optymalizację systemu redukcji emisji chodzi – system benchmarkingu jest 9÷14 razy tańszy od systemu auctioningu. Być może rzeczywisty cel systemu auctioningu jest inny. Jeśli tak, to obywatelom Europy należy się informacja o tym, co jest tym rzeczywistym jego celem. I dlaczego za jego osiągnięcie muszą tak wiele zapłacić. Np. Polacy min. 6 mld euro/rok. Kwota ta odpowiada zwiększeniu podatku od dochodów (PIT) o 5,7% realnie (dziś realna stopa PIT to 15%) a to przy niepewnej cenie 39 euro/t CO_2, natomiast cena 118 euro/t CO_2 odpowiada wzrostowi realnego podatku PIT z 15% do 32,1%! Ekonomiści błyskawicznie zorientują się, czym taki wzrost obciążeń jest dla narodowej gospodarki. To silny hamulec, nie tylko gospodarczy, ale i społeczny, a także polityczny.

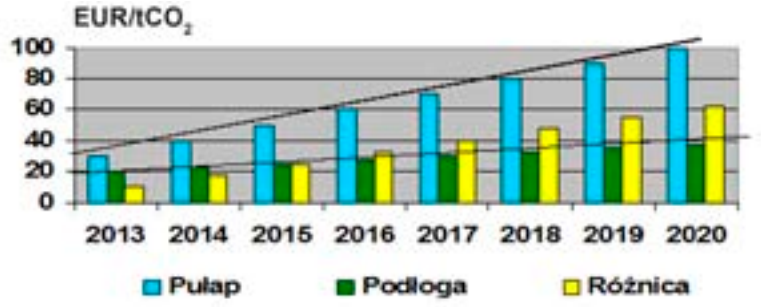
Komisarz Stavros Dimas, podczas swej ostatniej wizyty w Polsce, przedstawił w/w 6 mld EUR jakby to była kwota darowizny. Zapomniał dodać, że sumę tę trzeba będzie jednocześnie zabrać, w postaci zwiększonych opłat za energię od mieszkańców Polski. Nie ma możliwości, aby ten astronomiczny koszt można było wytransferować za granicę. Przy średniej europejskiej podwyżce ceny energii o 22%, my będziemy mieć podwyżkę o 81% przy cenie 39 euro/t CO_2, a dla ceny 118 euro/t CO_2 mamy podwyżkę o 246%. Skutków takich podwyżek nie da się wyliczyć przez prostą ekstrapolację dotychczasowych parametrów. Nieczułość konsumpcji energii elektrycznej na cenę (tzn. sztywność cenowa popytu) załamuje się w tej sytuacji gwałtownie, albowiem fabryki się zamykają (500 tys. utraconych miejsc pracy) a pracownicy/konsumenci emigrują (2 mln emigrantów nowej fali). Takich dramatycznych zmian europejskie modele nie uwzględniają i dlatego nie dają prawdziwych odpowiedzi.

Jeżeli celem paneuropejskiego systemu auctioningu nie jest likwidacja produkcyjnego potencjału Europy, szczególnie w nowych państwach członkowskich, to system ten musi zostać gruntownie zmodyfikowany. Wedle dostępnych, skromnych co prawda informacji, system aukcji w obecnie proponowanej postaci jest łatwiejszy do przyjęcia dla tych, którzy muszą kupić mniej i mogą sobie pozwolić, aby zapłacić więcej, a znacznie trudniejszy dla tych, którzy muszą kupić dużo a zapłacić mogą znacznie mniej. W takiej sytuacji można się spodziewać dwóch efektów.

Po pierwsze cena poszybuje w górę i przebije pułap 100 euro/t CO_2, a po drugie część państw (słabszych graczy) może pozostać bez uprawnień do emisji, co będzie oznaczać konieczność płacenia kar 100 euro/t CO_2 i związanych z tymi karami podatków (bo kary płaci się z zysku).

Dlatego podstawowym wymaganiem wobec systemu ETS jest, aby prowadził do w miarę proporcjonalnego podziału deficytu uprawnień. Zadziwiającym i znamiennym jest, że Komisja i bogate państwa członkowskie definiujące politykę Unii (Deutschland, England, France, Italy) nie chcą przyjąć takiego ogólnego zapisu w dyrektywie ramowej określającej zasady systemu ETS. Aby zrealizować ten wymóg, zgodny z fundamentalnymi zasadami Unii wyznaczonymi przez Ojców Założycieli, trzeba przyjąć kilka prostych rozwiązań.

Po pierwsze ograniczyć korytarz fluktuacji cen uprawnień do emisji od góry tak, aby nie zbankrutowały gospodarki państw bardziej nawęglonych[5]; i od dołu – tak aby stworzyć przestrzeń dla efektywności energetycznej i bardziej innowacyjnych technologii wytwarzania bez- lub niskoemisyjnego. Pułap ceny można moderować opłatą zastępczą – zamiast kary, tak jak przy zielonych certyfikatach, a dopiero uchylającym się od opłaty wymierzać bolesne kary. Spąg korytarza można ustalić jeszcze łatwiej, wprowadzając znany mechanizm ceny wywoławczej, określanej przez Komisję (rys. 1).



Rys. 1. Korytarz wzrostu cen uprawnień do emisji

Tak zdefiniowany korytarz może, ale nie musi piąć się w górę, jeśli będzie to potrzebne i możliwe. Puszczenie tego mechanizmu na żywioł i nazwanie go rynkiem jest bowiem jedynie zaklinaniem rzeczywistości. Na prawdziwym rynku wzrost ceny generuje wzrost podaży, tu zaś „podaż" będzie systematycznie spadać, zgodnie z polityczną decyzją Unii!

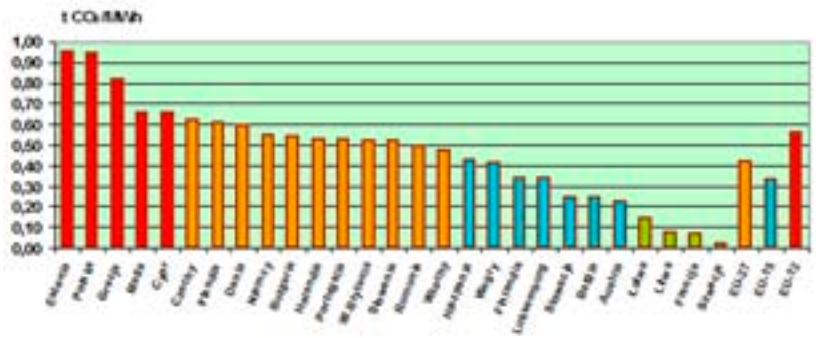
Mając zagwarantowaną ograniczoną fluktuację cen musimy zapewnić niedyskryminacyjny dostęp do uprawnień dla wszystkich producentów energii. Jest to zadanie znacznie trudniejsze i znacznie bardziej złożone.

Dlatego, po drugie należy wyrównać dysproporcję siły graczy i podzielić na różne ringi (parkiety), tak jak w boksie, aby waga ciężka nie walczyła z muszą. W tym przypadku wyróżnikiem powinna być średnia emisja specyficzna w energetyce danego państwa członkowskiego, liczona w t CO_2/MWh. Propozycję podziału na w/w ringi przedstawia tabela 1. Nieprzyjęcie tego rozwiązania spowoduje, że państwa silnie nawęglone, jak np. Polska 0,940 t CO_2/MWh, będą musiały wydać na 1 MWh 52 razy więcej niż Szwecja 0,018 t CO_2/MWh (rys. 2, rys. 3). Taka forma konkurencji nie jest fair. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby stopniowo zakres aukcji paneuropejskich odpowiednio zwiększać.

Wprowadzenie w życie innowacyjnych technologii, np. CCS[6], wymaga czasu, bo nie ma ich jeszcze „na półkach" firm inżynieryjnych. Gospodarki państw silnie nawęglonych również potrzebują czasu, aby się dostosować do nowych warunków.

Dlatego, po trzecie, system auctioningu winien być wprowadzany stopniowo. Proponuje się przypisać sektorom energetycznym każdego z państw członkowskich limit darmowej alokacji uprawnień, równy w procentach ich procentowi nawęglenia (jednostkowej emisji specyficznej w odniesieniu do 1 t CO_2/MWh) w zaokrągleniu do pełnych 10% i coroczne zmniejszanie go o 10%. Zacząć można od wstępnego cięcia o 20%.

Czwarta zasada ma na celu ograniczenie spekulacji. Mówi ona, że każde

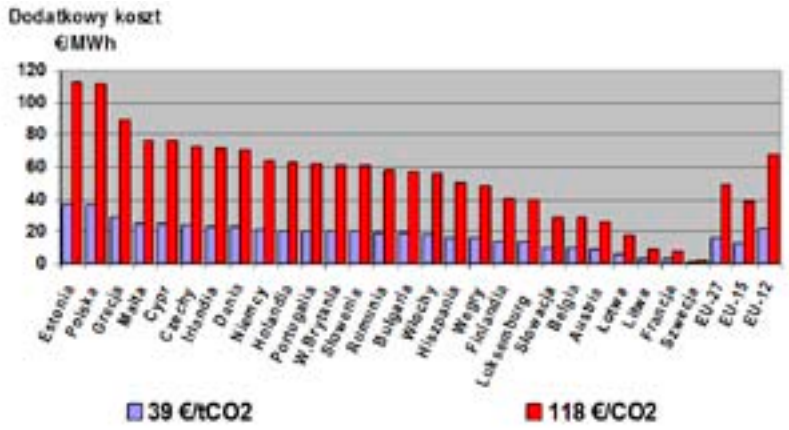


Rys. 2. Uśredniona emisja specyficzna t CO_2/MWh (2004)

Źródło: Eurostat i obliczenia własne

Tab. 1. Emisyjność właściwa energetyk państw członkowskich t CO_2/MWh

Waga czarna	
Estonia	0,95
Polska	0,94
Grecja	0,81
Malta	0,65
Cypr	0,65
Waga ciemnoszara	
Czechy	0,62
Irlandia	0,61
Dania	0,60
Niemcy	0,55
Bułgaria	0,54
Holandia	0,53
Portugalia	0,53
Wlk. Brytania	0,52
Słowenia	0,52
Rumunia	0,49
Włochy	0,47
Waga jasnoszara	
Hiszpania	0,43
Węgry	0,41
Finlandia	0,34
Luxemburg	0,34
Belgia	0,24
Słowacja	0,24
Austria	0,23
Waga biała	
Łotwa	0,15
Litwa	0,08
Francja	0,07
Szwecja	0,02
EU-27	**0,42**



Rys. 3. Wpływ kosztów emisji na ceny hurtowe 2013 r.

Źródło: Eurostat i obliczenia własne

prawo związane jest z jakimś obowiązkiem, a więc prawo do emisji musi być związane z obowiązkiem generacji energii lub wytwarzania produktu. Całkowite oderwanie prawa do emisji od obowiązku generacji jest sprzeczne z pierwotnym celem systemu ETS jakim jest, jak wspomniano wcześniej, optymalizacja kosztów redukcji emisji przez relokację inwestycji i generacji do najsprawniejszych lokalizacji. Należy zwrócić uwagę, że istnieje bardzo silna relacja odwrotna: prawo do produkcji pociąga za sobą automatyczny obowiązek proporcjonalnego umorzenia certyfikatów emisyjnych. System EU-ETS powinien ponadto spełniać następujące trzy zasady operacyjne.

Po piąte winien ograniczać efekt tzw. *carbon leakage*, czyli przenoszenia produkcji poza obszar Unii. Efekt ten niszczy ekonomię Europy i jednocześnie zwiększa poziom emisji gazów cieplarnianych, a więc jest kontrskuteczny. Bez tej zasady system ETS całkowicie traci sens.

Po szóste system winien wspierać wytwarzanie skojarzone. Bez takiego wsparcia ciepło ze skojarzenia działającego w ramach ETS nie będzie konkurencyjne wobec produkcji własnej o wysokiej emisyjności. Oznacza to, że niższa emisyjność zastąpiona zostanie wyższą emisyjnością rozproszoną. Można to nazwać efektem wewnętrznego *carbon leakage* (z obszaru ETS do obszaru non-ETS). Podać trzeba, że brak wsparcia dla kogeneracji stoi w oczywistej sprzeczności z promocją tejże w Grupie Roboczej ds. Energii Rady Unii Europejskiej.

Siódme wymaganie wobec systemu to wymóg ochrony przed ucieczką w tzw. „niską emisję". Jest to uogólnienie zasady szóstej. Wysoka cena energii może wywołać skłonność do odcinania się od sieci i ucieczkę z systemu ETS w obszar tzw. „niskiej emisji", tzn. samodzielnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (nazwa pochodzi od niskich kominów). Zjawisko znane z polskiego ciepłownictwa w drugiej połowie lat 90. po drastycznych podwyżkach cen ciepła. „Niska emisja" jest mniej wydajna, to znaczy emituje więcej, tyle że z małych źródeł, trudnych do skontrolowania. Ponadto „niska emisja" prowadzi do zwiększenia emisji wszelkiego rodzaju zanieczyszczeń (SO_x, NO_x, pył, itd.).

Wszystkie wymienione tu zasady znalazły się w tzw. „pakiecie Buzka", zestawie zgłoszonych przez naszego europosła poprawek do dyrektywy nowelizującej dyrektywę ETS. Musimy ze wszystkich sił starać się o przyjęcie tych poprawek, co oznacza uzyskanie poparcia europosłów z innych państw, co będzie niemożliwe bez wsparcia społeczeństw Europy. A to ostatnie zdobyć można jedynie uzmysławiając obywatelom Europy rzeczywiste efekty systemu, a w tym przede wszystkim koszt, jaki Europa będzie musiała zapłacić i porównując go z globalnym efektem systemu wynikającym ze światowego, a nie tylko europejskiego bilansu emisji GHG[7].

Pragnę również zwrócić uwagę na niezwykle interesującą analizę VIK – Energie für die Industrie, wykazującą, że przy takim samym efekcie system auctioningu jest 14-krotnie droższy od systemu benchmarku produktowego. Gwoli zachowania obiektywizmu trzeba stwierdzić, że oba systemy mogłyby ze sobą skutecznie kooperować. Grandfathering oparty na benchmarku produktowym do poziomu najlepszej dostępnej technologii (BAT), uzupełniony auctioningiem rozdysponującym volumen pozostały po grandfatheringu. Rozwiązanie to ma pewną szczególną zaletę, a mianowicie cena emisji kształtowana jest tu w znacznie bardziej naturalny sposób, ponieważ bazą ceny będzie różnica kosztów wytwarzania mierzona w stosunku do BAT.

Jeżeli Czytelnikowi nasuwa się pytanie jaki jest wobec tego rzeczywisty cel nowego systemu ETS i jak ten cel i stosowane do jego realizacji zasady mają się do fundamentów Wspólnoty Europejskiej zakładanych przez De Gasperiego, Adenauera i Schumana, to autor osiągnął upragniony, choć niekoniecznie zakładany rezultat, czyli swój *windfall profit*. Niech wzbudzone wątpliwości przekują się na silne poparcie dla naszego rządu, naszej energetyki i naszego przemysłu, starających się o uzyskanie bardziej sprawiedliwych i zgodnych z zasadą zrównoważonego rozwoju regulacji. W przeciwnym razie może nam być ciemno, zimno i drogo, a niekoniecznie czyściej i bezpieczniej.

□

1) Prakseologia – nauka o sprawnym działaniu

2) Windfall profit – zysk z wiatrołomów, tzn. niespodziewany

3) Raport 2030 PKEE EnergSys, Raport Deutsche Banku, Raport Accenture, Raport VIK – Energie fur die Industrie

4) Benchmarking – analiza porównawcza

5) Estonii, Polski, Grecji, Malty, Cypru, Czech

6) Carbon Capture & Storage – wychwytywanie i magazynowanie CO_2

7) GHG – Green House Gases – gazy cieplarniane

prof. **Mieczysław Adam Gostomczyk**, Wydział Mechaniczno-Energetyczny Politechniki Wrocławskiej

Czy można ograniczyć emisję CO_2?

fot. NE

Wielkość emisji CO_2 z elektrowni wynika ze sprawności przetwarzania energii chemicznej węgla w energię elektryczną. W związku z powyższym zmniejszenie emisji CO_2 z polskich elektrowni w najbliższych latach można osiągnąć tylko przez zmniejszenie produkcji energii, co jest nie do zaakceptowania.

Obecnie można przyjąć, że średnia sprawność polskich elektrowni to 33%. Dla przykładu sporządzono bilans emisji CO_2 przy spalaniu 60 mln t węgla/rok, o następujących parametrach: wartość opałowa 24 MJ/kg, C = 75%, S = 0,8%, popiół = 20%

- emisja CO_2 = 0,75 x 0,95 x 44/12 x 60 mln t = 156,75 mln t CO_2/rok,
- energia elektryczna (33%) = 132 mln MWh (2,2 MWh z 1 t węgla),
- energia elektryczna (43%) = 132 mln MWh (3,0 MWh z 1 t węgla),
- emisja CO_2 z 44 mln t = 114,95 mln t CO_2/rok.

Zwiększenie sprawności elektrycznej bloków z 33% do 45% spowoduje zmniejszenie emisji CO_2 o 41,8 mln t/rok, czyli o około 27%. Oczywiście taki efekt będzie można osiągnąć prawdopodobnie za 20-30 lat po uruchomieniu nowych bloków.

Jakie skutki przyniesie przewidywana od 2013 r. konieczność zakupu pozwoleń na emisję CO_2? Dla zilustrowania tych skutków sporządzono bilans kosztów spalenia w elektrowni 1 t węgla o w/w parametrach:

- koszt zakupu węgla = 200 zł/t
- pozwolenie na emisję CO_2 = 0,75 x 0,95 x 44/12 = 2,6125 t CO_2 z 1 t węgla.

Cena pozwolenia na emisję 1 t CO_2 wzrosła z 23 euro w styczniu do 29 euro w lipcu.

Koszt pozwolenia = 2,6125 t x 29 euro x 3,3 zł/euro = 250 zł/t węgla.

Elektrownie już ponoszą koszty wynikające z konieczności ograniczania emisji SO_2 i NO_2 oraz koszty składowania popiołu (w niektórych przypadkach popiół jest sprzedawany do produkcji betonu, dlatego koszty składowania zostaną pominięte).

Przy obowiązujących od 2016 r. normach stężeń SO_2 i NO_x = 200 mg/koszt usunięcia 1 kg SO_2 wyniesie 1,5 zł, a koszt usunięcia 1 kg NO_2 – 3 zł.

Przy spalaniu 1 t węgla trzeba usunąć ze spalin 12,8 kg SO_2 i 1,6 kg NO_2. Łączny koszt oczyszczania spalin to 19,2 zł + 4,8 zł = 24 zł/t węgla.

Sumaryczne spalanie 1 t węgla będzie kosztować: 200 + 250 + 24 = 474 zł/t; przy sprawności 33% z 1 t wytworzymy 2,2 MWh energii elektrycznej, czyli koszt wytworzenia (bez kosztów pracy elektrowni) będzie wynosić 215,4 zł/MWh. Cena sprzedaży będzie zatem w granicach 240 – 280 zł. W 2007 r. średnia roczna cena 1 MWh wynosiła 122 zł/MWh. Jeśli nie uwzględnimy kosztu zakupu pozwoleń na emisję to koszt własny wyniesie: 224 zł: 2,2 MWh/t = około 102 zł/MWh, czyli cena sprzedaży byłaby rzędu 130-180 zł.

Z powyższej analizy jednoznacznie wynika, że na obecnym etapie (ze względu na konieczność doprowadzenia mocy wytwórczych do stanu umożliwiającego ograniczenie emisji CO_2 przy wytwarzaniu energii) opłaty za pozwolenie na emisję CO_2 spowodują zapaść polskich elektrowni, które i tak muszą ponosić koszty urządzeń zwiększających skuteczność usuwania SO_2 i NO_x z obecnych 400 i 500 mg/m_n^3, do 200 mg SO_2/m_n^3 i 200 mg NO_2/m_n^3. Należy też rozważyć możliwość takiego podniesienia ceny energii elektrycznej, aby pokryć koszty modernizacji instalacji usuwania SO_2 i NO_x i stworzyć kapitał rezerwowy na budowę nowych, wysokosprawnych bloków, o sprawności ⩾45%.

Oszczędzanie energii

Przy obecnym stanie techniki ograniczania emisji CO_2 (spalanie w tlenie, zgazowanie, sekwestracja, absorpcja w aminach) nie ma technologii umożliwiającej usunięcie i składowanie CO_2 przy kosztach ⩽ 29 euro/t. W związku z powyższym stosowanie metod handlu emisjami CO_2 na wzór handlu emisją SO_2 i NO_x nie ma uzasadnienia.

Powyższą tezę poprę przykładem.

Mamy 10 kotłowni spalających po 100 tys. t węgla na rok i 1 kotłownię spalającą 1 mln t węgla na rok. Koszt wybudowania instalacji do usuwania SO_2 i NO_x w tych 10 kotłowniach to 60 mln zł. Koszt wybudowania instalacji dla kotła spalającego 1 mln t węgla/rok to 30 mln zł. W tej sytuacji ekonomicznie uzasadnione jest wybudowanie tylko instalacji dla kotłowni spalającej 1 mln t węgla na rok, o takiej skuteczności usuwania SO_2 i NO_x, aby sumaryczna emisja dopuszczalna przy spalaniu 2 mln t węgla na rok nie była przekroczona. Oczywiście właściciel kotłowni spalającej 1 mln t węgla na rok sprzedaje całą nadwyżkę usuniętego SO_2 i NO_2 (w stosunku do emisji dopuszczalnej) właścicielom pozostałych 10 małych kotłowni. Ten mechanizm nie jest stosowany w Polsce ze szkodą dla gospodarki narodowej. W polskich elektrowniach pracuje wiele instalacji odsiarczania spalin usuwających SO_2 do poziomu 400 mg/m_n^3. Prawie wszystkie te instalacje mogą usuwać SO_2 do poziomu ⩽ 200 mg SO_2/m_n^3, ale przy wyższych kosztach eksploatacyjnych. Gdyby np. elektrociepłownie mogły kupować te nadwyżki SO_2 uzyskane w wyniku podwyższenia skuteczności usuwania SO_2 w elektrowniach, to nie musiałyby budować własnych instalacji odsiarczania spalin. Powszechnie wiadomo, że im mniejszy kocioł, tym wyższy koszt instalacji odsiarczania spalin w przeliczeniu na jednostkę wytwarzanej energii, dlatego stworzenie możliwości kupowania pozwoleń na emisję SO_2 przez właścicieli mniejszych kotłów jest uzasadnione. W przypadku CO_2 taki mechanizm jest możliwy jeżeli zastąpi się paliwo energią wytworzoną z energii słońca, wiatru, wody itp. Następuje wtedy rzeczywiste zmniejszenie emisji CO_2, natomiast przy spalaniu drewna czy biomasy emisja CO_2 przy wytworzeniu 1 MWh może być nawet większa (mniejsza sprawność bloku). W tym przypadku walka o zmniejszenie stężenia CO_2 w atmosferze przez spalanie biomasy nie ma sensu, w przeciwieństwie do zwiększania powierzchni lasów (np. elektrownie wykupują nieużytki i obsadzają je lasami lub uprawami energetycznymi; możliwe jest uzyskiwanie około 20 t s.m. z hektara

rocznie). W przeliczeniu na CO_2 (zawartość węgla w biomasie = około 50%) daje to ograniczenie emisji CO_2 przez 1 hektar upraw energetycznych rzędu 36,7 t CO_2 rocznie/hektar.

Oszczędzanie energii

Jedyną realną metodą ograniczania emisji CO_2 z Polski jest obecnie oszczędzanie energii. Aby to oszczędzanie miało realny wymiar musimy stworzyć prosty i skuteczny mechanizm rozliczeń. Podaję przykłady:

1. Cementownia na wyprodukowanie 1 t cementu zużywała w 2007 r. 0,5 MWhe, a w 2008 r. tylko 0,495 MWhe, czyli zaoszczędziła w 2008 r. „A" x 0,005 MWhe (A = roczna produkcja cementu). Wyliczoną na podstawie tej oszczędności emisję CO_2 może sprzedać na giełdzie lub sąsiedniej elektrowni, albo odliczyć od swojej emisji CO_2 (przy produkcji cementu spala się węgiel, opony i inne paliwo).
2. Elektrownia na wytworzenie „A" MWhe zużyła w 2007 r. na potrzeby własne „B" MWhe, czyli „C" na 1 MWhe. W 2008 r. zużyła tylko „D" energii na 1 MWhe. Jeśli „D"<„C" to może sobie odliczyć odpowiednią wartość od całkowitej emisji CO_2 jeślli „D">„C" to musi tę wartość doliczyć.
3. Centrum Administracyjne zużyło w 2007 r. „E" MWhe na 1 pracownika, a w 2008 r. „F" MWhe na 1 pracownika. Jeśli „E"<„F" to nadwyżkę może sprzedać lub równowartość odliczyć od podatku, jeśli „E">„F" to musi za to zapłacić, np. razem z podatkiem lub innymi opłatami, np. za emisję z samochodów.

> Zwiększenie sprawności elektrycznej bloków z 33% do 45% spowoduje zmniejszenie emisji CO_2 o 41,8 mln t/rok, czyli o około 27%

Inne metody ograniczania emisji CO_2

Istnieje też cały szereg nowych technologicznych metod ograniczania emisji CO_2 wraz z usuwaniem SO_2 i NO_x z wykorzystaniem odpadowego wapna lub alkalicznych popiołów. Zostaną one szerzej omówione w kolejnych publikacjach.

Podsumowanie

1. Należy uczynić wszystko, aby nie dopuścić do konieczności zakupu pozwoleń na emisję CO_2 przez Polskę. Argumentów jest wiele, ale najpoważniejszy to ten, że aktualnie nie istnieje BAT na usuwanie CO_2 ze spalin kotłów spalających węgiel.
2. Celowe byłoby wprowadzenie rozporządzeń np. ministra gospodarki, ustalające zasady oszczędzania energii, np. wynagradzanie za obniżenie zużycia na tonę produktu lub karanie za przekroczenie.
3. Należy zintensyfikować działania w tym temacie na forum międzynarodowym i krajowym, bo o wiele łatwiej jest doprowadzić do nieustalenia jakiejś dyrektywy niż później walczyć z jej skutkami. Polska mogłaby być „pilotem" w UE w dziedzinie przepisów regulujących zasady rozliczania programu „oszczędność energii".
4. Należy popierać wszelkie działania techniczne prowadzące do ograniczania emisji CO_2, w tym opracowanie nowych technologii z grupy „zero emisji".

□

Green Effort Group

Green Effort Group (Grupa G-6) to cztery największe polskie koncerny energetyczne, a mianowicie: PGE, Tauron, Enea i Energa, oraz dwie inicjatywy organizacji przemysłowych – Forum CO_2 i Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu.

Celem funkcjonowania G-6 jest promocja zasady solidarności ekologicznej polegającej na powiązaniu principium zrównoważonego rozwoju z regułą europejskiej solidarności, opierającej się na rozdziale obciążeń działalności unijnej, proporcjonalnie do potencjału ekonomicznego państw członkowskich.

G-6 to prawie 90% generacji energii elektrycznej, 80% dystrybucji, 55% emisji CO_2 (100% w systemie handlu emisjami EU-ETS) i jednocześnie prawie 30% konsumpcji energii elektrycznej w Polsce.

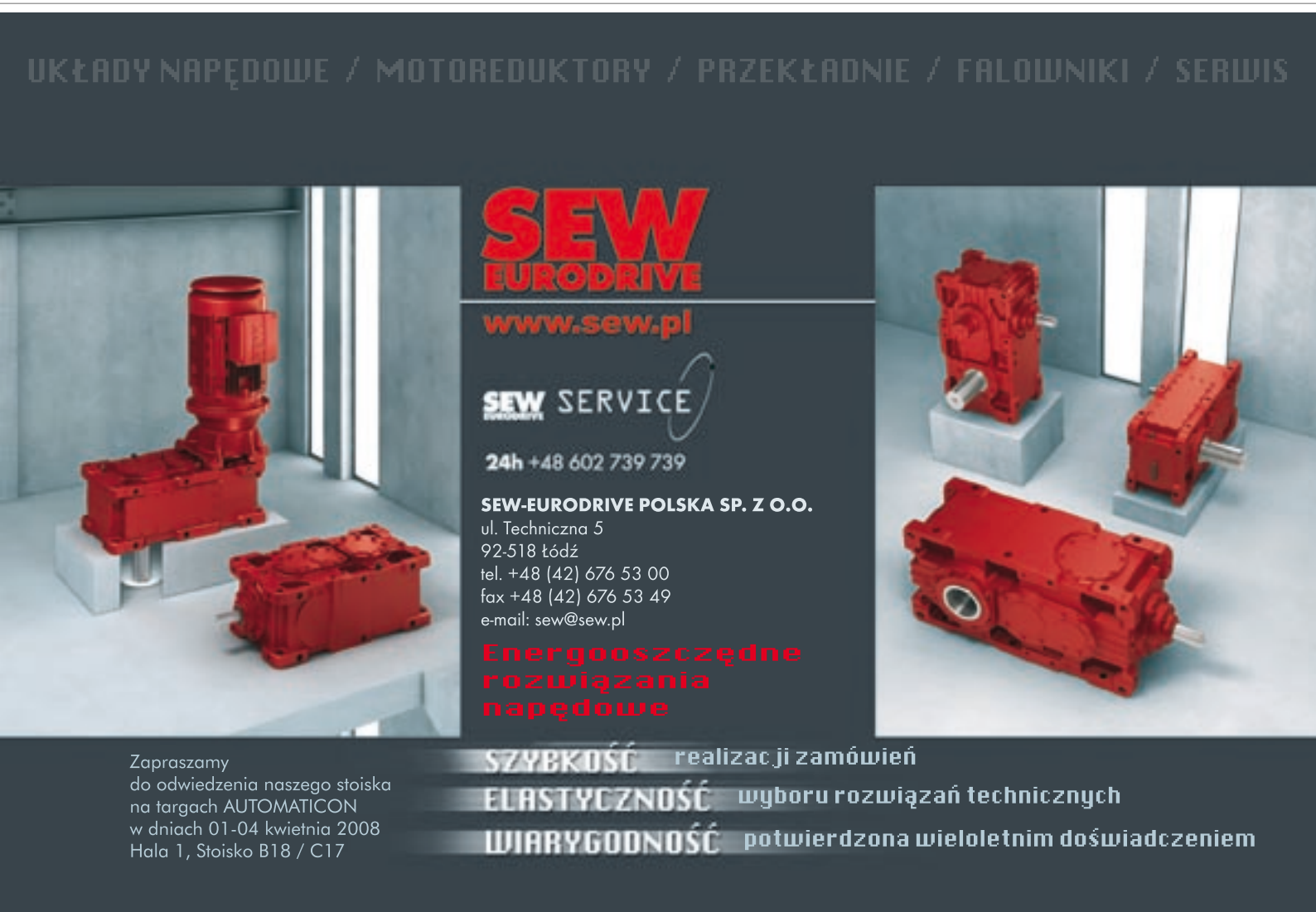
Na koordynatora działań Grupy powołany został prof. Krzysztof Żmijewski – przewodniczący Społecznej Rady Konsultacyjnej Energetyki i Rady Programowej Instytutu im. E. Kwiatkowskiego.

Pierwszym istotnym działaniem Grupy jest wyjazd do Brukseli celem przedstawienia wysokim urzędnikom Komisji Europejskiej możliwych konsekwencji dla Europy i Polski wprowadzenia mechanizmu paneuropejskich, otwartych aukcji w systemie handlu emisjami EU-ETS po 2012 r. Grupa w szczególności chce przedstawić wpływ systemu ETS na obniżenie konkurencyjności europejskiej gospodarki i na efekt carbon leakage.

Program spotkań Grupy G-6 w Brukseli (4-5 września 2008 r.) obejmuje m.in. spotkanie z Jos'em Delbeke – dyrektorem generalnym DG Environment, Derekem Taylorem – doradcą DG TREN, Matthiasem Ruete – dyrektorem generalnym DG TREN, Piotrem Tuleją – Head of Unit Energy & Environment – DG Environment, Didierem Herbertem – Head of Unit – Sustainable Industrial Policy – DG Enterprise.

□

reklama



fot. NE

SNC-Lavalin jest jedną z wiodących światowych grup projektowych i konstrukcyjnych oraz liczącym się uczestnikiem na rynku infrastruktury oraz usług eksploatacyjnych i obsługowych.

Spółka powstała w Montrealu, w Kanadzie, w 1911 r. Międzynarodowa działalność SNC-Lavalin – oparta na utworzonej wielokulturowej sieci rozciągającej się na pięciu kontynentach – trwa już od ponad 50 lat. Spółka posiada swoje biura w całej Ameryce Północnej oraz w 35 krajach na całym świecie. Łącznie jej pracownicy, zatrudnieni w około 100 krajach, mówią ponad 50 językami i reprezentują 80 narodowości.

Roman Karaś, dyrektor SNC-Lavalin Polska Sp. z o.o.

Główny Wykonawca Projektu PĄTNÓW II

Grupa Energetyczna SNC-Lavalin ma prawie 100 lat doświadczeń w działalności w ponad 120 krajach. Obszary jej działań obejmują energetykę wodną, jądrową i cieplną; projekty z zakresu przesyłu i dystrybucji energii; systemy sterowania instalacjami energetycznymi oraz szkolenia. Projekty spółki reprezentują moc zainstalowaną dochodzącą do 250000 MW, ponad 90000 km energetycznych linii przesyłowych i rozdzielczych oraz około 1500 stacji rozdzielczych. Oprócz projektowania i budowy instalacji do wytwarzania i dystrybucji energii SNC-Lavalin również posiada, eksploatuje i finansuje instalacje i infrastrukturę energetyczną.

Grupa SNC-Lavalin Thermal pomyślnie wykonała na całym świecie projekty w energetyce cieplnej o łącznej mocy 60000 MW. Działania Grupy zapewniają pełny zakres usług, począwszy od planowania i studiów wykonalności, poprzez projektowanie, dostawy i konstrukcję (EPC/EPCM), aż do uruchomienia i przekazania do eksploatacji. Siedziba Grupy znajduje się w Bothell, w stanie Washington. Ponadto posiada ona biura w Vancouver, Montrealu i w Warszawie. Doświadczenie Grupy obejmuje projektowanie i konstrukcję elektrowni parowych i gazowych o mocy od 25 MW do 2150 MW; projekty z zastosowaniem paliw alternatywnych takich jak biomasa, zużyte opony i odpady komunalne; elektrownie opalane węglem i olejem, modernizacje elektrowni oraz instalacje ze spalaniem w złożu fluidalnym.

> Grupa SNC-Lavalin zrealizowała projekt EPII, światowej klasy, opalaną węglem elektrownię charakteryzującą się niskim poziomem emisji, zyskując w ten sposób doświadczenie wymagane do realizacji podobnych projektów

Grupa zrealizowała ponad 85 elektrowni na bazie EPC, zyskując przez to wiodącą pozycję na rynku wytwarzania ciepła i elektryczności oraz w zakresie zastosowań paliw alternatywnych.

Projekt Pątnów II

Spółka Elektrim Megadex S.A. rozpoczęła realizację Projektu Pątnów II w 2000 r. wraz z rozbiórką dwóch bloków 200 MW opalanych olejem opałowym. Montaż nowego bloku A rozpoczął się w styczniu 2002 r. i był kontynuowany do kwietnia 2003 r., kiedy to prace zostały wstrzymane wskutek problemów finansowych spółki nadrzędnej Elektrim S.A., której to problemy spowodowały wycofanie finansowania przez pożyczkodawców. W tym czasie gotowa była już większość fundamentów i konstrukcji stalowych dla nowego bloku. Zakupiono również większość urządzeń, a niektóre zostały nawet dostarczone na plac budowy.

Nowy właściciel Elektrowni Pątnów II (EPII) ogłosił zaproszenie do składania ofert na dokończenie projektu. Pod koniec 2005 r. kontrakt przyznano SNC-Lavalin, gdyż właściciel EPII uznał, że jest to spółka w największym stopniu zdolna do odbudowy dobrych stosunków z początkowymi głównymi dostawcami i wykonawcami poprzez przywrócenie zaufania niezbędnego dla zreorganizowania działań i ukończenia realizacji projektu.

Grupa SNC-Lavalin sfinalizowała negocjacje i przejęła część pracowników Elektrim Megadex zaangażowanych w realizację projektu do SNC-Lavalin Polska, swojej lokalnej spółki. Próba ciśnieniowa kotła odbyła się 17 lipca 2007 r. Pierwsze rozpalenie miała miejsce 15 września 2007 r., zaś 23 grudnia 2007 r. nowy blok Elektrowni Pątnów II osiągnął swoją pełną moc wynoszącą 464 MW. Gotowa do eksploatacji komercyjnej EPII jest wysoce sprawną, opalaną węglem elektrownią klasy światowej, szczycącą się niskimi poziomami emisji.

Dalsze możliwości

Po pomyślnym zakończeniu projektu EPII, SNC-Lavalin dysponuje obecnie, w samym środku Europy, grupą specjalistów zdolnych do realizowania projektów w całym regionie.

Projekt EPII dał Grupie SNC-Lavalin cenne doświadczenia w pracy na rozwijającym się rynku energetycznym Europy Wschodniej. Zyskaliśmy lepsze zrozumienie mechanizmów rządzących realizacją projektu w regionie oraz wiedzę na temat lokalnych dostawców i wykonawców, którzy mogą dopomóc w zdobyciu i pomyślnej realizacji innych projektów. Rozważymy uczestniczenie w pewnych, już ogłoszonych, dużych projektach w regionie oraz w tych, które pojawią się w nadchodzących latach.

Polski sektor energetyczny

Krajowy system energetyczny dysponuje mocą zainstalowaną wynoszącą około 34000 MW. Ze względu na rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, system pracuje powyżej swoich możliwości, a w godzinach szczytu rezerwy mocy rutynowo spadają poniżej dopuszczalnego poziomu. Główne bloki energetyczne w Polsce, takie jak te w Elektrowni Połaniec, zbudowano w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych, i pomimo licznych modernizacji przeprowadzonych w połowie lat dziewięćdziesiątych są one eksploatowane od ponad 30 lat i ich trwałość eksploatacyjna zbliża się do końca. Ponadto opalane są one węglem kamiennym powodującym emisje CO_2. W rzeczywistości, pomimo surowych przepisów UE w zakresie emisji CO_2, Polska będzie w przewidywalnej przyszłości w dalszym ciągu spalać paliwa kopalne, takie jak węgiel brunatny, przyczyniające się do emisji dwutlenku węgla.

Aby utrzymać sprawność systemu wytwarzania energii i pokryć szybko rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, istniejące bloki muszą być zastąpione nowymi, odpowiadającymi nowoczesnym standardom środowiskowym, o wyższej mocy i sprawności powyżej 40%-45%. Szacuje się, że by sprostać popytowi na elektryczność, co roku należałoby budować elektrownię o mocy 1000 MW. W nadchodzących trzech latach Polska może spełnić to wymaganie tylko w 60%. □

fot. SNC-Lavalin Polska

Roman Karaś, director of SNC-Lavalin Polska Ltd.

PĄTNÓW II
General Contractor

SNC-Lavalin is one of the world's leading engineering and construction groups and a major player in infrastructure ownership and the provision of operations and maintenance services.

Founded in Montreal, Canada in 1911, SNC-Lavalin has been active internationally for over 50 years, building a multicultural network that spans five continents. It has offices across North America and in 35 other countries around the world. Together, its employees speak over 50 languages and represent 80 nationalities, and are currently working in some 100 countries.

SNC-Lavalin's Power Group has nearly 100 years of experience in more than 120 countries. Its areas of activity include hydroelectric, nuclear and thermal power generation; transmission and distribution projects; energy control systems and training. Its projects represent an installed capacity of nearly 250000 MW, over 90000 km of transmission and distribution lines, and some 1500 substations. As well as designing and building power production and distribution plants, SNC-Lavalin owns, operates and finances power facilities and infrastructure.

SNC-Lavalin Thermal has successfully installed over 60000 MW in thermal power projects worldwide. The operations of the Group provide the full scope of services, from planning and feasibility studies, through engineering, procurement and construction (EPC/EPCM), to commissioning and takeover for operation. Its headquarters are in Bothell, Washington and it has offices in Vancouver, Montreal and Warsaw. The Group's expertise includes designing and building steam and gas power plants from 25 MW to 2150 MW; alternative fuel projects using biomass, tires and municipal waste; coal fired steam and fuel oil power stations, power plant modernizations and fluidized-bed combustion plant design.

The Group has completed more than 85 EPC power plant projects, earning it a leading position in the fields of heat and power projects, and the application of alternative fuels.

The Patnów II Project

Elektrim Megadex S.A. began the Patnów II project in 2000 with the demolition of two 200 MW oil fired units. The erection of the new Unit A began in January 2002 and continued until April 2003, when work was stopped due to financial problems at Elektrim S.A.'s mother company, which prompted loaners to withdraw their financing. At that point, the majority of the foundations and steel structures for Patnów had been completed and most of the equipment had been purchased, some of which was delivered and standing idle on the site.

The new owner of Patnów II Power Station (EPII) invited proposals for the completion of the project. At the end of 2005, SNC-Lavalin was awarded the contract because EPII thought it would be the company most capable of restoring good relations between the original main suppliers and subcontractors, giving them the assurance they needed to reorganize their activities and complete the project.

> SNC-Lavalin completed EPII, a world-class, high efficiency coal power project with low emission levels, gaining the required experience to execute similar projects

SNC-Lavalin managed to finalize negotiations and transfer part of Elektrim Megadex's staff working on the project to SNC-Lavalin Poland, its local company. The boiler passed the pressure test on July 17, 2007. First ignition took place on September 15, 2007 and on December 23, 2007 the Patnów II Power Plant's new unit achieved its full capacity of 464 MW. Now ready for commercial operation, EPII is a world-class, high efficiency coal power plant with low pollution emission levels.

Further Opportunities

With the EPII project successfully completed, SNC-Lavalin now has a group of specialists in the centre of Europe able to execute other projects in the region.

"EPII has given SNC-Lavalin valuable experience in Eastern Europe's growing power market; we have gained a better understanding of project execution mechanisms in the region, and of local suppliers and contractors who can help the Company win and successfully complete other projects. Some large projects have already been announced in the region and we are looking forward to participating in these and other ventures in the coming years" – Roman Karas – director SNC-Lavalin Polska Ltd.

The Polish Power Sector

The national power generating system has an installed capacity of approximately 34000 MW. Due to an increasing demand for electricity it has been operating beyond its capabilities, and power reserves routinely fall below admissible levels during peak hours. The main generating units in Poland, such as Połaniec P.S., were built in the 1970s and 1980s and, despite numerous modernizations in the mid-1990s, they have been in operation for over 30 years and their service life is coming to an end. Moreover, they are fired by hard coal, which creates CO_2 emissions. In fact, despite the European Union's severe regulations on CO_2 emissions, Poland will still be firing carbon dioxide producing fossil fuels, such as hard and brown coal, for the foreseeable future.

To maintain the efficiency of the power generating system and cover the fast-growing demand for electric power, existing units will have to be replaced by new units with higher capacities, efficiency levels above 40-45% and modern environmental standards. To meet the demand for electricity, it has been estimated that a 1000 MW plant will have to be built every year. In the next three years, Poland stands to meet only 60% of this requirement.

□

NOWOCZESNE

TECHNOLOGIE

ODPYLANIA

Dostawy „pod klucz" elektrofiltrów Rothemühle, filtrów tkaninowych oraz modernizacje zwiększające skuteczność odpylania istniejących urządzeń odpylających wszystkich typów dla energetyki zawodowej i ciepłownictwa.

- **ELEKTROFILTRY ROTHEMÜHLE®**
- filtry tkaninowe
- doradztwo techniczne
- **Bi■Action®** modernizacje elektrofiltrów
- modernizacje filtrów tkaninowych
- serwis

BALCKE ■ DÜRR

Balcke-Dürr Polska Sp. z o.o., ul. Augustowka 24, 02-981 Warszawa, Polska
tel.+48 (22) 885 64 90, fax: + 48 (22) 885 64 91
e-mail: bdmfopl@cts.spx.com, www.rothemuhle.pl

Spółka grupy SPX

prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Politechnika Warszawska, **dr Andrzej Kassenberg**, Instytut na rzecz Ekorozwoju

Polska
polityka energetyczna

Deklaracje i rzeczywistość – część IV

Energetyka odnawialna w Polsce

(Przygotowano w oparciu o materiały Europejskiego Centrum Energetyki Odnawialnej i Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii. Przy pisaniu tego rozdziału wykorzystano także opracowanie „Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020" przygotowane przez Instytut Energetyki Odnawialnej we współpracy z Instytutem na rzecz Ekorozwoju dla Ministerstwa Gospodarki. Warszawa, listopad 2007)

fot. NE

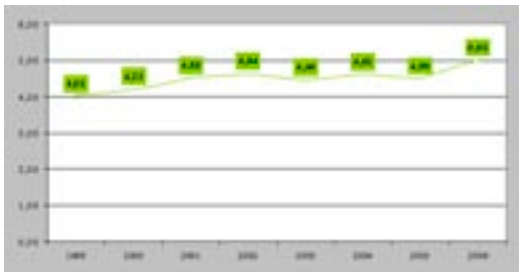
Według oceny ekspertów techniczne możliwości wykorzystania energii odnawialnej w Polsce wynoszą 1750 PJ, tj. 47% udziału obecnego zużyciu nośników energii pierwotnej, a rozkłada się to na: 43% biomasy lub inny przypadek (dzierżawny), 28% energetyki wodnej, 25% energetyki słonecznej, 13% energii geotermalnej i 16% energetyki wiatrowej. Natomiast w zakresie produkcji energii elektrycznej techniczne możliwości w 2025 r. wynoszą 20,4 TWh, z czego 8 TWh/a przypada na energetykę wodną, 7,8 TWh/a – na wiatrową, a 4 TWh/a – na biomasę.

Według danych Głównego Urzędu Statystycznego[1] w 2006 r. ze źródeł odnawialnych pozyskano w Polsce 210 513 TJ energii[2]. Z tego na energię z biomasy stałej przypadało 91,4%, na energetykę wodną – 3,5%, biopaliwa ciekłe – 3,3%, biogaz – 1,2%, energię wiatru – 0,4% i energię geotermalną – 0,3%. W latach 2000-2006 notowany był wzrost pozyskania energii pierwotnej z większości źródeł odnawialnych (tab. 4). Równocześnie udział energii ze źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii pierwotnej wyniósł 5,01% w 2006 r. (rys. 13). W przypadku bioetanolu było to 47,3% wzrostu produkcji oraz 61% jego krajowego zużycia. W przypadku biodiesla jest to odpowiednio 38,5% oraz 128,4%.

Tab. 4. Pozyskanie energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w latach 2000-2006, TJ

Źródło energii	Lata						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Biomasa stała	150485	160406	163308	164163	170056	174431	192097
Energia promieniowania słonecznego	-	-	1	1	4	6	11
Energia wody	7580	8369	8204	6017	7494	7924	7352
Energia wiatru	20	49	219	448	512	488	922
Bioetanol	-	-	-	-	-	2404	3542
Biodiesel	-	-	-	-	-	2471	3423
Biogaz	1211	1477	1353	1624	1941	2243	2613
Energia geotermalna	124	120	263	311	318	476	535
Odpady komunalne	32	11	10	14	13	30	18

Zużywany w kraju bioetanol był w całości dodawany do benzyn silnikowych, a estry (biodiesel) w 80% do oleju napędowego. W dalszym ciągu jednak produkowane w Polsce biopaliwa były w 2006 r. (i są) w znacznym stopniu eksportowane – dotyczyło to 28% bioetanolu i 59% biodiesla.



Rys. 13. Procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii pierwotnej, 1999-2006[3]

Źródło: „Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020", opracowanie przygotowane przez Instytut Energetyki Odnawialnej we współpracy z Instytutem na rzecz Ekorozwoju dla Ministerstwa Gospodarki (Warszawa, listopad 2007)

Ze względu na zobowiązania Polski względem Unii Europejskiej duże znaczenie w ostatnich latach zyskała produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (tab. 5). W 2006 r. wg danych Urzędu Regulacji Energetyki (tab. 6) w kraju działało 886 koncesjonowanych instalacji OZE, o łącznej mocy zainstalowanej 1509,5 MW. Wyprodukowane w nich zostało 4221 GWh energii.

Największy udział produkcji energii elektrycznej z OZE w 2006 r. wytwarzały nadal elektrownie wodne, niemniej jednak po 2004 r. porównywalne znaczenie zyskało współspalanie biomasy. Notowany jest także przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych, jednak technologia ta nadal znajduje się w Polsce w początkowej fazie rozwoju i jej wkład produkcyjny nie jest znaczący (tab. 7).

W Polsce z odnawialnych źródeł energii produkowane jest rocznie (w 2006 r.) 4341 TJ ciepła. Dominującą rolę odgrywa tu biomasa stała (71% produkcji), jednak w ostatnich latach wzrasta wykorzystanie energii geotermalnej i biogazu. Energia promieniowania słonecznego, z której wytworzono 11 TJ ciepła (w 2006 r.) ma na razie jedynie znikomy (0,25%) udział w bilansie ogólnym, jednak jej zastosowanie znacząco wzrasta, szczególnie w zakresie małych instalacji indywidualnych (prawie 3-krotny wzrost produkcji od 2004 r.).

Tab. 6. Moc zainstalowana w OZE na dzień 1 marca 2006 r. (dane URE)

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]	Procentowy udział mocy
woda	1002,6	77%
wiatr	83,2	15%
biogaz	31,97	2%
biomasa	189,8	6%

Pod koniec lat 90. nastąpiły zmiany, które przyczyniły się do tworzenia podstaw do rozwoju energetyki odnawialnej. W 2000 r. przyjęta została przez Sejm „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej", która określiła cele

Tab. 5. Produkcja i zużycie energii, w tym odnawialnej, wg źródeł wytwarzania w wybranych krajach

Wyszczególnienie	Rok	Niemcy	Hiszpania	Francja	Wlk. Brytania	Polska
		1000 toe				
Produkcja energii ogółem	2002	134510	31800	135240	258320	80170
	2003	134640	32990	136480	246600	79860
	2004	136190	32670	137310	225430	78830
	2005	134500	30280	136890	204300	78630
Zużycie energii ogółem	2002	345252	131622	266682	228620	89167
	2003	347183	136094	271335	232328	91451
	2004	348222	142340	274929	233461	91786
	2005	344746	145196	275970	233931	92969
Produkcja energii odnawialnej	2002	10892	7042	16156	2568	4141
	2003	11750	9248	16329	2748	4147
	2004	13359	8929	16327	3284	4320
	2005	15891	8523	15708	3834	4485
geotermalnej	2002	127	8	128	1	6
	2003	122	8	129	1	7
	2004	124	8	130	1	8
	2005	127	8	130	1	9
biomasy	2002	4701	3811	9152	705	3901
	2003	5806	4061	9481	815	3918
	2004	6317	4137	9436	928	4061
	2005	6905	4175	9429	1237	4165
wiatrowej	2002	1364	803	23	108	5
	2003	1622	1038	34	111	11
	2004	2194	1350	51	166	12
	2005	2342	1826	82	250	12
wodnej	2002	1989	1971	5202	412	196
	2003	1657	3531	5088	278	144
	2004	1813	2714	5144	424	179
	2005	1684	1682	4446	427	189
Udział prod. energii odnawialnej w prod. energii ogółem w %	2002	8,10	22,14	11,95	0,99	5,17
	2003	8,73	28,03	11,96	1,11	5,19
	2004	9,81	27,33	11,89	1,46	5,48
	2005	11,81	28,15	11,48	1,88	5,70
Udział prod. energii odnawialnej w zużyciu energii ogółem w %	2002	3,15	5,35	6,06	1,12	4,64
	2003	3,38	6,80	6,02	1,18	4,53
	2004	3,84	6,27	5,94	1,41	4,71
	2005	4,61	5,87	5,70	1,64	4,82

Źródło: "Energy Balances of OECD Countries" IEA Statistics 2005, "Energy Balances of OECD Countries" IEA Statistics 2006, "Renewables Information 2006"

ilościowe dla tego sektora, a mianowicie 7,5% udziału w zużyciu nośników energii pierwotnej do 2010 r. i 14% do 2020 r. Natomiast w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE przyjęty cel wynosi 9%. Prawo energetyczne stworzyło warunki do rozwoju rynku „zielonej" elektryczności przez obligatoryjne kwoty jej wytwarzania oraz system zielonych certyfikatów wraz ze świadectwami pochodzenia.

Tab. 7. Produkcja energii elektrycznej w OZE w 2006 r. (dane URE)

Rodzaj źródła OZE	Energia [MWh]	Udział	Liczba instalacji
elektrownie na biomasę	503846,2	11,9%	6
elektrownie na biogaz	116691,9	2,8%	74
elektrownie wiatrowe	257037,4	6,1%	104
elektrownie wodne	2029635,6	48,1%	684
współspalanie	1314336,6	31,1%	18
łącznie	4221547,7	100,0%	886

Źródło: Ochrona środowiska 2007, GUS 2007, str. 228 (wg URE)

Zgodnie ze zmianami, wytwórcy „zielonej" energii są zobowiązani do nabycia i następnie umorzenia przez Urząd Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia. Niewypełnienie zobowiązania wiąże się z karą w wysokości 130% ceny zakupu i jest ona przekazywana do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i może jedynie być wykorzystana na wpieranie energetyki odnawialnej. W 2007 r., po rewaloryzacji, opłata ta wynosiła 242,40 zł.

Powoli otwiera się rynek na biopaliwa ale wiele jeszcze jest do zrobienia. Sejm przyjął ustawę o biopaliwach. Szacuje się, że w 2010 r. można będzie osiągnąć 5% udział biopaliw w ogólnym zużyciu paliw w transporcie.

Zgodnie z przyjętą strategią, w okresie 1999-2010 przewidywano wydanie na nowe instalacje OZE 327-436 mln euro rocznie. W dokumencie przewidywano

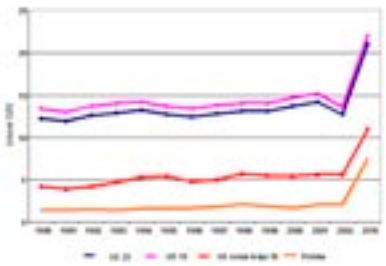
wsparcie ze środków publicznych rzędu 57-78 mln euro rocznie, a w efekcie w okresie 2000-2004 uzyskano wsparcie 4 razy mniejsze. Wsparcie finansowe rozwojowi energetyki odnawialnej udzielane jest poprzez:

- polskie źródła, takie jak: system funduszy ekologicznych, EkoFundusz, Bank Ochrony Środowiska i Fundacje Rozwoju Polskiego Rolnictwa,
- unijne źródła, jak: zintegrowany regionalny program operacyjny: sektorowy program operacyjny w ramach INTEREG-u.

W nowej perspektywie finansowej przewiduje się wsparcie dla OZE zarówno w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko" jak i regionalnych programów operacyjnych.

Główną siłą sprawczą rozwoju OZE jest w Polsce dyrektywa 2001/77/EC i jej przetransponowanie do Prawa energetycznego. Przyjęte cele w zakresie rozwoju OZE są niższe niż w całej UE, ale i tak wydają się bardzo ambitne. Bez wprowadzenia dodatkowego wsparcia nie są możliwe do osiągnięcia. Liberalizacja rynku energii elektrycznej w obecnej postaci nie sprzyja rozwojowi OZE. W 2005 r. cena energii elektrycznej na rynku wynosiła 117,5 zł/MWh, a dopłata na energię ze źródeł odnawialnych dodatkowo 239 zł/MWh.

Największy potencjał w rozwoju energetyki odnawialnej posiada współspalnie, chociaż budzi ono poważne kontrowersje. Dotyczą one przede wszystkim ograniczonej ilości drewna (pogorszenie warunków funkcjonowania przemysłu meblarskiego i papierniczego) jak i kosztów energetycznych transportu, a także upraw monokulturowych ze stosowaniem chemicznych środków ochrony roślin i znaczną presją na zasoby wodne. Duży potencjał reprezentuje duża energetyka wodna, która napotyka na poważne obawy ze strony organizacji ekologicznych. W miarę rozwija się energetyka wiatrowa, choć w niektórych miejscach może budzić kontrowersje ze względów krajobrazowych i ochrony przyrody, zwłaszcza ptaków. Obecnie większą uwagę przywiązuje się do rozwoju produkcji energii elektrycznej z OZE niż ciepła. Na rynku zaczyna brakować biomasy, a zwycięzcami są wielkie firmy energetyczne, które przyczyniają się do upadku małych instalacji. Pewnym rozwiązaniem mogłoby być wsparcie z środków publicznych produkcji roślin energetycznych, ale jest ono zdecydowanie niewystarczające. Rozwój OZE, a specjalnie wytwarzanie biomasy, produkcja nowych technologii i urządzeń, mogą mieć pozytywny wpływ na rozwój regionalny. Potrzebny jest rozwój metodologii, a następnie jej wdrażanie w zakresie regionalnych i lokalnych planów zaopatrzenia w energię w powiązaniu z polityką ekologiczną.



Rys. 14. Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu

Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G. „Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003", Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005

Niezbędne jest zabezpieczenie, co najmniej 1,5 mld euro na wsparcie OZE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Taka ilość środków pozwoli na dofinansowanie w wysokości 20-30% inwestycji w nowe moce OZE w tych latach, co urealniłoby budowę 3000 MW nowych mocy OZE, niezbędnych do wywiązania się z obowiązku 9% udziału zielonej energii w bilansie energii produkowanej w 2010 r. Całkowity koszt tych inwestycji to ok. 5 mld euro. Na dzień dzisiejszy wydaje się, że MRR nie rozumie skali potrzeb w zakresie OZE, ani specyfiki tej rodzącej się branży, co może skutkować zmarginalizowaniem jej podczas prac na Narodową Strategią Spójności na lata 2007-2013.

W tab. 8 i 9 znajdują się zestawienia obrazujące opłacalność produkcji energii elektrycznej z OZE wraz porównaniem kosztów.

W dniu 23 stycznia 2008 r. Komisja Europejska przedstawiła informacje co do uszczegółowienia pakietu energetyczno-klimatycznego ogłoszonego w marcu 2007 r. Dla rozwoju energetyki odnawialnej zaproponowano „indywidualnie dla każdego państwa członkowskiego określone cele do osiągnięcia pod groźbą sankcji. W poszczególnych państwach członkowskich stosowane są różne sposoby wprowadzania energii ze źródeł odnawialnych; długi jest też okres oczekiwania na rozpoczęcie dostaw energii odnawialnej. Istotne jest zatem, by państwa członkowskie wiedziały dokładnie, w jakich obszarach pragną działać. Krajowe plany działania, przygotowane przez poszczególne państwa członkowskie określą, w jaki sposób zamierzają one osiągnąć wyznaczone cele i w jaki sposób będą monitorowane postępy w ich realizacji. Pod warunkiem, że spełniony będzie ogólny cel UE, państwa członkowskie będą mogły uczestniczyć, również poza swoimi granicami, we wspieraniu europejskich wysiłków zmierzających do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych. Spowoduje to przeniesienie inwestycji w miejsca, gdzie energia odnawialna może być produkowana najefektywniej, co mogłoby zmniejszyć koszt realizacji celu o kwotę od 1,8 mld euro". Dla Polski zaproponowano cel 15% udziału OZE w energii końcowej w 2020 r.[4] Uwzględniając dotychczasowe oceny potencjału OZE należy uznać to zadanie za bardzo trudne. Mało kto ma świadomość, że będzie to oznaczało konieczność uzyskania ok. 25% udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej (ok. 46 TWh). Tak ambitna strategia rozwoju OZE musi być połą-

czona z równie ambitną strategią poprawy efektywności energetycznej, tak aby ograniczyć produkcję energii elektrycznej do 185 tWh w 2020 r. Wszystko to przy założeniu rzeczywistej redukcji emisji CO_2 w obszarze objętym systemem handlu emisjami (EU-ETS), tzn. w energetyce i przemyśle energointensywnym. Przy tych założeniach jedyną realną alternatywą byłby ogromny import energii elektrycznej wsparty importem gazu. Alternatywa ta jest bardzo wrażliwa politycznie.

Tab. 8. Opłacalność produkcji energii elektrycznej z poszczególnych OZE w obecnym systemie

Technologia OZE	Cena rynkowa energii elektrycznej [PLN/MWh]	Dopłata = koszt uzasadniany wg URE = min. nadwyżka ceny sprzedaży energii zielonej [PLN/MWh]	Dopłata = cena giełdowa certyfikatu = max. nadwyżka ceny sprzedaży energii zielonej [PLN/MW]	Cena „zielonej" energii elektrycznej [PLN/MWh]		IRR kapitału własnego [%]	
				dolna 118+154	górna 118+190	przy cenie dolnej	przy cenie górnej
Mała elektrownia wodna	118	154	190	272	308	4,02%	6,18%
Elektrownia wiatrowa	118	154	190	272	308	8,13%	10,79%
Duża elektrownia wodna	118	154	190	272	308	7,90%	10,17%
Elektrociepłownia opalana biomasą	118	154	190	272	308	19,15%	22,82%
Współspalanie biomasy elektrowni kondensacyjnej	118	154	190	272	308	80,08%	100,33%

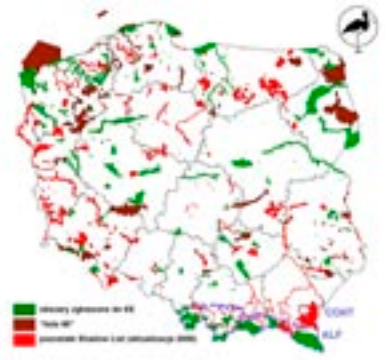
Tab. 9. Porównanie kosztów wytworzenia energii elektrycznej w poszczególnych OZE przy zwrocie kapitału gwarantującym opłacalność inwestycji (IRR 12%, IRR 15%), z maksymalną ceną zielonej energii uzyskiwaną przez producentów w 2005 r.

Technologia OZE	Cena IRR = 12% [PL/MW]	Cena IRR = 15% [PL/MW]	Cena górna 118+190	Różnica [PL/MW]	
				IRR 12%	IRR 15%
Mała elektrownia wodna	411,63	466,33	308	-103,63	-158,33
Elektrownia wiatrowa	324,76	367,03	308	-16,76	-59,03
Duża elektrownia wodna	338,15	389,49	308	-30,15	-81,49
Elektrociepłownia opalana biomasą	252,99	231,87	308	55,01	76,13
Współspalanie biomasy	182,62	185,49	308	125,38	122,51

Uwarunkowania i ograniczenia środowiskowe rozwoju OZE[5]

Pozyskiwanie energii odnawialnej na cele energetyczne ma swoje uwarunkowania środowiskowe, które wyznaczają ramy dla tego pozyskiwania, jak i wskazują na pola możliwych problemów i konfliktów. Przy poszanowaniu tych uwarunkowań można jednak z powodzeniem korzystać z tej energii i tą drogą przyczyniać się do ograniczania niekorzystnych skutków stosowania paliw kopalnych i do ograniczania skali postępujących zmian klimatycznych. W tabeli 10 znajduje się zestawienie obrazujące kluczowe ograniczenia środowiskowe i przestrzenne dla rozwoju energetyki odnawialnej.

Przytoczone w tabeli 10 ograniczenia dla poszczególnych rodzajów zasobów energii odnawialnej wynikają głównie z punktu widzenia ochrony przyrody i konkurencji w stosunku do innych form użytkowania przestrzeni kraju.



Rys. 15. Siedliskowe obszary NATURA 2000 – istniejące i postulowane przez organizacje ekologiczne

Źródło: Klub Przyrodników, PTOP Salamandra i WWF Polska

Rys. 16. Obszary specjalnej ochrony ptaków (zatwierdzone oraz „shadow list")

Źródło: OTOP

Przy ocenie potencjału technicznego odnawialnych zasobów energii i możliwości ich wykorzystania oraz wyceny wielkości czynników ograniczających lub nawet wykluczających nowe inwestycje w energetyce odna-

Tab. 10. Kluczowe ograniczenia środowiskowe i przestrzenne dla rozwoju OZE

Rodzaje zasobów energii odnawialnej	Kategorie wykluczeń i ograniczeń			Inne skutki (w tym środowiskowe) wykorzystywania zasobów energii odnawialnej
	Obszarowa ochrona przyrody i środowiska	Ochrona gatunkowa	Konkurencja o przestrzeń	
Biomasa – z upraw rolniczych oraz biokomponenty i biopaliwa pierwszej i drugiej generacji.	• Obszary cenne przyrodniczo: – parki narodowe, – parki krajobrazowe, – rezerwaty przyrody, – obszary Natura 2000. • Chronione siedliska przyrodnicze (nawet poza obszarami chronionymi), • Korytarze ekologiczne. • Obszary o deficycie wody dla rolnictwa. • Obszary objęte dyrektywą azotanową.	• Agrocenozy z siedliskami cennych (chronionych) gatunków nieleśnych (roślin i zwierząt) – także poza obszarami chronionymi, • Gatunki inwazyjne, • Zasady koegzystencji dla roślin zmodyfikowanych genetycznie.	• Obszary planowane do zalesień, • Obszary potrzebne do produkcji rolniczej (na cele żywnościowe i inne przemysłowe), • Obszary potrzebne do „gospodarki rolnej konserwującej krajobraz i walory przyrodnicze".	• Ograniczanie powierzchni użytków rolnych wykorzystywanych na cele żywnościowe i inne przemysłowe (tradycyjne) może prowadzić do dużej intensyfikacji zużycia energii i produktów chemicznych w rolnictwie – niekorzystny bilans emisji CO_2 w stosunku do paliw kopalnych, • Przekształcenia krajobrazu (struktury upraw i tworzenie wielkoobszarowych monokultur pozbawionych walorów przyrodniczych związanych z mozaikami agrocenoz) mogą zmieniać jego atrakcyjność turystyczną.
Biomasa leśna	• Obszary cenne przyrodniczo: – parki narodowe, – parki, – rezerwaty przyrody, – obszary Natura 2000, • Korytarze ekologiczne (niewskazane plantacje).	Gatunki inwazyjne (plantacje)	Obszary potrzebne dla zrównoważonej gospodarki leśnej (konflikt w przypadku plantacji	• Możliwy brak/niedostatek drewna na inne cele, np. meble, papier, budulec, • Zagrożenie zrównoważonej i wielofunkcyjnej gospodarki leśnej (nadmiar plantacji szybko rosnących, obniżenie wieku rębności, niezgodność z siedliskiem, przekraczanie etatów rębnych, nadmiar pozyskania suszu).
Biomasa – odpadowa (odpady z rolnictwa, przemysłowe, w tym drzewne, komunalne)	Brak zasadniczych wykluczeń i ograniczeń			
Biogaz – ze składowisk odpadów	Brak zasadniczych wykluczeń i ograniczeń			
Biogaz – z oczyszczalni ścieków	Brak zasadniczych wykluczeń i ograniczeń			
Energetyka wiatrowa	• Obszary cenne przyrodniczo: – parki narodowe, – parki krajobrazowe, – rezerwaty przyrody, – obszary Natura 2000, • Ochrona krajobrazu (obszary chronionego krajobrazu, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe).	• Trasy przelotu ptaków, • Miejsca koncentracji ptaków (ważne ostoje), • Tarliska ryb morskich, • Trasy przelotów i koncentracji nietoperzy.	• Na lądzie – obszary strategicznie przeznaczone na inne niż energetyka wiatrowa potrzeby rozwojowe (turystyka, zalesianie), • Na morzu: wykluczenia przez rybołówstwo, wymagania transportu morskiego (nawigacja), istniejące instalacje, koncesje górnicze, obszary o znaczeniu militarnym.	• Możliwe zmniejszenie pozyskiwania ryb morskich, • Możliwe zakłócenia na trasach nawigacyjnych, • Wykluczeniom powinny też podlegać tereny chronionego krajobrazu wynikające z ustawy o ochronie dóbr kultury (strefy ekspozycji krajobrazowej, chronione krajobrazy kulturowe, parki kulturowe), • Przekształcenia krajobrazu mogą zmieniać atrakcyjność turystyczną.
Mała energetyka wodna	• Obszary cenne przyrodniczo: – parki narodowe, – parki krajobrazowe, – rezerwaty przyrody, – obszary Natura 2000, • Korytarze ekologiczne. • Chronione siedliska przyrodnicze – nawet poza obszarami chronionymi.	• Ryby wędrowne i migrujące, dwuśrodowiskowe, • Ryby reofilne (związane zsiedliskiem szybko płynącej wody) – w przyp., gdy piętrzenia zmieniają charakter cieku – zwłaszcza w miejscach tarliskowych, • Gatunki łąkowe, łęgowe, brzegów wód i torfowiskowe (na obszarze podlegającym zalaniu, nawet gdy jest niewielki!).	-	• Szlaki kajakowe o międzynarodowym i krajowym znaczeniu, • Zmiana charakteru cieków skutkuje niszczeniem siedlisk chronionych związanych z ciekami o wartkim prądzie.

Rodzaje zasobów energii odnawialnej	Kategorie wykluczeń i ograniczeń			Inne skutki (w tym środowiskowe) wykorzystywania zasobów energii odnawialnej
	Obszarowa ochrona przyrody i środowiska	Ochrona gatunkowa	Konkurencja o przestrzeń	
Energetyka wodna – duże piętrzenia	• Obszary cenne przyrodniczo: – parki narodowe, – parki krajobrazowe, – rezerwaty przyrody, – obszary Natura 2000, • Korytarze ekologiczne, • Chronione siedliska przyrodnicze – nawet poza obszarami chronionymi, • Ochrona krajobrazu.	• Ryby wędrowne i migrujące, dwuśrodowiskowe, • Ryby reofilne (związane z siedliskiem szybko płynącej wody) – w przypadku, gdy piętrzenia zmieniają charakter cieku – zwłaszcza w miejscach tarliskowych, • Gatunki łąkowe, łęgowe, brzegów wód i torfowiskowe (na obszarze podlegającym zalaniu).	• Tereny zurbanizowane, • Cenne tereny rolnicze, leśne, • Cenne tereny turystyczne.	• Zmiana charakteru cieków skutkuje niszczeniem siedlisk chronionych, związanych z ciekami o wartkim prądzie, • Wykluczeniom powinny też podlegać tereny chronionego krajobrazu wynikające z ustawy o ochronie dóbr kultury (strefy ekspozycji krajobrazowej, chronione krajobrazy kulturowe, parki kulturowe).
Energetyka słoneczna – systemy rozproszone oparte o nieduże instalacje związane z istniejącą zabudową	Brak istotnych wykluczeń i ograniczeń			
Energia geotermalna	• Obszary najcenniejsze przyrodniczo: – parki narodowe, – rezerwaty przyrody, – część obszarów Natura 2000 (o ściślejszym reżimie ochronnym). • Zazwyczaj jednak wykorzystanie energii geotermalnej odbywa się na terenach zurbanizowanych, niepodlegających ochronie.	Brak istotnych wykluczeń i ograniczeń	Brak istotnych wykluczeń i ograniczeń	• Wyczerpywanie się zbiorników gromadzących wody geotermalne poprzez nieodpowiednią eksploatację otworu geotermalnego np. brak reinjekcji wód do zbiornika po odbiorze z nich ciepła, • Zanieczyszczanie (zasolenie) wód powierzchniowych i gleby poprzez brak reinjekcji wysoce mineralizowanych wód z powrotem do zbiornika geotermalnego,

wialnej, w sposób szczególny uwzględnić należy ograniczenia wynikające z wprowadzania w Polsce obszarów NATURA 2000 w pełnym docelowym wymiarze, czyli z uwzględnieniem obszarów proponowanych przez organizacje ekologiczne w ramach tzw. shadow list (rys. 15 i 16).

Problemy związane z precyzyjnym określeniem wpływu obszaru sieci NATURA 2000 na ograniczenia w wykorzystaniu potencjału odnawialnych zasobów energii wynikają głównie z braku ostatecznego zdefiniowania zasięgu (wyznaczenia) tych obszarów oraz szczegółowych wymogów ochronnych odnoszących się do nich (a wiadomo, że będą różne). Jednakże biorąc pod uwagę informacje publikowane na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska, że obszary te docelowo zajmą 18%[6] powierzchni kraju i uwzględniając, że dotyczą one w znacznej mierze gruntów rolnych i łąk, ich wpływ ilościowy na potencjał odnawialnych zasobów energii możliwy do wykorzystania do 2020 r., w sposób szczególny dotyczyć będzie energetyki wiatrowej (której potencjał zlokalizowany jest na obszarach rolnych) i wprowadzania wieloletnich lub intensywnie użytkowanych plantacji energetycznych na dotychczasowych gruntach rolnych oraz energetyki wodnej (wiele obszarów NATURA 2000 zlokalizowanych jest w dolinach rzecznych). Np. wg Ministerstwa Rolnictwa docelowo powierzchnia użytków rolnych znajdujących się w obrębie obszarów NATURA 2000 będzie wynosiła ok. 2 mln ha, czyli ok. 11,5% użytków rolnych. □

1) Główny Urząd Statystyczny; „Odnawialne źródła energii 2006", Warszawa 2007 r.

2) Całkowite pozyskanie wraz z eksportem

3) Wg publikacji „Gospodarka paliwowo-energetyczna 2005-2006" GUS, Warszawa 2007, udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii pierwotnej w Polsce w 2005 r. był nieco wyższy niż wskazany na wykresie i wynosił 4,76%

4) Realizacja zobowiązań w zakresie zmian klimatycznych jako czynnik stymulujący wzrost gospodarczy i zatrudnienie. Notatka prasowa. Komisji Europejskiej z dnia 23 stycznia 2008 r.

5) Przy pisaniu tego rozdziału wykorzystano także opracowanie „Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020" przygotowane przez Instytut Energetyki Odnawialnej we współpracy z Instytutem na rzecz Ekorozwoju dla Ministerstwa Gospodarki. Warszawa, listopad 2007

6) Z informacji ekspertów biorących udział w negocjacjach z Komisją Europejską, wynika, że bardzo prawdopodobne jest, iż ostatecznie sieć obszarów NATURA 2000 obejmie w Polsce ok. 20%, co oznaczałoby, że praktycznie w pełni uwzględniona zostałaby tzw. shadow list

Certyfikaty energetyczne w nieruchomościach

Praktyczne warsztaty

Jak zareaguje rynek i konkurencja?

15-16 września 2008, Warszawa, Hotel Polonia Palace

COOPER CONFERENCES

- Wszystko o certyfikatach energetycznych w świetle najnowszych regulacji prawnych.
- Dowiedz się jak certyfikaty wpłyną na wycenę nieruchomości i jak będą się kształtowały ceny?
- Posłuchaj ekspertów - jak obliczyć klasę energetyczną? - metodyka wyliczania.
- Zdobądź umiejętności - jak podwyższyć klasę energetyczną budynku?
- Sankcje za brak świadectw - nie daj się zaskoczyć!
- Zapoznaj się z procedurą wydawania certyfikatów energetycznych.

Patroni medialni:

budownictwo.org portal branży budownictwa | Zarządcy.Com.Pl Portal Zarządzania Nieruchomościami | Facility Manager | ADMINISTRATOR | FACHOWIEC NA BUDOWIE | nieruchomosci.biz portal branży nieruchomości | Doradca Energetyczny | muratorplus.pl budowlany serwis dla profesjonalistów | murator WYDAWNICTWO | Nowa Energia | INWESTYCJE BUDOWLANE | przewodnik BUDOWLANY

www.cooperconferences.pl biuro@cooperconferences.pl tel 0 22 424 73 73 fax 0 22 841 10 09

20 lat 1988-2008 **ABRYS** SZKOLENIA i KONFERENCJE

zaprasza na Ogólnopolską Konferencję

PRZEMYSŁ WOBEC NOWYCH WYZWAŃ OCHRONY KLIMATU I ŚRODOWISKA

27 października 2008 r., Poznań

Konferencja tematyczna XII Międzynarodowego Zjazdu Ekologicznego „Środowisko i Klimat"

26-28 października 2008 r.

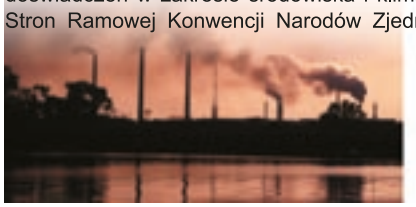
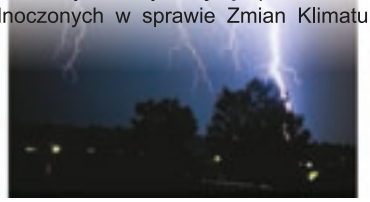
Szczególnym elementem XII Międzynarodowego Zjazdu Ekologicznego będzie wyodrębniona Konferencja skierowana do przedstawicieli przemysłu pt. **„Przemysł wobec nowych wyzwań ochrony klimatu i środowiska".**

W ramach tej problematyki przy wsparciu renomowanych prelegentów reprezentujących instytucje rządowe, organizacje branżowe i naukę, omówimy zagadnienia związane ze zmianami klimatu i promowaniem oszczędzania energii.

W trakcie obrad przedstawimy referaty dotyczące kierunków prac legislacyjnych w kraju i Unii Europejskiej, a także problemów wdrażania prawa w różnych sektorach. Spotkanie będzie doskonałą okazją do wymiany poglądów i doświadczeń pomiędzy ekspertami z firm i instytucji w kontekście ich modernizacji i stosowania norm i standardów UE. Omówiony zostanie pakiet klimatyczno-energetyczny Unii Europejskiej w przemyśle oraz możliwości, jakie niosą za sobą ekoinnowacje w tym sektorze.

Do udziału w Konferencji zaproszeni zostaną przedstawiciele organów rządowych, instytucji administrujących rozdział praw do emisji i nadzorujących emisję gazów cieplarnianych, organizacje i instytucje związane z ochroną środowiska, reprezentanci branży energetycznej i przemysłowych odbiorców energii, jak również osoby reprezentujące różne sektory gospodarki w kraju.

Jesteśmy przekonani, że **XII Międzynarodowy Zjazd Ekologiczny** oraz Konferencja **„Przemysł wobec nowych wyzwań ochrony klimatu i środowiska",** przyczynią się do poszerzenia wiedzy i staną się platformą wymiany doświadczeń w zakresie środowiska i klimatu, a tym samym będą wprowadzeniem do problematyki 14. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

PATRONAT HONOROWY:

Minister Gospodarki
Minister Środowiska
Minister Infrastruktury
Minister Rolnictwa i Rozwoju Wsi
Główny Inspektor Ochrony Środowiska
Wojewoda Wielkopolski
Marszałek Województwa Wielkopolskiego

SPONSOR SPECJALNY:

PlasticsEurope Stowarzyszenie Producentów Tworzyw Sztucznych

WIĘCEJ INFORMACJI:

Dział Szkoleń i Konferencji
Abrys Sp. z o.o.
tel. 061 655 81 21
e-mail. szkolenia@abrys.pl
www.abrys.pl

Rozmowa z **dr. inż. Piotrem Szewczykiem**, prezesem zarządu APS Energia Sp. z o.o.

Nie ma RZECZY niemożliwych

fot. APS Energia

APS Energia

APS Energia Sp. z o.o. jest projektantem i producentem szerokiej gamy energoelektronicznych urządzeń zasilających dla energetyki, ciepłownictwa, przemysłu, telekomunikacji, medycyny i innych dziedzin.

W ofercie firmy znajdują się systemy zasilania awaryjnego odbiorników stało- i zmiennoprądowych, zasilacze buforowe, falowniki, przemienniki częstotliwości, filtry aktywne, systemy monitoringu i nadzoru układów zasilania, a także systemy kontroli dostępu i monitoringu wizyjnego. Do najnowszych produktów firmy należą systemy zasilania z ogniwami paliwowymi PULSTAR, a także falowniki fotowoltaiczne EKO.

Urządzenia ze znakiem APS spełniają wymagania polskich i europejskich norm dotyczących bezpieczeństwa, kompatybilności elektromagnetycznej, a także dyrektywy UE (znak CE).

Celem firmy jest tworzenie produktów o największej jakości i niezawodności. Cel ten osiągają przez zatrudnianie najlepszych inżynierów z renomowanych uczelni technicznych oraz poprzez dbałość o rozwój stosowanej technologii. Dzięki temu APS Energia może zaoferować swoim klientom urządzenia i usługi o najwyższych standardach jakości w dziedzinie elektroelektroniki. Firma dąży do tego, by znaleźć się w grupie światowych liderów w dziedzinie systemów zasilania gwarantowanego.

APS Energia jest jednym z największych krajowych dostawców indywidualnych rozwiązań w zakresie systemów zasilania awaryjnego. Skąd się bierze coraz większe zainteresowanie systemami tego typu?

Są trzy przyczyny takiego stanu rzeczy. Po pierwsze wchodzimy w okres odtworzeniowy systemów masowo instalowanych w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych XX w. Po drugie można powiedzieć, że wraz z rozwojem narodowej gospodarki przybywa obiektów, które wymagają awaryjnego podtrzymania dostaw energii. Po trzecie trzeba przyznać, że niestety coraz częściej mamy do czynienia z dużymi, systemowymi wyłączeniami dostaw energii elektrycznej, tzw. blackoutami. Bierze się to także z rozległości systemu. Przybywa w nim odbiorników, a moc dysponowana w polskim systemie energetycznym praktycznie nie zmieniła się na przestrzeni ostatnich lat.

Blackout wywołany może być intensywnymi zjawiskami atmosferycznymi, jak to miało miejsce w przypadku tegorocznego wyłączenia na Pomorzu Zachodnim. Może być wywołany również losowo, kiedy zawodzi jakiś element systemu energetycznego – np. awaria Elektrowni Turów, czy niedawna awaria w Warszawie.

Chcąc nie tylko ustrzec się przed tego typu sytuacjami, ale również chcąc zmniejszyć wpływ awarii na elementy systemu energetycznego, możemy zastosować autonomiczne zasilanie awaryjne produkowane między innymi przez APS Energia. Opracowaliśmy nawet antyblackout'owy system zasilania (specjalny system FAT do zasilania silników asynchronicznych) wykorzystywany przy bezprzerwowym transporcie mazutu w elektrowniach.

Kto jest głównym klientem firmy?

Posiadamy kilka grup klientów, począwszy od dużych zakładów przemysłowych, gdzie na czoło wysuwają się elektrownie, elektrociepłownie, systemowe stacje energetyczne, huty, zakłady azotowe i papiernicze oraz duże zakłady przetwórstwa spożywczego. W ostatnich latach jedną z najważniejszych dziedzin, gdzie zastosowanie znajduje nasze zasilanie, jest przemysł gazowy i naftowy – zarówno na etapie wydobycia, przesyłu i dystrybucji, ale również i przetwarzania ropy naftowej i gazu. Nieliczni wiedzą zapewne, że dostarczamy systemy zasilania na pola wydobywcze w różnych częściach świata.

Do ważnych klientów zaliczyć należy również szpitale i obiekty użyteczności publicznej. Osobną i ważną dziedziną zastosowania produkowanych przez APS Energia produktów są instalacje dla NATO – porty wojenne, lotniska i poligony.

> Chcąc (…) zmniejszyć wpływ awarii na elementy systemu energetycznego możemy zastosować autonomiczne zasilanie awaryjne produkowane między innymi przez APS Energia

W jakie większe projekty jest obecnie zaangażowana firma?

Niewątpliwie najważniejsze projekty to: dostawa przetwornic częstotliwości 2 MVA dla Portu Marynarki Wojennej w Świnoujściu; modernizacja gwarantowanego zasilania na bloku BC-1 dla EC Wrocław; PSE SE Bieruń Poręba i SE Trębaczew – dostawa kompletnych potrzeb własnych 220 V DC, 220 V AC, 0,4 kV; dostawa systemów napięcia stałego 220 VDC dla ArcelorMittal Poland S.A.; modernizacja hangarów lotniczych na lotniskach wojskowych Łask i Powidz, dostawa układów zasilania 60 Hz i 400 Hz, a także projekty dla GAZPROM w Rosji, KEGOC w Kazachstanie i Elektrownii Atomowej „Równe" na Ukrainie.

Stały rozwój eksportu to jeden z punktów strategii rozwoju firmy. Na jakich rynkach spółka jest już obecna, a na które planuje wejść?

Posiadamy własne spółki, w których APS Energia jest 100% udziałowcem w Kazachstanie, Rosji i w Azerbejdżanie. W krajach tych utworzyliśmy i będziemy tworzyć nasze filie oraz biura handlowe.

Mamy partnerów handlowych w wielu krajach, miedzy innymi: w Grecji, Australii, na Ukrainie, Białorusi i Litwie, a także w Uzbekistanie, Czechach, na Słowacji i innych. Intensywnie działamy na Bliskim Wschodzie. Mamy podpisane umowy agencyjne w Kuwejcie i w Arabii Saudyjskiej. Nadal planujemy intensywny rozwój nie tylko sprzedaży, serwisu, projektowania i wsparcia technicznego, ale również ze względu na odległości zmuszeni będziemy stworzyć oddziały produkcyjne.

Jakie są zalety waszych nowych produktów wprowadzonych na rynek, szczególnie w dobie rosnących cen energii elektrycznej?

Do podstawowych zalet należy niewątpliwie najwyższy poziom technologiczny, niezawodność i innowacyjność. Zatrudniamy absolwentów najlepszych uczelni technicznych, wielu doktorantów z dziedziny energoelektroniki. Dział badawczo-rozwojowy pracuje nad rozwiązaniami, które wykorzystywane będą dopiero w przyszłości: specjalne filtry aktywne, falowniki solarne, systemy z ogniwami paliwowymi, a także systemy hybrydowe, wykorzystujące różne źródła energii.

Największym atutem firmy jest…

Młody, energiczny zespół współpracowników i dewiza, która towarzyszy nam od dawna: „nie ma rzeczy niemożliwych"!

Rozmawiali:
Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

Anna Żyła, Główny Ekolog Banku Ochrony Środowiska S.A., z-ca dyrektora Departamentu Projektów Ekologicznych

Pakiet EKOLOGICZNY – wygoda i opłacalność

W maju br. Bank Ochrony Środowiska S.A. wprowadził do oferty „Pakiet Ekologiczny". Jest to zestaw produktów skierowany do klientów segmentu korporacji i finansów publicznych (z wyłączeniem jednostek samorządu terytorialnego), prowadzących lub podejmujących działalność przyczyniającą się do ograniczania degradacji środowiska naturalnego. Pakiet adresowany jest do firm działających w takich dziedzinach jak: zaopatrzenie w wodę i oczyszczanie ścieków, gospodarka odpadami, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, transport zasilany gazem i wiele innych, które pozwalają ograniczać negatywny wpływ działalności człowieka na środowisko naturalne.

Wprowadzając „Pakiet Ekologiczny" BOŚ S.A. wychodzi z propozycją kierowaną nie tylko do inwestorów podejmujących przedsięwzięcia proekologiczne, ale także do wykonawców działających w tym obszarze oraz do producentów urządzeń służących ochronie środowiska. Z Pakietu mogą skorzystać ponadto firmy posiadające wdrożone certyfikaty środowiskowe: ISO 14000, EMAS, Certyfikat „Czystszej Produkcji", itp.

Pakiet obejmuje szereg produktów i usług bankowych: bezpłatne otwarcie i prowadzenie rachunku bieżącego (w złotych), również bezpłatne korzystanie z kanału internetowego BOŚbank24, tokena i karty Maestro Business (w pierwszym roku użytkowania), doradztwo ekologiczne oraz udostępnienie bezpiecznego podpisu elektronicznego z certyfikatem kwalifikowanym na okres jednego roku, w specjalnej obniżonej cenie.

Doradztwo ekologiczne prowadzone jest przez doświadczonych pracowników banku, zatrudnionych na stanowiskach Ekologów. Są to osoby z wyższym wykształceniem technicznym w kierunku ochrony środowiska i zgodnym z nim doświadczeniem zawodowym (biura projektowe, administracja, wykonawstwo). Główni Ekolodzy i Ekolodzy Oddziałów doradzają klientom w zakresie:

- korzystania z oferty banku, z uwzględnieniem kredytów na preferencyjnych warunkach cenowych,
- pozyskiwania innych niż kredyty BOŚ S.A. źródeł finansowania inwestycji proekologicznych (fundusze ochrony środowiska, środki Unii Europejskiej, fundacje),
- montażu finansowego dla zapewnienia zbilansowania środków na realizację planowanych inwestycji,
- wymagań formalno-prawnych związanych z realizacją przedsięwzięć służących ochronie środowiska.

Oferowany przez BOŚ S.A. „Pakiet Ekologiczny" zawiera również produkty kredytowe (kredyty obrotowe – odnawialne i nieodnawialne, kredyty inwestycyjne, pożyczka hipoteczna), udzielane na specjalnych warunkach. Klient korzystający z EKO kredytu obrotowego uzyskuje w pierwszym roku kredytowania obniżenie o 50% standardowej marży przewidzianej dla danego typu kredytu (zależnej m.in. od ratingu klienta). Zaletą EKO kredytu inwestycyjnego jest możliwość sfinansowania 100% kosztów netto realizowanego przedsięwzięcia. W przypadku EKO pożyczek hipotecznych i EKO kredytów inwestycyjnych przeznaczonych na refinansowanie zobowiązań zaciągniętych w innym banku, BOŚ S.A. nie pobiera prowizji przygotowawczej, a oferowana marża jest niższa niż posiadana przez klienta dotychczas (jednak nie niższa niż obowiązująca w BOŚ S.A. stawka minimalna).

Dla klientów, którzy skorzystają z „Pakietu Ekologicznego", ogłoszony został **konkurs**, którego nazwa – **„Wygrywasz Ty, Wygrywa Natura"** – odzwierciedla ideę działań prośrodowiskowych. Konkurs ma na celu wyróżnienie najciekawszych projektów proekologicznych wpływających pośrednio i bezpośrednio na poprawę stanu środowiska, a także upowszechnienie działań i zachowań proekologicznych.

Aby przystąpić do konkursu należy do końca maja 2009 r. skorzystać z „Pakietu Ekologicznego" BOŚ S.A., w tym co najmniej z jednego produktu kredytowego. Konieczne jest wypełnienie i złożenie w placówce banku formularza zgłoszeniowego, w którym przedstawia się krótki opis realizowanych projektów służących ochronie środowiska. Komisja wyłoniona z przedstawicieli banku wybierze najbardziej interesujące przedsięwzięcia, warte propagowania z uwagi na zastosowane rozwiązania sprzyjające ochronie środowiska.

W konkursie przewidziane są nagrody w poszczególnych kategoriach – dla inwestora, wykonawcy i producenta. Łączna pula nagród to 100 tys. zł. BOŚ S.A. planuje ponadto, w uzgodnieniu ze zwycięzcami, promować ich działalność w publikacjach banku. Dobre pomysły i projekty warte są zaprezentowania na jak najszerszym polu. Może znajdą się chętni do powtórzenia sukcesu, który jest nie tylko sukcesem przedsiębiorcy, ale także nas wszystkich, przyczyniając się do poprawy stanu środowiska w naszym kraju.

Wprowadzając do oferty banku „Pakiet Ekologiczny" oraz towarzyszący mu konkurs „Wygrywasz Ty, Wygrywa Natura" liczymy na pozyskanie do współpracy Klientów, którzy dostrzegają w Banku Ochrony Środowiska nie tylko instytucję finansową, ale także partnera działającego we wspólnej sprawie, jaką jest dbałość o świat, który nas otacza. □

Katarzyna Lukoszek, dyrektor ds. marketingu, Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

UNIJNE DOTACJE dla OZE

fot. ENERGOPOMIAR

Wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii to obok zwiększenia efektywności energetycznej podstawowy cel Strategicznych Wytycznych Wspólnoty na lata 2007-2013.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko wspiera takie projekty, które mają przybliżyć Polskę do wdrożenia zobowiązań akcesyjnych. Mimo, że jest to największy program w okresie programowania funduszy strukturalnych Unii Europejskiej na lata 2007-2013, w obliczu konieczności poniesienia ogromnych nakładów inwestycyjnych w polskiej energetyce, środki te są kroplą w morzu potrzeb. Jednakże zgodnie z zasadą dodatkowości, dotacje unijne nie mają zastępować wkładu publicznego i prywatnych środków inwestorów, lecz je uzupełniać – po to, aby projekty mogły zostać zrealizowane szybciej, w szerszym zakresie, z wykorzystaniem nowocześniejszego, a co się z tym wiąże – droższego sprzętu, umożliwiając stworzenie nowych miejsc pracy. Projekty inwestycyjne związane z odnawialnymi źródłami energii (OZE) będą wspierane głównie w ramach IX Priorytetu programu Infrastruktura i Środowisko – Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna. Z Funduszu Spójności, w ramach Działania 9.4 Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, przeznaczono ponad 352 mln euro na inwestycje w OZE.

Z Działania 9.4 dofinansowanie będzie przyznawane na przedsięwzięcia inwestycyjne w zakresie budowy jednostek wytwarzania:

- energii elektrycznej wykorzystujących biomasę, biogaz, energię wiatru oraz wody (małe elektrownie wodne do 10 MW),
- ciepła przy wykorzystaniu energii geotermalnej lub słonecznej.

Możliwe będzie również aplikowanie o dotacje na budowę lub przebudowę jednostek kogeneracyjnych wytwarzających w OZE (np. elektrociepłownie na biomasę), pod warunkiem, że wskaźnik skojarzenia (stosunek mocy elektrycznej do cieplnej) będzie większy niż 0,45. Jeżeli wytwarzająca w skojarzeniu jednostka w wyniku realizacji projektu będzie spełniała wymogi dla wysokosprawnej kogeneracji, określone w dyrektywie 2004/8/WE, o dofinansowanie można starać się z Działania 9.1 Wysokosprawne wytwarzanie energii. Zarówno w Działaniu 9.1 jak i 9.4, pomoc wykluczona jest na przedsięwzięcia wykorzystujące technologie współspalania paliw kopalnych i biomasy lub biogazu. Wyłączone jest też wsparcie na inwestycje w spalarnie odpadów, dla których środki przeznaczono w II Priorytecie programu Infrastruktura i Środowisko.

Aby aplikować do Działania 9.4 należy spełnić warunek minimalnej wartości projektu, która dla inwestycji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biomasy lub biogazu oraz inwestycji w małe elektrownie wodne wynosi 10 mln zł, a dla pozostałych typów przedsięwzięć (kolektory słoneczne, ciepłownie geotermalne, farmy wiatrowe) – 20 mln zł. W Działaniu 9.1, wdrażanym przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, wymagana wysokość wydatków kwalifikowanych to co najmniej 10 mln zł.

Wsparcie dla energetyki odnawialnej w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko jest kompleksowe. Dotacje będą przyznawane także na budowę oraz modernizację sieci umożliwiających przyłączanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej z OZE do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (Działanie 9.6), a także na budowę nowoczesnych linii technologicznych wytwarzających urządzenia dla OZE, np. turbiny, śmigła, kotły na

Rafał Szymanowicz

spec. ds. badań kotłów i OZE, Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

Zobowiązania Polski wobec przepisów unijnych związanych z corocznym wzrostem, a docelowo osiągnięciem w 2017 r. blisko trzynastoprocentowego poziomu zużycia energii elektrycznej wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych, przyczyniły się do szukania różnego rodzaju rozwiązań mających na celu osiągnięcie wymaganego poziomu. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w Polsce opiera się na takich paliwach jak: biomasa, biogaz, wiatr i woda. Z uwagi na pewne uwarunkowania, głównie ekonomiczne, dużą część rynku stanowią elektrownie i elektrociepłownie współspalające biomasę z paliwami konwencjonalnymi. Osiągnięcie przez Polskę proponowanego przez Komisję Europejską (w nowej dyrektywie o promocji odnawialnych źródłach energii) wskaźnika piętnastoprocentowego do 2020 r., będzie trudne do zrealizowania. Ze względów ekonomicznych inwestycje w OZE mogą być odkładane w czasie lub w ogóle nie podejmowane. Pomoc publiczna, czy to ze środków NFOŚiGW, czy też z funduszy strukturalnych Unii Europejskiej w ramach programów krajowych i regionalnych, to potrzebne narzędzie wsparcia w realizacji strategii rozwoju OZE w Polsce.

biomasę, kolektory słoneczne, pompy ciepła (Działanie 10.3). W ramach Działania 9.5 przedsiębiorcy mogą uzyskać środki unijne na budowę zakładów produkujących biokomponenty i biopaliwa (z wyłączeniem produktów rolniczych).

W konkursach do Działań 9.4 i 9.6 oprócz przedsiębiorców wnioski o dofinansowanie dla swoich projektów będą mogły złożyć jednostki samorządu terytorialnego oraz podmioty, które świadczą usługi publiczne na podstawie umowy z samorządem (w których większość udziałów lub akcji posiada samorząd lub też podmioty wybrane w wyniku postępowania przeprowadzonego na podstawie przepisów o zamówieniach publicznych). Instytucją wdrażającą dla Działań 9.4, 9.6 i 10.3 jest Instytut Paliw i Energii Odnawialnej.

Warto wiedzieć, że pomiędzy wszystkimi programami operacyjnymi – krajowymi i regionalnymi, przebiega linia demarkacyjna, m.in. według kryterium finansowego, zasięgu terytorialnego, charakteru projektów, wartości projektów, typu beneficjenta. Dzięki demarkacji programy są wobec siebie komplementarne. Przedsiębiorcy, których projekty spełniają warunki ubiegania się o wsparcie z Infrastruktury i Środowisko, ale polegają na wdrożeniu innowacyjnych technologii (np. stosowanych na świecie krócej niż 3 lata), powinni złożyć wniosek do programu Innowacyjna Gospodarka. Z kolei dla firm sektora MŚP i samorządów, które planują projekty związane z OZE o wartości wydatków niespełniających minimalnych pułapów ustalonych dla programu Infrastruktura i Środowisko, źródłem dofinansowania mogą być Regionalne Programy Operacyjne, przygotowane odrębnie dla każdego z 16 województw.

Zaklasyfikowanie projektu do odpowiedniego programu, a potem działania, to pierwszy krok dla potencjalnego wnioskodawcy w „wyścigu" o bezzwrotną pomoc z Unii.

Dynamikę rozwoju rynku OZE w Polsce hamują wysokie koszty urządzeń i budowy nowych instalacji. Brak dostatecznie rozwiniętych zdolności przesyłowych skutkuje trudnościami z przyłączeniem nowych jednostek wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Jednak ze względu na obowiązki sektora energetycznego, wynikające z krajowego i unijnego prawa, w najbliższych latach Polskę czeka wiele inwestycji związanych z OZE. Z pewnością część z nich zostanie zrealizowana z pomocą funduszy Unii Europejskiej. □

ul. gen. J. Sowińskiego 3, 44-100 Gliwice
tel.: 032 237 61 00; 032 237 61 14
www.energopomiar.com.pl

Zakłady Pomiarowo - Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

Biuro Doradztwa i Nadzoru Inwestycyjnego

- **Inżynier Kontraktu**
- **Doradztwo inwestycyjne i techniczne**
- **Doradztwo w zakresie organizacji i prowadzenia przetargów**
- **Doradztwo finansowe**
  - monitoring finansowy inwestycji
  - analizy ekonomicznej opłacalności inwestycji
  - rozliczanie środków trwałych powstałych w wyniku realizacji inwestycji

Zespół Certyfikacji i Współpracy Międzynarodowej UDT-CERT

ELEKTROENERGETYKA

CERTYFIKACJA w energetyce

Energetyka jest dziedziną gospodarki, w której, jak w wielu innych obszarach, certyfikacja jest bardzo ważnym elementem rynku. Celem certyfikacji jest stworzenie zaufania, że spełnione są wymagania określone w normach lub specyfikacjach technicznych, co zapewnia bezpieczeństwo techniczne urządzeń. Urząd Dozoru Technicznego jako akredytowana Jednostka Certyfikująca UDT-CERT wspiera energetykę poprzez certyfikację, a celem nadrzędnym jest zawsze bezpieczeństwo urządzeń technicznych, ludzi i środowiska oraz zadowolenie klienta, który korzysta z usług UDT-CERT.

fot. UDT-CERT

fot. UDT-CERT

Twoje bezpieczeństwo - nasz certyfikat

CERTYFIKACJA SYSTEMÓW ZARZĄDZANIA

- **110 własnych auditorów** na terenie całej Polski
- certyfikacja w ponad 30 branżach przemysłu i usług
- możliwość jednoczesnego uzyskania uprawnień od UDT do napraw i modernizacji urządzeń technicznych
- certyfikacja systemów zarządzania wg norm: **PN-EN ISO 9001:2001, PN-EN ISO 14001:2005, PN-N-18001:2004**
- certyfikacja systemów jakości w spawalnictwie wg norm w serii: **PN-EN ISO 3834:2007**
- certyfikacja systemów zarządzania bezpieczeństwem informacji wg normy **PN-EN ISO / IEC 27001:2007**

CERTYFIKACJA WYROBÓW

- certyfikacja wyrobów na zgodność z dokumentami określonymi przez klienta
- certyfikaty wyrobów UDT-CERT ceniona w szczególności w branży: energetycznej, paliwowej, maszynowej, elektrotechnicznej, chemicznej i budowlanej
- możliwość znakowania wyrobów znakiem **„UDT-CERT - wyrób certyfikowany"**
- doskonale wyposażone laboratorium badawcze
- wydawanie opinii dla wytwórcy energii elektrycznej w związku z ubieganiem się o uzyskanie świadectwa z **kogeneracji**

AKADEMIA UDT

- **10 000 osób przeszkolonych** w zakresie norm i przepisów prawnych, w tym dyrektyw europejskich, systemów zarządzania jakością, bezpiecznej eksploatacji urządzeń technicznych
- szkolenia dostosowane do specyfikacji firmy, opracowywane zgodnie z sugestiami klienta

OCENA ZGODNOŚCI - OZNAKOWANIE CE

- **największa jednostka notyfikowana w Polsce (nr 1433)**
- ponad **25 000** wystawionych certyfikatów od 1 maja 2004 roku
- notyfikacja do **11 dyrektyw**
- 320 ekspertów na terenie całej Polski

BADANIA I EKSPERTYZY TECHNICZNE

- szeroki zakres badań
- **730 rzeczoznawców** na terenie całej Polski
- laboratorium CLDT
- weryfikacja maszyn pod względem zgodności z minimalnymi wymaganiami bezpieczeństwa zawartymi **w dyrektywie 89/655/EWG**
- podstawowe kontrole placów zabaw
- analizy dokumentacji technicznych
- ocena bezpieczeństwa procesowego i funkcjonalnego - PHA, HAZOP, QRA, SIL

CERTYFIKACJA OSÓB

- najszersza oferta w Polsce w zakresie certyfikacji personelu badań nieniszczących
- **ośrodki egzaminacyjne** na terenie całej Polski
- **Program Certyfikacji Personelu Badań Nieniszczących** uznany przez Europejską Federację Badań Nieniszczących EFNDT
- **certyfikacja spawaczy**, zgrzewaczy metali i tworzyw sztucznych
- certyfikacja osób obsługujących i konserwujących urządzenia techniczne

---

Urząd Dozoru Technicznego UDT - CERT

ul. Szczęśliwicka 34, 02-353 Warszawa, tel. 022 57 22 110, 57 22 134, fax 022 57 22 129
www.udt-cert.pl, e-mail: cert@udt.gov.pl

Zapraszamy również do naszych 29 oddziałów na terenie Polski

Przy UDT-CERT działa Komitet Techniczny ds. Energetyki zajmujący się kształtowaniem warunków sprzyjających rozwojowi certyfikacji w energetyce, w tym m.in. inicjowaniem prac naukowo-badawczych, propagowaniem nowoczesnej wiedzy techniczno-ekonomicznej dotyczącej rozwoju energetyki, kierunkami i zakresem współpracy UDT z branżą energetyczną i ciepłowniczą oraz promowaniem nowych rozwiązań technicznych, technologicznych, ekonomicznych i organizacyjnych w energetyce. Jednostka Certyfikująca UDT-CERT jako trzecia strona, na podstawie przeprowadzonych procesów certyfikacji, wydaje certyfikaty i/ lub licencję na posługiwanie się znakiem certyfikacji oraz sprawuje nadzór nad prawidłowym stosowaniem znaku w okresie ważności certyfikacji.

Jednostka Certyfikująca UDT-CERT prowadzi certyfikację w prawie 30 branżach przemysłu, a dla energetyki oferuje:

- **certyfikację systemów zarządzania** według PN-EN ISO 9001, PN-N-18001, PN-EN ISO 14001, PN-EN 729 PN-EN ISO 3834:2007 oraz PN-ISO/IEC 27001,
- **certyfikację wyrobów i usług** w zakresie maszyn, zbiorników, wymienników ciepła, butli, zbiorników ciśnieniowych, armatury przemysłowej, kotłów energetycznych, wyposażenia elektrowni, rurociągów wysokociśnieniowych, dźwignic, kotłów grzewczych, itp.,
- **certyfikację osób** wykonujących badania nieniszczące, spawaczy, operatorów urządzeń spawalniczych oraz nastawiaczy zgrzewania oporowego, lutowaczy, spajaczy termoplastycznych tworzyw sztucznych, klejaczy, laminerów, osób napełniających zbiorniki ciśnieniowe, osób obsługujących i konserwujących urządzenia transportu bliskiego oraz nadzoru spawalniczego.

UDT-CERT posiada akredytację PCA również **w zakresie poświadczeń z kogeneracji**. Przedsiębiorstwom energetycznym, zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem, sprzedającym energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej, proponuje wykonanie Audytu Startowego wraz z wydaniem opinii potwierdzającej dane dotyczące możliwej do uzyskania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Oferuje również przeprowadzenie Audytu Końcowego wraz z wydaniem opinii potwierdzającej prawidłowość zawartych w sprawozdaniu danych oraz zasadność składania wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji.

> UDT-CERT (…) na podstawie przeprowadzonych procesów certyfikacji, wydaje certyfikaty i/ lub licencję na posługiwanie się znakiem certyfikacji oraz sprawuje nadzór nad prawidłowym stosowaniem znaku w okresie ważności certyfikacji.

fot. UDT-CERT

UDT-CERT wykorzystując wieloletnie doświadczenie uzyskane przy realizacji wszystkich znaczących inwestycji energetycznych w Polsce, proponuje **usługi oceny zgodności** jako Jednostka Notyfikowana nr 1433 do 11 dyrektyw europejskich.

Stosując uznane na świecie metody zarządzania złożonymi projektami wykorzystuje najnowocześniejsze oprogramowanie w zakresie oceny zagrożeń. W zakresie inwestycji energetycznych UDT-CERT oferuje badania i ekspertyzy techniczne, wykorzystujące kompletne rozwiązania dotyczące nadzoru nad inwestycją zaczynając od wstępnych prac projektowych, a kończąc na pozwoleniu na eksploatację. W ramach badań i ekspertyz wykonuje **ocenę zagrożeń** i zdolności operacyjnych (**HAZOP**) oraz ocenę akceptowalnego poziomu zagrożenia i wykorzystania go jako **RBI** (risk based inspection) i **RBM** (risk based maintenance), **nadzór nad wykonawstwem, badania i nadzór nad badaniami a także nadzór ekspercki**.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa urządzeń technicznych i środowiska w energetyce, istotne znaczenie ma wiedza i świadomość osób odpowiedzialnych za wytwarzanie i eksploatację oraz realizujących bezpośrednio zadania w tych obszarach. UDT-CERT w ramach Akademii UDT prowadzi zatem szkolenia w dziedzinie przepisów krajowych i europejskich, zasad oznakowania CE, istoty i wdrażania systemów zarządzania jakością, środowiskowego, systemów zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy, a także systemów jakości w spawalnictwie.

Specjalnie dla energetyki prowadzone są również szkolenia dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem lub obrotem energii elektrycznej, projektujących, budujących i eksploatujących bloki energetyczne. Szkolenia mogą być dedykowane określonej grupie osób zainteresowanych i odbywać się zarówno w UDT w Warszawie jak i w oddziałach terenowych UDT oraz bezpośrednio u klienta. □

www.energetyka.xtech.pl

My wiemy kto wie...

Rozmowa z **Leszkiem Kosiorkiem**, prezesem zarządu EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.

Wychodzimy naprzeciw **oczekiwaniom naszych Klientów**

Czas na kolejny krok. Energia to za mało, aby osiągnąć sukces.

fot. EnergiaPro Gigawat

EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o. należy do struktur jednej z czterech grup energetycznych w Polsce – Tauron Polska Energia SA. Proszę przedstawić rolę firmy w Grupie oraz przesłanki jej powstania.

EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o. jest członkiem Grupy Tauron Polska Energia, jednej z czterech pionowo zintegrowanych grup energetycznych, działających na terenie naszego kraju. Grupa powstała 6 grudnia 2006 r. Przesłanką do jej powstania był rządowy program dla elektroenergetyki, zakładający poprawę skuteczności zarządzania spółkami, przejrzystość zarządzania, efektywność podejmowania decyzji strategicznych oraz przejrzystość linii biznesowych i łatwość ich oceny. Z dniem 1 lipca 2007 r. został uwolniony rynek energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców w Polsce (łącznie z gospodarstwami domowymi). Wówczas ze struktur Koncernu Energetycznego EnergiaPro SA wydzielona została działalność polegająca na obrocie energią elektryczną. W ten sposób powstała EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o., jako podmiot kontynuujący funkcję sprzedawcy energii elektrycznej do odbiorców, prowadzoną do tej pory przez Koncern EnergiaPro. W skład Tauron Polska Energia – oprócz EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o. – weszły: Elektrownia Stalowa Wola S.A, Elektrociepłownia Tychy S.A., EnergiaPro GRUPA TAURON SA, Enion GRUPA TAURON SA, Enion Energia Sp. z o.o. i Południowy Koncern Energetyczny S.A.

Obecnie jesteśmy jedną z największych grup energetycznych działających w Polsce. Nasz kapitał to około 14 mld zł. Obejmujemy swoim działaniem 17% powierzchni kraju i zatrudniamy ponad 20 tys. osób. Jesteśmy liderem sprzedaży energii elektrycznej dla klientów korporacyjnych oraz indywidualnych. Nasi klienci to ponad 3,6 mln gospodarstw domowych (Gigawat – 1,5 mln, Enion Energia – 2,1 mln) i ponad 397,5 tys. przedsiębiorstw (Gigawat – 170 tys., Enion Energia – 227,5 tys.) działających głównie na terenie województw: dolnośląskiego, opolskiego, śląskiego i małopolskiego. Jesteśmy ponadto drugim pod względem wielkości producentem energii elektrycznej w Polsce.

Jako grupa kapitałowa TAURON, w niedalekiej przyszłości, a dokładnie w 2009 r., zadebiutujemy na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych.

> Jako grupa kapitałowa TAURON, w niedalekiej przyszłości a dokładnie w 2009 r., zadebiutujemy na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych

Minął rok od uwolnienia rynku energii elektrycznej. Jedynie ułamek procenta odbiorców w Polsce zdecydował się na zmianę sprzedawcy energii. Dlaczego tak się dzieje?

To skutek tego, że ceny energii dla gospodarstw domowych nadal są zatwierdzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Te ceny są o kilka procent niższe, niż to wynika z uwarunkowań rynkowych. Stąd też próba konkurowania z cenami energii w grupach taryfowych G, zatwierdzanych administracyjnie, które powodowałaby straty na sprzedaży energii. W konsekwencji ogranicza to w chwili obecnej pole konkurencji na krajowym rynku energii dla grupy odbiorców instytucjonalnych i przemysłowych.

Jakie Pana zdaniem czynniki wpływają na poziom cen energii elektrycznej?

Przyczyn jest kilka. Zaliczyć do nich można niewystarczającą wielkość przydziału uprawnień do emisji CO_2 dla sektora elektroenergetycznego. Limity jakie zostały przyznane Polsce, a w konsekwencji poszczególnym branżom, są niewystarczające w stosunku do potrzeb, w szczególności dynamiki rozwoju polskiej gospodarki. W przypadku rynku energii elektrycznej sytuacja ta wymusza na wytwórcach energii zakup dodatkowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla na warunkach rynkowych, co powoduje wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej i w efekcie przekłada się na ceny energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom.

Kolejnym czynnikiem kształtującym ceny jest konieczność modernizacji i rozbudowy majątku wytwórczego. Nasze technologie są przestarzałe i w związku z tym niewydolne. Zgodnie z szacunkami, w najbliższych latach spodziewany jest znaczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Konieczne są zatem nowe inwestycje umożliwiające zaspokojenie stale rosnącego popytu.

Należy również pamiętać, że ponad 90% źródeł wytwórczych w Polsce to elektrownie pracujące w oparciu o węgiel. Zatem każda zmiana jego cen – w obecnej sytuacji wykazujących dynamiczny trend wzrostowy, istotnie wpływa na poziom cen energii elektrycznej.

Nie bez znaczenia są również wymogi nałożone na sprzedawców energii związane z mechanizmami wsparcia źródeł energii w ograniczonym stopniu wpływających negatywnie na środowisko, tj. źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych. Wynikający z przepisów rokroczny wzrost obowiązkowego udziału certyfikatów energii odnawialnej oraz energii wytwarzanej w kogeneracji w ilości sprzedawanej energii elektrycznej, wywołuje systematyczny wzrost kosztów zaopatrzenia w energię odbiorców końcowych. W tym przypadku jednak mamy do czynienia z realizacją fragmentu europejskiej polityki energetycznej dotyczącej wspierania źródeł wytwarzania energii „przyjaznych środowisku" promowanych przez Unię Europejską, co występuje także w innych krajach Unii.

Wskazane wyżej elementy niewątpliwie znajdują odzwierciedlenie w poziomie cen energii elektrycznej ofe-

rowanych przez sprzedawców, a więc również przez EnergiaPro Gigawat.

Jakie działania podejmuje firma, aby być liczącym się uczestnikiem konkurencyjnego rynku energii elektrycznej?

Każdego dnia kupujemy ponad 70 tys. MWh energii elektrycznej, by nasi klienci mogli bez zakłóceń prowadzić swoją działalność. Dla wygody naszych odbiorców udostępniamy im Biura Obsługi Klienta, dogodnie zlokalizowane, w których można kontaktować się z nami w dowolnej sprawie. Tam też można zrealizować bezpiecznie i tanio płatności za energię elektryczną. Tanio i bezpiecznie można również płacić za energię elektryczną w coraz większej ilości sieci punktów płatniczych, centrach handlowych, supermarketach, bankach spółdzielczych i itd. Ponadto przedsiębiorstwa przemysłowe zużywające duże ilości energii elektrycznej mogą korzystać z bezpłatnego doradztwa i opieki naszych specjalistów.

Jednak sama sprzedaż energii elektrycznej to za mało, aby w obecnych czasach z powodzeniem funkcjonować na rynku energii elektrycznej. Dlatego wychodzimy naprzeciw oczekiwaniom naszych klientów, służąc radą w zakresie ich niecodziennych oczekiwań. Uważamy bowiem, że spojrzenie na zagadnienie z dwóch różnych perspektyw może przynieść nieoczekiwane rozwiązania, w których urzeczywistnienie chętnie się włączymy.

Jakie są najważniejsze cele do zrealizowania w EnergiaPro Gigawat?

Celów jest wiele. Przede wszystkim chcemy być partnerem dla naszych klientów, oferując im produkty trafiające dokładnie w ich potrzeby. Chcemy również rozwinąć inną, pozaproduktową ofertę, która stanowić będzie wartość dodaną do produktu. Zależy nam również na tym, aby rynek energii elektrycznej został w pełni otwarty dla gospodarstw domowych, Wpłynie to, moim zdaniem, na powstanie rzeczywistej konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce i umożliwi urealnienie cen, co jest jednym z warunków koniecznych dla funkcjonowania rynku konkurencyjnego.

Jesteśmy na to przygotowani i takiej konkurencji na pewno się nie boimy.

Rozmawiali:
Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

reklama

Lubelskie Targi Energetyczne
ENERGETICS
2008

Dlaczego warto:
- Najnowsze produkty i technologie
- Atrakcyjna cena uczestnictwa
- Profesjonalni klienci
- Zaproszeni specjaliści ze Wschodu
- Sympozja szkoleniowo-techniczne
- Wiele inwestycji na Lubelszczyźnie

Zapraszamy do uczestnictwa!

13-15 listopada 2008, LUBLIN
Centrum Targowe w Parku Ludowym

Międzynarodowe Targi Lubelskie S.A.

MTL S.A.
20-406 Lublin, ul. Dworcowa 11 • mtl@targi.lublin.pl • www.targi.lublin.pl
Biuro Targów
tel. 081/ 532 36 90 • 081/ 532 44 62 • fax 081/ 534 92 95

XI Międzynarodowa Konferencja Energetyczna

EUROPOWER 2008

1-2 października 2008
Hotel Sheraton, Warszawa

EURO POWER 2008

POLSKI SEKTOR
- EUROPEJSKI CHARAKTER

Wszelkie informacje:
www.europower.com.pl

organizator: Euro Infor kancelaria doradcza; econtrade

współpraca: Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska

Biuro Konferencji: **EconTrade Polska Sp. z o.o.**, ul Wiązowa 14, 53-127 Wrocław
tel. +48 (071) 78 79 781, fax. +48 (071) 78 79 783

TARGI ENERGII 2008

23/24.10.2008 r. JACHRANKA

CEL ORGANIZACJI TARGÓW:
- zorganizowanie corocznego forum, na którym mogą się spotkać wszystkie podmioty uczestniczące w rynku energii elektrycznej
- wymiana poglądów na temat rynku energii elektrycznej, w tym w szczególności praktycznej implementacji zasady TPA
- dyskusja na temat barier rozwoju TPA w Polsce i w Unii Europejskiej, wypracowanie propozycji ich likwidacji

UCZESTNICY: przedstawiciele urzędów centralnych: URE, MG, MSP; odbiorcy energii elektrycznej, ciepła i gazu; przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych wszystkich podsektorów rynku energii w Polsce; wszyscy zainteresowani informacjami i korzystaniem z możliwości zakupu energii elektrycznej od dowolnego sprzedawcy - zasadą TPA

ORGANIZATORZY: toe

PATRONI MEDIALNI: CIRE, energia, Nowy Przemysł

ZAPRASZAMY DO ODWIEDZENIA STRONY: www.targienergii.pl

dr hab. inż. Zbigniew Kasztelewicz, prof. AGH, mgr inż. Maciej Zajączkowski
Wydział Górnictwa i Geoinżynierii Akademii Górniczo-Hutniczej

Branża węgla brunatnego w Polsce – część IV

W artykule przedstawiono plany wydobycia węgla brunatnego w oparciu o czynne obecnie kopalnie węgla brunatnego oraz o perspektywiczne zagospodarowanie złóż w nowych rejonach w Polsce.

fot. KWB Bełchatów

Według oceny Porozumienia Producentów Węgla Brunatnego, polskie górnictwo i elektrownie opalane tym paliwem są dobrze przygotowane do wyzwań stojących przed nimi na najbliższe lata. Bardzo pilnym i strategicznym zadaniem jest jednak przygotowanie do eksploatacji nowych zagłębi górniczo-energetycznych, które w przyszłości zastąpiłyby produkcję energii elektrycznej z dotychczas eksploatowanych rejonów wydobycia węgla brunatnego. Jest to zadanie nie tylko dla górnictwa i energetyki, ale i dla całej gospodarki kraju.

W obecnych zagłębiach górniczo-energetycznych dąży się do jak najlepszego wykorzystania już eksploatowanych złóż węgla brunatnego, łącznie ze złożami satelitarnymi. Działania te jednak nie wpłyną w sposób znaczący na wydłużenie czasu funkcjonowania czynnych kopalń i elektrowni. Obecny poziom wydobycia węgla brunatnego i produkcji z niego energii elektrycznej będzie utrzymywał się przez ok. 15 lat, a następnie, jeśli nie zostanie uruchomione wydobycie węgla brunatnego na nowych perspektywicznych złożach „Legnica-Ścinawa" czy „Gubin-Mosty", zacznie gwałtownie spadać. W celu budowy nowego zagłębia górniczo-energetycznego potrzebny jest czas minimum 15-20 lat. Dlatego już teraz należy podjąć niezbędne działania w celu zagospodarowania kolejnych złóż węgla brunatnego.

Wydobycie węgla brunatnego w Polsce, w czynnych kopalniach, przedstawiono w tabeli 1.

W kopalni „Adamów" wydobycie w obecnie czynnych odkrywkach: Adamów, Władysławów i Koźmin wynosić będzie średnio 4,4 mln t/rok. Zakończenie działalności KWB „Adamów" S.A. przewiduje się do 2023 r.

W kopalni „Bełchatów" wydobycie z odkrywki Bełchatów i Szczerców kształtować się będzie średnio od 35,0 do 42,5 mln t/rok. Odkrywka Bełchatów zakończy wydobycie w 2019 r., a odkrywka Szczerców w 2038 r., co oznacza, że eksploatacja węgla w BOT

Tab. 1. Prognozowane wydobycie węgla brunatnego w czynnych kopalniach węgla brunatnego w mln t

Lata	KWB „Adamów"	BOT KWB „Bełchatów"	KWB „Konin"	BOT KWB „Turów"	Razem
2008	4,4	34,0	10,2	12,9	61,5
2009	4,4	39,6	9,3	13,1	66,4
2010	4,4	40,5	9,3	13,9	68,1
2011	4,4	40,1	9,3	10,7	64,5
2012	4,4	39,7	9,3	10,7	64,1
2013	4,4	42,5	9,3	10,7	66,9
2014	4,4	42,5	9,3	10,7	66,9
2015	4,4	42,5	9,3	10,7	66,9
2016	4,4	37,3	9,3	9,9	60,9
2017	4,4	37,7	9,3	9,9	61,3
2018	4,4	37,6	9,3	9,9	61,2
2019	4,4	37,1	9,3	9,9	60,7
2020	4,4	35,8	9,3	9,9	59,4
2021	4,3	36,1	9,3	9,5	59,2
2022	3,1	36,3	8,8	9,5	57,7
2023	0,2	36,3	8,9	9,5	54,9
2024		35,8	8,9	9,5	54,2
2025		37,8	8,8	9,5	56,1
2026		36,4	9,0	9,5	54,9
2027		36,9	8,9	9,5	55,3
2028		36,9	7.3	9,5	46,4
2029		35,0	7.3	9,5	44,5
2030		35,0	7.3	9,5	44,5
2031		29,7	7.3	9,5	39,2
2032		22,6	7.3	9,5	32,1
2033		20,0	7.3	9,5	29,5
2034		15,0	7.3	9,5	24,5
2035		10,0	7.3	9,2	19,2
2036		7,1	7.3	9,2	16,3
2037		7,1	7.3	9,2	16,3
2038		5,0	7.3	9,2	14,2
2039			7.3	9,2	9,2
2040			7.3	9,2	9,2
Po 2040			35.0	29,3	29,3
Razem	64,8	985,9	184,4	360,5	1 595,6
Zakończenie wydobycia	2023 r.	2038 r.	2046 r.	2048 r.	2048 r.

KWB „Bełchatów" S.A. trwać będzie do 2038 r.

W kopalni „Konin" wydobycie z obecnie czynnych odkrywek oraz z odkrywek uruchamianych sukcesywnie: Tomisławice w 2010 r. i z odkrywki Ościsłowo w 2015 r. zapewni dostawy do elektrowni na poziomie 9,0-10,0 mln t/rok do 2021 r. W następnych latach wydobycie będzie stopniowo zmniejszane aż do 2040 r. Wtedy też przewiduje się zakończenie wydobycia w KWB „Konin" S.A.

W kopalni „Turów" wydobycie do 2048 r. będzie kształtowało się na poziomie 9,0-13,0 mln t/rok. Zakończenie działalności BOT KWB „Turów" S.A. przewiduje się w 2048 r.

Ogółem czynne kopalnie, od 2008 do 2048 r., wydobędą ok. 1595,6 mln t węgla brunatnego. Łączne wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1945-2048 wyniesie zatem około 3969 mln t. Wynika z tego, że dotychczasowe wydobycie węgla brunatnego do 2008 r. stanowiło ok. 60% planowanego łącznego wydobycia tego surowca do 2048 r. Do wyeksploatowania pozostało więc jeszcze ok. 40% zakładanego wydobycia w latach 1945-2048.

Strategia rozwoju branży w oparciu o perspektywiczne złoża węgla brunatnego

W związku ze zmniejszeniem poziomu wydobycia węgla brunatnego oraz produkcji z niego energii elektrycznej za ok. 15 lat, przygotowano scenariusz utrzymania obecnego poziomu wydobycia węgla brunatnego w przyszłości, poprzez maksymalne wykorzystanie czynnych kopalń i zagospodarowanie nowych złóż.

Wśród licznych polskich złóż węgla brunatnego za najbardziej predysponowane do zagospodarowania należy uznać złoża węgla brunatnego położone w rejonie Legnicy i Gubina; trwają też analizy nad zagospodarowaniem złóż w rejonach obecnie czynnych kopalń, tj.:

- złoża „Złoczew" dla BOT KWB „Bełchatów" S.A.,
- złoża „Radomierzyce" dla BOT KWB „Turów" S.A.,
- złoża „Tomisławie", „Koźmin-pole centralne", „Piaski", „Ościsłowo" oraz „Dęby Szlacheckie" i „Rogóźno" dla kopalń zagłębia konińsko-tureckiego, tj. KWB „Adamów" S.A. i KWB „Konin" S.A.

Strategia górniczo-energetyczna zagospodarowania złóż legnickich

W pierwszym etapie zagospodarowania złoża „Legnica" przewiduje się eksploatację jednym frontem eksploatacyjnym o zdolności wydobywczej ok. 25-30 mln t/rok. Podstawowym odbiorcą węgla brunatnego z kopalni "Legnica", może być elektrownia o mocy 4x1150 MW, tj. 4600 MW przewidziana do budowy nad rzeką Odrą, w bezpośrednim sąsiedztwie kopalni. Zakłada się po 7 latach od rozpoczęcia budowy, w zależności od koniunktury i potrzeb energetycznych kraju, możliwość uruchomienia drugiego frontu eksploatacyjnego i podwojenie wydobycia węgla brunatnego. Łączne wydobycie może osiągnąć wówczas poziom ok. 50-60 mln t/rok, co pozwoli pokryć zapotrzebowanie elektrowni o łącznej mocy aż ok. 9000 MW przy sprawności netto ponad 48%, w pełni zastępując po 2030 r. obecne elektrownie, pracujące w Polsce w oparciu o węgiel brunatny.

Z czterech scenariuszy zagospodarowania złoża „Legnica", opracowanych przez Poltegor-Instytut we Wrocławiu w ramach projektu foresight pt. „Scenariusze rozwoju technologicznego przemysłu wydobycia i przetwórstwa węgla brunatnego" współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej, najlepszym w świetle wskaźników ekonomicznych i ekologicznych jest Scenariusz I z udostępnieniem pokładu węgla w Polu Zachodnim.

Przemawia za tym mocno zanieczyszczona powierzchnia terenu Pola Zachodniego metalami ciężkimi przez Hutę Legnica, najmniejsza kubatura wkopu udostępniającego w stosunku do wkopów zlokalizowanych na Polu Wschodnim i Północnym, najmniejsza zabudowa powierzchni, pod którą zalega złoże węgla brunatnego oraz najwyższa wartość opałowa tego surowca.

Opracowana koncepcja zagospodarowania złoża w Scenariuszu I przewiduje:

- wydobycie docelowe 24 mln t/rok,
- budowę elektrowni o mocy 4 x 1150 = 4600 MW i zakładu produkcji wodoru (ok. 500 tys. t/rok),
- razem cykl przygotowania i budowy kopalni i elektrowni wyniesie ok. 12 lat.

W zeroemisyjnej elektrowni na węgiel brunatny o mocy 4600 MW przewidziano zabudowę alternatywnych zespołów:

- pyłowych konwencjonalnych PC o mocy 1150 MW ze spalaniem powietrznym i sprawnością netto 48,5%,
- pyłowych ze spalaniem tlenem Qxy-fuel ze sprawnością netto 39% i składowaniem CO_2 w zbiornikach po wyeksploatowanym gazie ziemnym na Niżu Polskim w odległości 80-120 km od elektrowni.

Opracowane analizy ekonomiczne wykazały opłacalność ekonomiczną tej inwestycji. Przy cenie węgla brunatnego 70 zł/t, koszt wytworzenia energii elektrycznej wyniesie:

- ze spalaniem w powietrzu – 160 zł/MWh,
- ze spalaniem w tlenie i lokowaniem CO_2 pod ziemią – 234 zł/MWh.

Strategia górniczo-energetyczna zagospodarowania złóż gubińskich

W rejonie Gubina na złożu „Gubin-Mosty-Brody" można zbudować podobną kopalnię i elektrownię jak na złożu „Legnica". Tutaj w pierwszym etapie

wydobycie węgla brunatnego może się kształtować na poziomie ok. 25 mln t/rok, a nawet 50 mln t/rok. Docelowo paliwo to powinno zabezpieczyć pracę zeroemisyjnej elektrowni o mocy 4600 MW lub 9000 MW i o sprawności ponad 48% netto. Termin uruchomienia wydobycia i produkcji energii elektrycznej z tego zagłębia górniczo-energetycznego uzależniony będzie od terminu uruchomienia i zagospodarowania złóż legnickich. Zakłada się jednak, że wydobycie może rozpocząć się ok. 2030 r. W rzeczywistości kolejność zagospodarowania tych złóż może być także odwrotna. Bardzo ważnym pozytywnym elementem w przyszłych rozważaniach nad zagospodarowaniem złóż gubińskich jest fakt, że teren przyszłej budowy kopalni czy elektrowni jest mało zabudowany, a wodę do chłodzenia elektrowni można pobierać z rzeki Odry. Po drugiej stronie granicy Niemcy wydobywają z tej samej platformy złożowej węgla brunatnego ok. 15 mln t/rok w kopalni Jänschwalde i spalają go w elektrowni o tej samej nazwie o mocy 3000 MW. Zarówno tamtejsza kopalnia jak i elektrownia wchodzą w skład międzynarodowego koncernu energetycznego Vattenfall.

☐ Założenia górniczo-energetyczne eksploatacji złoża „Złoczew" w BOT KWB „Bełchatów" S.A.

Złoże „Złoczew" jest jednym ze złóż satelitarnych złoża „Bełchatów", zlokalizowanym w odległości ok. 40 km od Elektrowni Bełchatów. Zagospodarowanie tego złoża poprzez dostawy do funkcjonującej elektrowni pozwoliłoby na wydłużenie pracy budowanego obecnie bloku energetycznego o mocy 833 MW o ok. 100 tys. godzin poza 2038 r., tj. ok. 14 lat. Oddanie do eksploatacji bloku 833 MW o wysokiej sprawności brutto około 45,4% (o sprawności netto 41,7%) planuje się w 2010 r. W tym miejscu należy zaznaczyć, że żywotność bloków nr 1 i 2 w Elektrowni Bełchatów (każdy o mocy 360 MW) jest ograniczona ich czasem pracy do 220 tys. godzin. Pozostałe dziesięć bloków poddawanych jest Kompleksowemu Programowi Rekonstrukcji Technicznej i Modernizacji terminem zakończenia do 2012 r. Powyższa modernizacja wydłuży żywotność tych bloków do 320 tys. godzin pracy. W docelowym bilansie mocy Elektrowni Bełchatów po uruchomieniu nowego bloku 833 MW i wycofaniu dwóch bloków o mocy 2 x 360 MW nastąpi przyrost mocy tylko o ok. 138 MW.

☐ Założenia górniczo-energetyczne eksploatacji złoża „Radomierzyce" w BOT KWB „Turów" S.A.

W Elektrowni „Turów" zakończono odnowę techniczno-ekologiczną bloków nr 1-6. Blok nr 7 został całkowicie wyłączony z pracy, a bloki 8, 9, i 10 poddawane są gruntownym remontom z terminem zakończenia na koniec 2012 r. Obecna moc elektrowni wynosi 2088 MW na pierwotne 2200 MW. W związku z likwidacją bloku nr 7 istnieje możliwość zainstalowania na jego miejscu nowoczesnej jednostki wytwórczej o mocy ok. 500 MW. Wstępne plany zakładają uruchomienie tego bloku ok. 2015 r. Udokumentowane zasoby węgla brunatnego w złożu „Turów" i w perspektywicznym złożu „Radomierzyce" w pełni uzasadniają budowę nowego bloku o mocy 500 MW. W przypadku nieuruchomienia tego nowego bloku deficyt mocy w Elektrowni Turów będzie na poziomie 112 MW, a w przypadku uruchomienia bloku 500 MW pojawi się przyrost mocy w stosunku do mocy pierwotnej przed modernizacją – na poziomie 388 MW.

☐ Założenia górniczo-energetyczne eksploatacji złóż perspektywicznych w zagłębiu konińsko-turkowskim

Kopalniami, które dostarczają węgiel brunatny do Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (ZE PAK S.A.), są KWB Adamów S.A. i KWB Konin S.A.

W KWB Adamów S.A. uruchamiane jest obecnie wydobycie z pola centralnego złoża „Koźmin". Po wyczerpaniu zasobów ze złóż „Adamów", „Władysławów" i „Koźmin" w 2023 r. według obecnej strategii zakończy swoją pracę zarówno kopalnia jak i elektrownia (obecnie o mocy 600 MW).

Trwają jednak rozważania nad przedłużeniem pracy Elektrowni Adamów. Plany te mogą być zrealizowane według dwóch scenariuszy:

1. Scenariusz I: Kopalnia „Adamów" zagospodaruje złoże „Piaski" udokumentowane przez KWB „Konin", a Kopalnia „Konin" w zamian zagospodaruje złoże „Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska" i „Mąkoszyn-Grochowiska" – wówczas należałoby wybudować na miejscu bloków 120 MW w Elektrowni „Adamów" jeden blok 464 MW o sprawności brutto 48%,
2. Scenariusz II: Kopalnia „Adamów" zagospodaruje złoże „Rogóźno" – wówczas możliwe jest wybudowanie jednego lub dwóch bloków 850 MW o sprawności ponad 46% w miejscu obecnie pracujących bloków Elektrowni Adamów.

W KWB „Konin" dla realizacji wydobycia przynajmniej do 2046 r. uruchamiane będzie złoże „Tomisławie", „Piaski" i „Ościsłowo". W rezerwie do ewentualnego zagospodarowania pozostają złoża „Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska" i „Mąkoszyn-Grochowiska".

W Elektrowni Pątnów rozpoczął pracę na początku 2008 r. nowy blok energetyczny o mocy 464 MW i o sprawności brutto 44% (o sprawności netto 41%). Planowana jest również modernizacja 4 bloków 200 MW. Zmodernizowane bloki winny mieć zdecydowanie większą sprawność niż „stare", co w sposób zdecydowany poprawiłoby zmniejszenie emisji CO_2 w Elektrowni Pątnów. Natomiast Elektrownia Konin z mocą około 193 MW pracować będzie dalej głównie jako elektrociepłownia dla miasta Konina.

W tym regionie mogą wystąpić dwa scenariusze w rozwoju mocy ZE PAK S.A. do 2030 r.:

1. Scenariusz minimalny:
- Elektrownia Adamów: 0 MW,
- Elektrownia Konin: 193 MW,
- Elektrownia Pątnów: 464 MW („Pątnów II") i 900 MW („Pątnów I"),
- Razem 1557 MW na ok. 2800 MW mocy pierwotnej.

2. Scenariusz maksymalny:
- Elektrownia Adamów: 850 lub 1700 MW,
- Elektrownia Konin: 193 MW,
- Elektrownia Pątnów: 464 MW („Pątnów II") i 900 MW („Pątnów I"),
- Razem 3257 lub 2407 MW na ok. 2800 MW mocy pierwotnej.

Obecnie rozważana jest także budowa nowej elektrowni zlokalizowanej przy złożu „Piaski", która wykorzystywałaby do produkcji energii elektrycznej węgiel brunatny pochodzący z tego złoża.

Plany działalności branży węgla brunatnego w XXI w.

Na rysunku 1 przestawiono łączne wydobycie w czynnych kopalniach: Adamów, Bełchatów, Konin i Turów oraz kopalniach perspektywicznych: Legnica, Złoczew i Gubin-Mosty. Poziom wydobycia po zagospodarowaniu złóż legnickich może zwiększyć się do ok. 80 mln t/rok, a po uruchomieniu eksploatacji złóż „Złoczew" i „Gubin-Mosty" osiągnie 120-130 mln t/rok. Tak więc zagospodarowanie złóż perspektywicznych może spowodować za 30 lat nawet podwojenie obecnego wydobycia węgla brunatnego w naszym kraju.

Rys. 1. Łączne wydobycie węgla brunatnego w kopalniach czynnych i w perspektywicznych [7, 8]

Należy jednak podkreślić, że bez zagospodarowania złóż perspektywicznych zdolność wydobywcza kopalń węgla brunatnego jest ograniczona z tendencją malejącą już od 2022 r.

Nakreślone plany zagospodarowania perspektywicznych złóż węgla brunatnego w Polsce umożliwiają do 2075 r. wydobycie ponad 7,0 mld t węgla z przeznaczeniem głównie do spalania w nowoczesnych zeroemisyjnych elektrowniach o sprawności netto ponad 48% i z maksymalnym ograniczeniem emisji zanieczyszczeń, w tym CO_2. W przedstawionym bilansie wydobycia węgla brunatnego nie uwzględniono dodatkowego wydobycia węgla ze złoża „Rogóźno" dla ewentualnych nowych bloków w Elektrowni Adamów- temat ten jest tylko zasygnalizowany.

Oprócz produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego przewiduje się również zgazowanie wydobytego węgla dla produkcji paliw płynnych i gazowych. Zakłada się również przeprowadzenie prób zgazowania węgla brunatnego w złożu.

Koncepcja budowy kopalni i elektrowni „Legnica" przewiduje zbudowanie zakładu zgazowania dla ponad 7 mln t węgla brunatnego na rok z możliwością produkcji około 500 tys. t wodoru i 30 tys. t siarki.

Produkcja energii elektrycznej oraz paliw płynnych i gazowych byłaby zasadniczym wkładem branży węgla brunatnego w zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju w XXI w – wieku bardzo niepewnych dostaw importowanych paliw jak również „szalejących" cen tych nośników energetycznych.

Przedstawione plany działalności branży węgla brunatnego należy uznać za realny wariant przedłużenia eksploatacji węgla brunatnego i produkcji z niego najtańszej obecnie energii elektrycznej. Jednak z pewnością nie wyczerpują one wszystkich możliwości z efektywnym wydobyciem tego pali-

wa. Plany takie powinny opierać się na nowej strategii energetycznej dla Polski określającej potrzeby energetyczne kraju na następne 30-50 lat. Zawierać winny obiektywną analizę techniczno-ekonomiczną, sporządzaną dla różnych źródeł produkcji energii elektrycznej. Dokładna analiza wykazałaby niewątpliwie, że węgiel brunatny powinien być bazą do produkcji energii elektrycznej na skalę znacznie większą niż ma to miejsce obecnie.

Jeżeli z bilansu energetycznego wynikałoby jeszcze większe zapotrzebowanie na energię z węgla brunatnego, to należałoby zaplanować także wcześniejsze zagospodarowanie szeregu innych złóż węgla brunatnego. Mogą to być na przykład złoża „Czempin", „Krzywin" i „Gostyń" w Rowie Poznańskim (bez największego „Mosina") o zasobach rzędu 3,5 mld t, które umożliwią wydobycie 35 mln t/rok przez okres 100 lat.

Wykorzystanie węgla brunatnego z zastosowaniem technologii wychwytywania i składowania (CCS) CO_2 może zwiększyć cenę energii elektrycznej nawet o około 50%. Nie spowoduje to jednak na pewno utraty jego konkurencyjności.

Istotną cechą krajowych złóż węgla brunatnego w Polsce jest ich korzystne rozłożenie na znacznej przestrzeni kraju w oddaleniu od złóż węgla kamiennego. Umożliwia to budowę i równomierny rozkład obiektów wytwarzania energii elektrycznej co skraca drogę jej przesyłu oraz zwiększa bezpieczeństwo dostaw.

Podsumowanie

Bardzo pilnym i strategicznym zadaniem jest przygotowanie do eksploatacji nowych zagłębi górniczo-energetycznych, które w przyszłości zastąpiłyby produkcję energii elektrycznej z dotychczas eksploatowanych rejonów wydobycia węgla brunatnego. Jest to zadanie nie tylko dla górnictwa i energetyki, ale dla całej gospodarki kraju. W opracowywanej obecnie przez Rząd RP „Polityce Energetycznej Polski do 2030" pozycja górnictwa i energetyki opartej na węglu brunatnym winna zostać doceniona jako producenta 35% najtańszej energii elektrycznej w naszym kraju. Zadania związane z budową nowych kopalń i elektrowni na węgiel brunatny powinny znaleźć się w rządowym programie funkcjonowania i rozwoju polskiej energetyki jako inwestycja celu publicznego o znaczeniu krajowym, a węgiel brunatny należy uznać za surowiec strategiczny wraz z określeniem głównych obszarów jego wydobycia w celu ochrony powierzchni tych złóż przed niegórniczym zagospodarowaniem.

Zagospodarowanie perspektywicznych złóż węgla brunatnego: „Legnica", „Gubin-Mosty", „Złoczew", „Rogóźno", „Piaski", „Koźmin", „Ościsłowo", „Tomisławie", „Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska", czy „Mąkoszyn-Grochowiska" pozwoliłoby za ok. 30-40 lat na podniesienie poziomu wydobycia węgla brunatnego w Polsce do ok. 100-120 mln Mg/rok i utrzymanie go na tym poziomie przez co najmniej 50 lat. Ten poziom wydobycia węgla brunatnego gwarantowałby podwojenie obecnej produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego do poziomu 15-20 tys. MW. Produkcja energii elektrycznej może stanowić w tym okresie mniej niż 30% ogólnej produkcji energii elektrycznej tj. mniej niż obecnie. Pozostaje dalej ponad 70% na energetykę z węgla kamiennego, gazu, energii odnawialnej, czy energetyki atomowej.

Bardzo ważnym tematem na okres maksymalnych cen ropy i gazu na świecie jest możliwość produkcji paliw płynnych i gazowych z węgla brunatnego. Produkcja taniej energii elektrycznej oraz paliw płynnych i gazowych może być dużym wkładem branży dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w naszym kraju. Dlatego też, niezagospodarowanie największych złóż węgla brunatnego w Polsce i Europie tj.: „Legnica" i „Gubin-Mosty", czy złóż perspektywicznych w czynnych obecnie rejonach wydobycia węgla brunatnego, byłoby największym „grzechem zaniechania". □

fot. KWB Bełchatów

Jacek Szymczak, prezes zarządu Izby Gospodarczej CIEPŁOWNICTWO POLSKIE

fot. NE

Zagrożenia DLA POLSKIEGO CIEPŁOWNICTWA a pakiet energetyczno-klimatyczny

Ciepłownictwo, które dzisiaj w Polsce zaczyna być określane mianem „Ciepłownictwa Systemowego", jest specyficznym sektorem energetycznym. Ma ono szereg cech charakterystycznych, do których na pewno można zaliczyć lokalny charakter. Już ta jedna wspomniana cecha zasadniczo różni ten sektor od na przykład elektroenergetyki. Wbrew wciąż jeszcze powszechnemu przeświadczeniu (niestety rozpowszechnionemu również na poziomie administracji rządowej), ciepłownictwo nie jest przykładem monopolu naturalnego. Oczywiście konkurencji w ciepłownictwie systemowym nie można porównać do konkurencji w sektorze dóbr szybko zbywalnych, nie można również bazować na orzeczeniach sądowych, które w sposób teoretyczny podają wykładnie pojęcia konkurencji. Praktyka gospodarcza wskazuje natomiast, że klient ma możliwość wyboru sposobu ogrzewania i z tej możliwości dzisiaj korzysta.

Znamiennym jest również, że ciepłownictwo jest mocno zróżnicowane w państwach Unii Europejskiej, w których w ogóle ten sposób zaopatrzenia w ciepło funkcjonuje. Pomijając różnice wynikające z technologii czy poziomu technicznego, z reguły w państwach Europy centralnej i wschodniej ciepłownictwo systemowe (na poziomie międzynarodowym przyjęto angielską nazwę „District Heating") pokrywa ok. 40-50% zapotrzebowania w sektorze komunalno-bytowym. W państwach Europy zachodniej natomiast Distrct Heating (DH) pokrywa od wielkości pomijalnych do kilkunastu procent analogicznego zapotrzebowania (wyjątek stanowią Dania, Szwecja i Finlandia gdzie DH ma długoletnią tradycję). Zestawienie w tabeli 1 obrazuje wspomniane różnice udziału ciepłownictwa systemowego w pokrywaniu potrzeb na ciepło w niektórych krajach unijnych.

Tab. 1. Różnice udziału ciepłownictwa systemowego w pokrywaniu potrzeb na ciepło w niektórych krajach unijnych

Estonia	52%	Węgry	16%
Polska	52%	Austria	12,5%
Dania	51%	Niemcy	12%
Szwecja	50%	Holandia	0,3%
Finlandia	49%	Wielka Brytania	0,1%
Słowacja	40%	Francja	0,1%

Przygotowując zatem unijne przepisy dotyczące sektora ciepłowniczego nie można abstrahować od istniejących różnic i z pełną świadomością kształtować różne warunki dla prowadzenia takiej samej działalności gospodarczej w różnych państwach członkowskich.

Z punktu widzenia omawianego tematu bardzo ważnym jest również fakt, że różne państwa członkowskie posiadają różne zasoby naturalne. Jeśli unijne uregulowania prawne nie pozwolą na efektywne wykorzystywanie różnych nośników energetycznych, to automatycznie zróżnicują warunki funkcjonowania gospodarczego w państwach członkowskich.

W ciepłownictwie systemowym podstawowym paliwem jest węgiel kamienny, którego udział w nośnikach energetycznych wynosi ponad 90%. Zresztą monokultura węglowa występuje w całym polskim sektorze energetycznym.

Unijny pakiet energetyczno-klimatyczny niesie ze sobą realne zagrożenia dla polskiego ciepłownictwa. By wskazać na niektóre z nich, należy odnieść się do samego pakietu. W styczniu bieżącego roku Komisja Europejska opublikowała zestaw dokumentów pod nazwą „pakiet klimatyczny". Z merytorycznego punktu widzenia jest to kontynuacja opublikowanych w 2007 r. pakietów energetycznego i liberalizacyjnego. To właśnie w pakiecie energetycznym zapisano cele ilościowe, znane obecnie pod nazwą „3x20". Przyjęto, by ograniczyć emisje gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do 1990 r., zmniejszyć do 2020 r. o 20% zużycie energii, zwiększyć udział odnawialnej energii do 20% całkowitego zużycia w Unii oraz zwiększyć udział biopaliw w paliwach transportowych do 10%.

W tym miejscu należy bardzo wyraźnie zaznaczyć, że chyba nikt w Polsce nie jest przeciwny działaniom chroniącym środowisko, w którym żyjemy. Jest zatem poparcie dla celów zawartych w pakiecie klimatycznym. Problem polega na tym, że zaproponowane rozwiązania, czyli metoda osiągania celów, niebezpiecznie różnicują warunki prowadzenia działalności gospodarczej w państwach członkowskich, administracyjnie wpływając na konkurencyjność wielu gałęzi przemysłu.

Spośród elementów opisujących pakiet należy zwrócić uwagę na projekt zmieniający dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (zakończenie prac nad tym projektem planowane jest jeszcze w 2008 r.).

Poniżej, w sposób możliwie skondensowany, przytoczono kilka zaproponowanych rozwiązań, które w sposób bezpośredni dotyczą również ciepłownictwa:

- założono likwidacje krajowych planów rozdziału uprawnień. Od 2013 r. miałby funkcjonować jeden unijny pułap emisyjny obejmujący wszystkie państwa członkowskie i wynoszący w momencie startu 2300 mln t CO_2. Pułap ten miałby być corocznie obniżany o 1,74%, tak by w 2020 r. osiągnąć redukcje o 21% w stosunku do emisji z 2005 r.;
- założono, że podstawowym sposobem uzyskiwania uprawnień do emisji będzie ich kupowanie w drodze aukcji (licytacji). Sektor elektroenergetyczny miałby od 2013 r. w 100% kupować uprawnienia, natomiast ciepłownictwo (podobnie jak pozostałe sektory objęte dyrektywą) miałoby w roku startowym otrzymać 80% bezpłatnych przydziałów. Poziom ten miałby być stopniowo zmniejszany do zera w 2020 r.;
- założono, że całkowita liczba przydziałów sprzedawanych przez państwa członkowskie w drodze licytacji w 90% rozdzielona zostanie pomiędzy te państwa w proporcjach odpowiadających udziałom poszczególnych państw w emisjach z 2005 r. Pozostałe 10% całkowitej liczby przydziałów miałoby być przekazane państwom członkowskim o niskim dochodzie (oczywiście uprzednio zdefiniowanym) jako swego rodzaju rekompensata za zwiększenie kosztów w nowym systemie;
- założono, że do końca 2010 r. zostanie opracowane rozporządzenie określające wszystkie aspekty sprzedaży przydziałów w drodze licytacji. Założono również, że prowadzenie sprzedaży miałoby być realizowane w sposób „otwarty, przejrzysty i niedyskryminujący".

Zestawiając przytoczone na wstępie informacje ogólne o ciepłownictwie

systemowym w ogóle i w Polsce oraz odnosząc je do założeń nowej dyrektywy, nie trudno przewidzieć niebezpieczne konsekwencje dla sektora.

- system handlu emisjami (tzw. ETS) dzieli instalacje na „objęte" i „wyłączone" ze względu na wielkość źródła. Część producentów ciepła zatem będzie musiała dokupywać, zgodnie z projektem, coraz to większe ilości uprawnień, podczas gdy pozostali z mocy prawa byliby zwolnieni z ponoszenia takich kosztów. W ciepłownictwie konkurencja jest faktem, tak jak faktem jest również 50% udział ciepłownictwa systemowego w zaspokajaniu potrzeb w Polsce. Stawia to ten ważny sektor w Polsce w pozycji niezwykle trudnej, w stosunku do małych i rozproszonych producentów ciepła;
- ciepłownictwo systemowe jest najbardziej racjonalnym sposobem zaopatrywania konsumentów indywidualnych i instytucjonalnych. Na wspomnianą racjonalność składa się koszt (a z punktu widzenia klienta cena ciepła) oraz efekt ekologiczny. Rozproszona i niezwiązana z systemami ciepłowniczymi produkcja ciepła w warunkach polskich oznacza bardzo często tzw. niską emisję, brak stosowania kogeneracji oraz wykorzystywanie innych niż węgiel nośników energetycznych, które dzisiaj skutkują wyższymi cenami ciepła. Należy w tym miejscu przypomnieć, że dyrektywa COM 2004/8/EC zobowiązuje państwa członkowskie do rozwoju kogeneracji, jako najbardziej efektywnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W ciepłownictwie systemowym około 60% wytwarzanego ciepła pochodzi ze źródeł skojarzonych, dużych mocy (pracujących na węglu), a potencjał do rozwoju mikrokogeneracji w skali kraju szacowany jest na ok. 3 tys. MW. Wzrost kosztów związanych z nowymi rozwiązaniami zawartymi w ETS może niestety skutecznie zablokować rozwój systemów ciepłowniczych;
- projektowane rozwiązania zachęcają do „ucieczki" w obszar nieobjęty dyrektywą, co spowoduje wyciek z systemu emisji CO_2. Uzyskany zostanie efekt przeciwny do założonego, czyli faktyczne zwiększenie emisji tego gazu uznawanego obecnie przez większość środowiska naukowego, jako współodpowiedzialnego za globalne ocieplanie klimatu;

> Unijny pakiet energetyczno-klimatyczny niesie ze sobą realne zagrożenia dla polskiego ciepłownictwa

- projekt nowej dyrektywy w uprzywilejowanej pozycji stawia państwa, w których ciepłownictwo systemowe w nieporównywalnie mniejszym stopniu pokrywa krajowe zapotrzebowania na ciepło w sektorze komunalno-bytowym. Stan ten jest szczególnie niebezpieczny z uwagi na dominujący udział węgla w krajowym ciepłownictwie. W konsekwencji 15 mln obywateli polskich, którzy aktualnie korzystają z ciepła systemowego, odczuje w sposób znaczący i na pewno niewspółmiernie większy niż we wskazanych na wstępie państwach, wzrost cen za ciepło;
- projekt nowej dyrektywy tak naprawdę nie określa mechanizmu funkcjonowania aukcji, przenosząc rozwiązania szczegółowe do przyszłego rozporządzenia. Zatem obecnie podczas unijnego procesu legislacyjnego określającego nowy ETS nie ma żadnej pewności, jakie będą skutki tegoż mechanizmu. Można i należy analizować, czy na przykład „otwartość" systemu aukcji nie zagraża zakłóceniom równowagi konkurencyjnej na poziomie państw unijnych, czy nie wywoła zjawiska spekulacji finansowej, czy w końcu nie ograniczy realny wpływ państw na kształtowanie własnych polityk klimatycznych.

Należy również pamiętać, że oprócz przytoczonych powyżej konsekwencji wprowadzenia nowych przepisów wynikających bezpośrednio z pakietu, na stan polskiej gospodarki, a więc i ciepłownictwa, będą wpływać nowe przepisy UE niezawarte w pakiecie. Do takich przepisów należy zaliczyć projekt dyrektywy o emisjach przemysłowych, która ma zastąpić dyrektywy IPPC oraz LCP. Zawarte w niej uregulowania będą bardzo mocno ograniczać emisje tlenków siarki, azotu i pyłu, co przy jednoznacznie przyjętej definicji „źródło równa się komin", jest dla ciepłownictwa bardzo niebezpieczne.

Analizując wszystkie dokumenty wchodzące w skład pakietu, odnosi się wrażenie, że jakościowe cele ekologiczne postanowiono osiągnąć w oderwaniu od stanu i możliwości gospodarczych państw członkowskich. Uwaga ta dotyczy oczywiście nie tylko ciepłownictwa, ale wszystkich sektorów gospodarczych objętych projektowanymi rozwiązaniami. Skutki takiej metody odczuje cała gospodarka, na przykład poprzez ograniczenie wzrostu PKB, wzrost inflacji czy spadek popytu wewnętrznego na produkty energetyczne. Statystyczni mieszkańcy natomiast mogą spodziewać się realnego spadku dochodów własnych i wzrostu obciążeń z tytułu droższych produktów energetycznych.

Wypada mieć nadzieję, że te niebezpieczne konsekwencje nie są podnoszone jedynie przez przedstawicieli sektora energetycznego, a w ramach unijnego procesu legislacyjnego możliwym będzie uzgodnienie rozwiązań kompromisowych i dobrych merytorycznie. □

Rozdział mocy najwyższej klasy: Rittal Ri4Power

- Maksymalne bezpieczeństwo dzięki wewnętrznemu podziałowi (Typ 2-4)
- Bezpieczna konserwacja i rozbudowa rozwiązania
- Kompatybilność ze wszystkimi typowymi urządzeniami sterującymi
- Elastyczność dzięki modułowej konstrukcji
- **Nowość:** system szyn zbiorczych do 4 000 A

Zgodne z PN 60439-1

Rittal Sp. z o.o.
ul. Królewska 6
05-825 Grodzisk Mazowiecki
tel.: + 48 (0) 22 724 27 84
fax: + 48 (0) 22 724 08 52
e-mail: rittal@rittal.pl

www.rittal.pl
www.fascynacja-przyszloscia.pl

Tech Info 0 801 380 320

FRIEDHELM LOH GROUP

RITTAL®

IMOS
w Rybniku

fot. Elektrownia Rybnik

Rozmowa z **Antonim Korusem**, kierownikiem projektu budowy IMOS w Elektrowni „RYBNIK" S.A.

14 sierpnia br. nastąpiło oddanie do eksploatacji instalacji mokrego odsiarczania spalin w Elektrowni Rybnik. Dlaczego w ogóle zdecydowaliście się na budowę instalacji?

Począwszy od 2008 r. obowiązują nas obostrzone, unijne rygory emisyjne. Dlatego potrzebna jest nam skuteczna, sprawdzona i wydajna instalacja odsiarczania spalin. Do tej pory stosowaliśmy dwie inne metody odsiarczania spalin. Pierwsza z nich to metoda sucha, polegająca na wtrysku mączki kamienia wapiennego do komór paleniskowych kotłów. Druga metoda, tzw. sucha z awilżaniem, według oryginalnej, własnej technologii, polega na zraszaniu nieodpylonych spalin w reaktorach umieszczonych pomiędzy kotłami a elektrofiltrami. Metoda ta jest stosowana w 4 spośród 8 bloków elektrowni.

fot. Elektrownia Rybnik

Skąd wybór takiej właśnie technologii?

Nasza instalacja mokrego odsiarczania na pewno nie jest prototypem. Nie taki był nasz cel. Wręcz przeciwnie, chcieliśmy zastosować rozwiązania i urządzenia sprawdzone w działaniu. Wielkość instalacji została tak dobrana, aby uzyskana redukcja emisji dwutlenku siarki gwarantowała maksymalną produkcję elektrowni, przy zachowaniu rygorów emisji zanieczyszczeń.

Jak zatem zbudowana jest sama instalacja?

Układ transportu spalin z czterech bloków energetycznych do absorberów składa się podstawowo z kolektora o średnicy maksymalnej 9,6 m. Każdy z 4 bloków włączony jest do niego za pomocą 3-nitkowego układu wyposażonego w system klap Edelhofa, umożliwiającego obejście do istniejących kominów. Na kolektorze przed absorberami zastosowano dwuosiowe wentylatory wspomagające firmy TLT, o przepływie maksymalnym ponad 1,5 mln Nm^3/h każdy, napędzane silnikami Siemensa o mocy 3,2 MW. Tuż przed wentylatorami kolektor rozwija się w 2 nitki, w kierunku 2 absorberów. Podstawowymi urządzeniami instalacji są 2 absorbery typu wieża zraszalnicza, o średnicy 13,50 m. W każdym zainstalowano 4 poziomy zraszania spalin. Wszystkie poziomy są zasilane pompą Warman o wydajności 6500 m^3/h. Sorbentem jest wodna zawiesina mączki kamienia wapiennego. Mieszanie zawiesiny w studni absorbera wymuszane jest układem 3 mieszadeł firmy Ekato w każdym z absorberów, zaś jej napowietrzanie realizują ruszty natleniające zasilane z układu 3 dmuchaw z 50% rezerwacją. Dla zmniejszania zjawiska porywania kropli zabudowano w każdym absorberze trzystopniowy odkraplacz firmy Munters. Wstępne odwadnianie zawiesiny gipsu następuje w stacji hydrocyklonów firmy Krebs. Odwadnianie do zakontraktowanego poziomu wilgotności gipsu poniżej 9% zapewnia stacja 4 wirówek firmy KMPT. Odwodniony gips jest transportowany systemem przenośników taśmowych do budynku magazynowego. Głównym urządzeniem jest tu wygarniacz półportalowy firmy Schade, który wraz z układem przenośników zapewnia załadunek gipsu na środki transportu z wydajnością powyżej

150 t/h. Układ pneumatycznego rozładunku i transportu mączki kamienia wapiennego wraz z żelbetowym silosem magazynowym pracuje w oparciu o sprężone powietrze dostarczane z centralnej sprężarkowni. Wydajność układu rozładunku sorbentu wynosi 120 t/h. Retencja zarówno magazynu gipsu jak i silosu sorbentu wynosi projektowo 7 dni.

Ale z pewnością dostosowanie technologii do potrzeb elektrowni wymagało jakichś modyfikacji technicznych…

Elementem specyficznym naszej rybnickiej instalacji odsiarczania spalin jest niewątpliwie sposób zagospodarowania ścieków poprocesowych. Zrezygnowaliśmy z budowy pełnej oczyszczalni ścieków, typowej w podobnych instalacjach. Wykonano natomiast stację 3 wirówek dekantacyjnych firmy GEA dla usuwania zawiesiny do poziomu poniżej 1000 mg/dm^3. Tak oczyszczone ścieki stają się wodą procesową dla pracujących na pozostałych blokach instalacji półsuchych. Drugim elementem specyficznym – choć trzeba przyznać, że rozwiązania takie są już w naszej energetyce stosowane, aczkolwiek niezbyt często – jest brak podgrzewania spalin oczyszczonych za absorberami, czyli praca z tzw. kominem „mokrym". Rozwiązanie to upraszcza układ przepływu spalin i niewątpliwie zmniejsza nakłady inwestycyjne i koszty remontowe. Widocznym efektem pracy komina mokrego jest unoszący się nad nim pióropusz pary wodnej.

Kiedy rozpoczęły się pierwsze prace dotyczące zarysu i projektu instalacji?

Do pracy zabraliśmy się metodycznie. W 2004 r. dwa wiodące w polskiej branży energetycznej biura projektowe opracowały dla nas dwie niezależne od siebie koncepcje programowo-przestrzenne instalacji. Dokonano w nich przeglądu i porównania możliwych do zastosowania metod odsiarczania spalin, przeanalizowano różne warianty lokalizacyjne, a także przeprowadzono optymalizację wielkości przyszłej instalacji. Rezultatem tej pracy, ale także innych studiów i analiz przedwykonawczych było przyjęcie wariantu instalacji. Kolejnym krokiem było przygotowanie specyfikacji istotnych warunków zamówienia. Elektrownia, jako inwestor działający w sektorze energetycznym, zobowiązana była do stosowania przy wyborze wykonawcy instalacji procedur ustawy „Prawo Zamówień Publicznych". Procedury te, obok pewnych profitów, powodują też niestety, szczególnie w przypadku projektów dużych, wielobranżowych i skomplikowanych technicznie, wiele różnych problemów, z których bodaj najdalej idącym w skutki jest ogromne wydłużanie czasu ich trwania. W przypadkach skrajnych – i są na to niestety dowody zarówno historyczne jak i całkiem świeże – prowadzi to do fiaska całego projektu. W naszym przypadku udało się tego uniknąć i „już" w drugim przetargu wybraliśmy wykonawcę naszej instalacji.

Jak długo trwała faktyczna budowa IMOS?

Roboty rozpoczęły się jesienią 2006 r. Dwie sprzyjające budowniczym zimy spowodowały, że można je było prowadzić bez większych przerw aż do czasu odbioru i przejęcia do eksploatacji. Nie obyło się bez problemów. Dotknęły nas po drodze perturbacje związane z odpływem pracowników polskich firm na rynki zachodniej Europy i ich braku na rynku krajowym, szczególnie w zakresie projektantów i spawaczy. Dotknęły nas także gwałtowne zmiany cen materiałów i robót na rynkach światowych i rynku polskim. Wpływ tych zjawisk na realizację projektu był na pewno niekorzystny, ale udało się go ograniczyć tak, że nie opóźnił osiągnięcia zamierzonego celu. W marcu bieżącego roku rozpoczęły się pierwsze czynności rozruchowe, a 12 maja przez instalację przepłynęły pierwsze spaliny. W połowie sierpnia br. podpisaliśmy protokół przekazania instalacji do eksploatacji.

Tak olbrzymia inwestycja to zapewne także ogromne koszty…

Zdecydowanie. Z uwagi na skalę przedsięwzięcia i jego sumaryczną wartość przekraczającą 230 mln zł, w finansowanie inwestycji zaangażowanych było kilka instytucji.

Zawarliśmy umowy dofinansowania inwestycji między innymi z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw finansowanego z funduszy Unii Europejskiej oraz Wojewódzkim Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Katowicach. Tylko część nakładów inwestycyjnych została sfinansowana ze środków własnych elektrowni.

Jaka jest skala takiego przedsięwzięcia?

Zbudowaliśmy „fabrykę", która na bazie strumienia spalin wielkości ok. 2,5 mln Nm^3/h produkuje prawie 90 tys. t gipsu rocznie. Ta „fabryka" potrzebuje w ciągu godziny 250 m^3 wody, a wytwarza w tym samym czasie ponad 20 m^3 ścieków podlegających oczyszczaniu. Ścieki te – jak już wspomniano – zużywane są jako woda procesowa w funkcjonujących na pozostałych blokach energetycznych półsuchych instalacjach odsiarczania spalin. Jednak głównym zadaniem IMOS jest oczyszczanie spalin powstających w trakcie procesu wytwarzania energii elektrycznej.

Instalacja pozwoli elektrowni na dotrzymanie nowych norm emisji. Jakie są więc konkretnie efekty ekologiczne inwestycji?

Rocznie instalacja pozwoli na zatrzymanie ok. 22 tys. t dwutlenku siarki SO_2 i niewyemitowanie jej do atmosfery wraz ze spalinami.

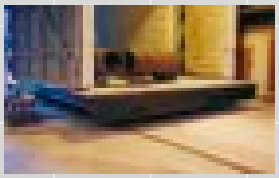
Rozmawiali:
Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

HEATMASTERS

KONTROLOWANA FALA CIEPŁA

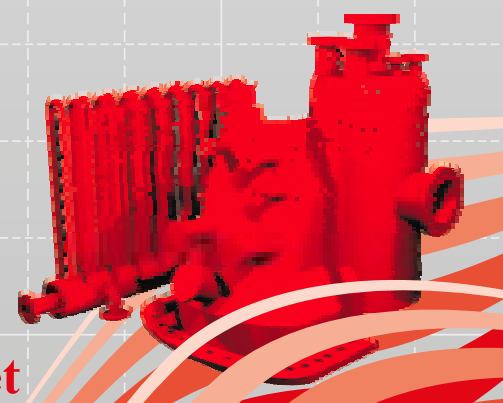
OFEROWANE USŁUGI:

- Wyżarzanie odprężające konstrukcji metalowych o dużych gabarytach
- Automatyczne podgrzewanie do spawania (rezystancyjne i indukcyjne)
- Obróbka cieplna w piecach elektrycznych (o wymiarach do 3,5 m x 3,5 m x 20 m)
- Obróbka cieplna u klienta
  piec przewoźny 1,5 m x 1,4 m x 6 m
  23 aparaty przewoźne o mocy 40 kW każdy
- Certyfikaty obróbki cieplnej (w języku polskim, rosyjskim, angielskim, niemieckim i fińskim)
- Posiadamy uprawnienia UDT i TÜV na obróbkę urządzeń ciśnieniowych oraz certyfikowany system jakości ISO 9001 : 2000
- Specjalistyczna obróbka cieplna - przesycanie, 1200^{0} C z szybkim schładzaniem



OFEROWANE PRODUKTY:

- Sterowane procesorowo piece elektryczne i gazowe (projekt i dostawa pod klucz)
- Przewoźne aparaty do automatycznego podgrzewanie i wyżarzania
- Przenośne urządzenia do lokalnego podgrzewania przed spawaniem
- Elementy grzejne o dowolnej konfiguracji, materiały izolacyjne, termopara.
- Rejestratory temperatury, urządzenia do zdalnego pomiaru temperatury, radio modemy



ul. Staszica 41
41-200 Sosnowiec, Polska
Biuro Zarządu – tel./fax. (+48 32) 292 12 43
Biuro Techniczne – tel./fax. (+48 32) 292 12 44

www.heatmasters.pl www.heatmasters.net

opracowanie: **Sabina Mostek**

Dobre wyniki ALSTOM

fot. NE

Wyniki finansowe, realizacja projektów w dziedzinie energetyki, nowe inwestycje, oferta pojazdów szynowych dla rynku polskiego, wzrost zatrudnienia, nowa spółka – ALSTOM Power Construction oraz kontrakty fabryki generatorów we Wrocławiu to tematyka konferencji prasowej firmy ALSTOM Power Sp. z o.o., która odbyła się 18 czerwca we Wrocławiu. Podczas spotkania prezes firmy w Polsce, Jakub Radulski, przedstawił imponujące wskaźniki świadczące o dynamicznym rozwoju firmy: od 1 kwietnia 2007 do 31 marca 2008 r. wzrost zamówień o 23%, sprzedaży o 19%; wartość akcji osiągnęła poziom prawie 160 euro, wydatki na badania i rozwój wzrosły o 21%.

– Ten rok jest okresem szczególnym i wielkiego sukcesu. Jesteśmy na etapie budowy wielkiej organizacji, która jest nam potrzebna do tego, by realizować wysoki poziom zamówień, jakie do nas wpłynęły – podkreślił prezes Jakub Radulski. Zamówienia wzrosły o 23% w stosunku do roku ubiegłego. Jest również potrzeba realizacji sprzedaży i to na poziomie 17 mld euro – to z kolei 20% więcej niż rok temu. Firma może się także pochwalić poprawą marży operacyjnej z 6,7% do 7,7%, ponadto odnotowano zysk netto umożliwiający podwojenie dywidendy – 1,6 euro za udział oraz bardzo wysoki przepływ gotówkowy, dający w efekcie 900 mln euro stanu gotówki na koniec roku.

Priorytetem firmy ALSTOM jest innowacyjność. Wzrosły wydatki na badania i rozwój do 554 mln euro to o ponad 20% w stosunku do roku ubiegłego. Firma osiągnęła wiodącą pozycję w zakresie techniki, widoczną w realizowanych programach – w energetyce partneruje w zakresie realizacji 8 pilotażowych instalacji gromadzenia CO_2 (USA, Kanada, Niemcy, Francja, Norwegia, Szwecja); w transporcie dokonano oficjalnego otwarcia linii AGV w lutym 2008 r., stworzono nowy tramwaj typu Citadis, systemy sygnalizacyjne. Firma wzmocniła bazę przemysłową – odnotowała znaczący wzrost w zakresie wydatków inwestycyjnych do 374 mln euro, czyli o 34% więcej niż w roku ubiegłym. W energetyce planuje wzrost zdolności wytwórczych na głównych rynkach. W USA rozpoczęto budowę turbin gazowych i parowych oraz elektrowni jądrowych, w Chinach – elektrowni wodnych, elektrowni opalanych węglem, zaś w Indiach – elektrowni wodnych.

W ostatnim roku udało się przejąć elektrownie opalane węglem Wuhan Boilers Co. w Chinach, elektrownie wiatrowe Ecotècnia w Hiszpanii, zawarto też partnerstwo z Atomenergomash w Rosji. W dziedzinie transportu utworzono systemy sygnalizacyjne – JV 50/50 z Balfour Beatty w Wielkiej Brytanii i Irlandii, a także serwisu – JV z RENFE w Hiszpanii, zawarto również współ-

fot. NE

Jakub Radulski

prezesem firmy jest już od 10 lat. Przeżył trzy zmiany właściciela. Swoją pracę traktuje raczej jako misję, niż operacyjne zarządzanie. – Budujemy swój nowy system pełnej, kompleksowej kontroli przedsiębiorstwa. Dzięki temu wiem, co się dzieje w Elblągu czy Wrocławiu – mówi Radulski. Jak zaznacza, zawsze miał szczęście do ludzi, z którymi pracuje.

Zdaniem Jakuba Radulskiego, prezesa zarządu ALSTOM Power Sp. z o.o., przyszłość polskiej energetyki leży w węglu. – Alternatywy dla węgla w Polsce nie ma i długo nie będzie – twierdzi Jakub Radulski. – Podstawowym problemem jest obecnie brak jednoznacznej, skonsolidowanej strategii inwestowania, która mogłaby być wytyczną dla szefów koncernów. Należałoby stworzyć bazową politykę energetyczną kraju, do której następnie byłyby jedynie dołączane aneksy, zaś baza zostawałaby bez zmian – dodaje Radulski.

Szef firmy ALSTOM zwraca uwagę także na fakt, że spore środki muszą być przy tym wydatkowane na ochronę środowiska. – Jedynym rozwiązaniem dla kraju, by wypełnić normy unijne, jest wejście w technologię nuklearną. Uważam jednak, że jest to dość odległa perspektywa – mówi Jakub Radulski. Tymczasem, w jego opinii, brak jest w budżecie państwa środków na promocję w polskim społeczeństwie techniki nuklearnej. – Na to potrzeba czasu, a póki co jeszcze się tego nie praktykuje. Szacujemy, że tego typu elektrowni nie uda się uruchomić przed 2025 r. – komentuje prezes Radulski.

Firma ALSTOM może dziś zaproponować również technologię wiatrową. Jej produkty dedykuje pięciu krajom Europy: Francji, Portugalii, Hiszpanii, Włochom oraz od niedawna także i Polsce, podpisując umowę ramową z jedną z firm zajmujących się sprzedażą elektrowni wiatrowych. ALSTOM szuka obecnie partnera na polskim rynku. – Polska jest zagrożona brakiem nowych mocy. Z naszych analiz wynika, że 800 MW rocznie trzeba by zbudować, by zabezpieczyć wzrost gospodarczy. Tymczasem okazuje się, że co roku, ze względu na starzenie się elektrowni, tracimy 400 MW. Należy popracować nad wzmocnieniem sieci przesyłowych, potrzebne są koniecznie nowe moce – podkreśla Jakub Radulski.

□

pracę z Transmashholding w Rosji na budowę taboru kolejowego.

Zarząd firmy powiadomił na konferencji o najbliższych planowanych inwestycjach w polskim sektorze elektroenergetycznym, które mają szansę stać się polem działania na najbliższe kilkanaście lat. Wspomnieć należy o 2 blokach 800 MW w Elektrowni Opole należącej do PGE, bloku 1000 MW w Elektrowni Kozienice, będącej w strukturach ENEA. EDF w Elektrowni Rybnik planuje budowę bloku 800 MW. Wśród poważniejszych projektów znajduje się też odnowienie bloków w Elektrowni Bełchatów i budowa bloku EC Siekierki II o mocy 480 MW.

Zwrócono również uwagę na problem dotyczący infrastruktury kolejowej do portu w Trójmieście. – Obawiamy się, że kompleksowe remonty prowadzone przez PKP mogą spowodować utrudnienia w transporcie wielkogabarytowych urządzeń jakimi są generatory – przyznał Jakub Radulski. Uznał on, że konieczna jest współpraca obu stron w tym zakresie, tak, by utrudnienia możliwie jak najbardziej zminimalizować.

Jednym z tematów konferencji był projekt Doris, na mocy, którego podpisano porozumienie z koleją, a który ma zabezpieczać transport generatorów z Wrocławia do Gdyni. Zamierza się pozyskać środki na finansowanie modernizacji linii kolejowej z Wrocławia do Gdyni (dofinansowanie z funduszy UE lub pozyskanie środków w ramach Polsko-Szwajcarskiego Programu Współpracy). – Projekt jest dla nas dużym wyzwaniem. Najlżejszy generator jakim dziś dysponuje firma waży 260 t, najcięższy zaś – 450. Fabryka nie jest zlokalizowana w typowo industrialnej części Polski z dobrą infrastrukturą drogową, brama jest wąska i nie można jej przebudować, bo to obiekt zabytkowy i nie ma możliwości uzyskania pozwolenia konserwatora, więc nie jest możliwy transport generatora tą drogą. Wiemy też, że miasto nie planuje wybudowania arterii, która by nam tę operację ułatwiła. Jedynym możliwym dla nas rozwiązaniem w takiej sytuacji jest kolej i specjalne, rozkładające odpowiednio ciężar wagony – mówił Jacek Przygoda – dyrektor Zakładu Generatorów ALSTOM Power Sp. z o.o. – oddział we Wrocławiu.

> Priorytetem firmy ALSTOM jest innowacyjność. Wzrosły wydatki na badania i rozwój do 554 mln euro, to o ponad 20% w stosunku do roku ubiegłego

Polska w ostatnim czasie, jak mówił dyrektor Przygoda, otrzymała unijne środki na modernizację infrastruktury kolejowej. Firmie udało się wypracować we współpracy z PKP drogę alternatywną, rzadko uczęszczaną przez pociągi pasażerskie, a która nadaje się do gruntownej modernizacji, zwłaszcza w rejonie Dolnego Śląska. Zobowiązano się do remontu trzech mostów na trasie Wrocław – Krotoszyn, z których dwa pierwsze są w fatalnym stanie, naruszone powodzią w 1997 r. – mniejsza jednostka jest w stanie tamtędy przejechać, ale cięższe już nie, gdyż są zbyt wąskie i słabe. Środki własne PKP, 33 mln zł, są już przyznane. Obie strony zbudowały silne zespoły koordynujące, które regularnie się spotykają i pracują nad projektem. Dodatkowo są w stałym kontakcie z lokalnymi władzami. – Mamy ich pełne poparcie, bo nikt sobie nie wyobraża zamknięcie fabryki ze względu na brak transportu. Ta firma to nie tylko miejsce pracy, to myśl techniczna i jej rozwój – uważa Jacek Przygoda. To ważny projekt, ale trudny w realizacji, bo firma ALSTOM nie jest beneficjentem środków, nie może więc realizować procesu inwestycyjnego. Jednak angażuje się finansowo – 5,5 mln zł przeznaczyła na studium wykonalności całej trasy. Pod koniec pierwszego kwartału 2009 r. mosty powinny być gotowe a pierwszy generator w drugim kwartale ma zostać przetransportowany właśnie tą drogą.

Podczas konferencji poinformowano również o powołaniu spółki ALSTOM Power Construction, zatrudniającej monterów i spawaczy, która zajmie się wykonywaniem prac budowlanych, konstrukcyjnych i montażowych na rzecz ALSTOM Power.

Ważnym ogniwem firmy jest Alstom Transport, funkcjonujące już od 1997 r. Zajmuje się dostawą pojazdów szynowych na rynek lokalny, wagonów towarowych na rynki Europy Zachodniej. Na rynek dostarczyła już 4 tys. tramwajów. – W ostatnich latach przygotowaliśmy fabrykę, która może realizować wszystkie produkty, jakie znajdują się w ofercie firmy – mówiła Teresa Kłusek – prezes zarządu ALSTOM Konstal. Ostatnie lata to czas ogromnego rozwoju firmy i obecnie pojazdy szynowe dostarcza się już nie tylko na rynki europejskie, ale i światowe.

Zakład generatorów we Wrocławiu ma w planie w tym roku sprzedać 48 generatorów – to o 37 więcej niż w 2005 r. Fabryka skupia się na produkcji trzech typów generatorów: turbogeneratory chłodzone wodorem, chłodzone powietrzem i chłodzone wodą. Ubiegły rok jest okresem sukcesów zakładu, m.in. do elektrowni w Niemczech wysłano największy wyprodukowany dotąd generator o mocy 1100 MW. W tej chwili buduje się następny tego typu. W trakcie produkcji jest jednak jeszcze większy – o mocy 1300 MW – to największy wyprodukowany dotąd generator zarówno w Polsce, jak i na świecie dla potrzeb elektrowni węglowych. – Dzisiejszy rynek daje szansę i my tę szansę staramy się wykorzystywać – mówił Jacek Przygoda, dyrektor zakładu. Jak podaje, inwestuje nie tylko w maszyny i urządzenia, ale i w poprawę warunków pracy.

ALSTOM stawia na efektywne zarządzanie zasobami ludzkimi w skali światowej. Firma zatrudniła ponad 10 tys. pracowników, w gronie których ponad połowę stanowią inżynierowie i menedżerowie, rozwija programy szkoleniowe dla pracowników, podnosi bezpieczeństwo pracy, wdraża nowy program nabywania akcji pracowniczych „ALSTOM Sharing".

□

TERMOIZOLACJA

TERMOIZOLACJA S.A. jest jedną z wiodących firm specjalizujących się w wykonywaniu izolacji przemysłowych. W trakcie ponad 60-ciu lat swojego istnienia TERMOIZOLACJA realizowała prace na terenie Polski, Europy, Środkowej Azji i Afryki. Doświadczenie w zarządzaniu projektami oraz gwarancja wykwalifikowanego personelu pozwala oferować najwyższą jakość wykonania.
Firma posiada Oddziały w kraju: w Tarnowie, Zabrzu, Poznaniu, Oświęcimiu oraz zagranicą: w Niemczech, we Francji, w Irlandii oraz Szwecji.

TERMOIZOLACJA znajduje się w strukturach Grupy KAEFER – światowego koncernu technologicznego, reprezentowanego w ponad 40 krajach – od Kanady po Australię.

TERMOIZOLACJA S.A.
ul. Padlewskiego 6
41- 800 Zabrze
Tel. +48 32 277 75 00
Fax: +48 32 271 38 38

info@termoizolacja.com
www.termoizolacja.com

Member of the KAEFER Group

imageneering

Your partner in process automation

www.metsoautomation.com

Metso Automation develops and supplies automation and information management application networks and systems, as well as field control technology for the process industries, globally. Our main customers are the pulp & paper and the power & energy industries.

metso automation

inż. Marek Sitarz, KARRENA Sp. z o.o.

Dostawa kompleksowych **ROZWIĄZAŃ TECHNICZNYCH** – to nasz największy atut

fot. KARRENA

Firma KARRENA obecna jest na rynku od ponad 85. lat. W przeciągu trzech dekad poczyniliśmy kroki, które zaprowadziły nas na fotel światowego lidera w budowie wysokościowych obiektów przemysłowych. Wystarczy wspomnieć, że ponad 70% wszystkich kominów w Europie Zachodniej o wysokości większej niż 300 m, zostało wzniesionych przez firmę KARRENA.

W naszej firmie, pod jednym dachem pracują specjaliści od statyki, fizyki cieplnej i przepływowej oraz chemii. Przy projektowaniu kominów opanowaliśmy bezbłędnie wszystkie czynniki wpływające na ich prawidłowe funkcjonowanie. Dzięki zastosowaniu pionierskich rozwiązań, m.in. takich jak założony przez nas bank danych zawierający informacje o najnowszych materiałach i technologiach, jesteśmy w stanie kompleksowo zrealizować każdy najbardziej złożony projekt.

Dowody naszych kompetencji, kompleksowości i szerokiego zakresu wykonywanych usług prezentujemy na przykładzie inwestycji zrealizowanej w latach 2007/2008 na terenie fabryki „Mondi Packaging Paper S.A." Zakres przedsięwzięcia obejmował:

- dostawę i budowę komina stalowego h = 85 m,
- montaż kanałów spalin,
- wyburzenie komina h = 140 m,
- budowę nowego komina h = 130 m.

Do realizacji zadania przystąpiono na przełomie kwietnia i maja 2007 r. Celem inwestycji było zastąpienie układu dwukominowego emisji spalin układem trzykominowym, poprzez budowę dodatkowego stalowego emitora spalin dla kotła sodowego. Nowy komin żelbetowy został posadowiony na fundamencie starego, ponadczterdziestoletniego trzonu, którego stan techniczny nie pozwalał na jego dalszą eksploatację.

Komin stalowy

Trzon ma wysokość 85,0 m i przeznaczony jest do odprowadzania spalin z elektrofiltrów kotła sodowego. Łączna masa komina wynosi 141 t. Przy montażu, oprócz operatora dźwigu, brały udział tylko 3 osoby, a całość zmontowano w przeciągu 3 dni. Przewidywany czas użytkowania komina, z uwzględnieniem zmęczenia konstrukcji, przyjęto na 30 lat.

Z uwagi na charakter emitowanych spalin, przewód komina o średnicy 3,2 m wykonany został ze stali kortenowskiej. Wszystkie elementy składowe to prefabrykaty dostarczone w pięciu segmentach. Najdłuższy z nich miał długość ponad 20 m, a najkrótszy nieco ponad 5 m. Architektonicznie trzon komina jest bryłą w formie walca o stałej średnicy 3,45 m. Zamontowano na nim dwie pełnoobwodowe galerie oraz ciąg drabinowy.

W celu wyeliminowania wzbudzenia wirowego trzonu komina, na koronie zabudowano hydrauliczny tłumik drgań. Trzon komina jest samonośny i przenosi wszystkie obciążenia działające na komin.

Przewód spalinowy umieszczony został wewnątrz trzonu, w sposób zapewniający wydłużalność termiczną przewodu. Elementy przewodu kominowego łączone są między sobą spawem, co zapewnia szczelność gazową przewodu.

Dla zapewnienia stabilności temperatury spalin, przewód kominowy na całej wysokości wyłożony został od zewnątrz izolacją termiczną z wełny mineralnej, co zapewnia utrzymanie temperatury poniżej 50°C na zewnątrz trzonu komina. Przewód kominowy w górnej części wykonany jest ze stali kwasoodpornej.

Rozbiórka komina h = 140 m

Żelbetowy komin o wysokości 140 m i średnicy 10,5 m, odprowadzał spaliny z dwóch kotłów węglowych oraz od 1991 r. z kotła sodowego.

Po wykonaniu ekspertyz i prac studyjnych zadecydowano, że w miejsce wyeksploatowanego komina wybudowany zostanie nowy, również żelbetowy. Prace rozbiórkowe od +140 m do +100 m, ze względu na bardzo słaby stan techniczny trzonu, realizowano za pomocą urządzenia szczękowego, które przeznaczone jest głównie do kruszenia konstrukcji kominów wybudowanych z cegły oraz wyeksploatowanych żelbetowych trzonów kominowych.

Urobek z rozbiórki gromadzono we wnętrzu komina, który sukcesywnie wywożono poza teren budowy.

Poniżej +100,0 m zdecydowano się na zmianę urządzenia wyburzającego. Dotychczasowe urządzenie kruszące zastąpiono urządzeniem pneumatycznym BROKK 3000. W ten sposób osiągnięto średnią prędkość rozbiórki 3,40 mb/dobę. Prace wyburzeniowe w tej technologii były prowadzone do +18 m. Łącznie usunięto trzy galerie, 140 mb ciągu drabinowego oraz 105 stalowych obejm. Od poziomu +18,0 m przystąpiono do wyburzania konstrukcji komina urządzeniem naziemnym KOMATSU 450.

Budowa komina h = 130 m

Budowę nowego komina zaplanowano w miejscu poprzedniego. Prace adaptacyjne polegały na połączeniu istniejącego zbrojenia starego fundamentu z nowo wykonanym pierścieniem żelbetowym o średnicach: wew. 5,5 m i zew. 11,7 m. Komin posiada dwie zbieżności: od poziomu 0 m do +35 m zbieżność wynosi 8%, od 35 m do 70 m – 4%, powyżej 70 m komin jest cylindryczny. Do realizacji komina żelbetowego przystąpiono pod koniec lutego 2008 r. Zimowa pora betonowania wymusiła na wykonawcy podjęcie środków w celu zabezpieczenia konstrukcji trzonu żelbetowego przed destukcyjnym działaniem mrozu. Aby proces wznoszenia trzonu przebiegał zgodnie z założeniami technologii, temperatura wewnątrz szalunku nie mogła spaść poniżej 10°C, w tym celu konstrukcja szalunku ślizgowego komina została szczelnie osłonięta i była odpowiednio dogrzewana. W efekcie beton trzonu „wychodzący" spod szalunku był w pełni odporny na działanie mrozu.

Zastosowanie konstrukcji ślizgowej przy wznoszeniu trzonu komina wymusił realizację prac w sposób ciągły. Beton był sukcesywnie dostarczany z wytwórni średnio co 1-2 h w bardzo małych ilościach – około 1-1,5 m^3. Beton transportowano na górę za pomocą specjalnego pojemnika i rozprowadzano do szalunku ślizgu. W trakcie wznoszenia trzonu wykonywano jednocześnie zabezpieczającą powłokę malarską. Pierwsza warstwa nakładana była z pierwszego poziomu podestów wiszących, druga i trzecia po +109 m – z drugiego poziomu podestów. Łącznie zużyto 560 m^3 betonu, prace trwały 26 dni, średnie tempo = 5 mb/dobę (największe 6,7 mb/dobę). Przed demontażem konstrukcji ślizgowej wykonano górną galerię ze stali kwasoodpornej oraz zamontowano konstrukcję wsporczą dla podestów PWZ-1, użytych do aplikacji chemoodpornej wykładziny.

Nieorganiczne piankowe bloki ze szkła borokrzemianowego PENNGUARD, zastosowane wewnątrz nowego komina żelbetowego, są odporne na działanie większości kwasów, rozpuszczalników i słabych zasad. Stosuje się je do temperatury 199°C. Bloczki posiadają strukturę nieprzepuszczalną dla kwaśnych płynów i gazów oraz stanowią doskonałą izolacje termiczną. Podczas aplikacji wykładziny PENNGUARD, prace podzielono na dwa etapy:

- od +40 m do +130 m
- od +8 m do +40 m.

Związane to było z koniecznością zastosowania dwóch platform roboczych o różnych średnicach. Przed aplikacją dokonano szeregu czynności przygotowawczych, tj.:

- wymycia wnętrza komina,
- przygotowania powierzchni czopuchów stalowych i pomalowania ich specjalną powłoką,
- sprawdzenia przez dostawcę wewnętrznej powłoki malarskiej, tj. sprawdzenie przyczepności do podłoża betonowego.

Prace prowadzone były całą dobę. Nad dokładnością wykonania czuwali inspektorzy oraz dostawcy materiału. Łącznie wykonano 1500 m^2 warstwy ochronnej PENNGUARD w przeciągu zaledwie 14 dni.

Po zakończeniu prac przystąpiono do wykonania stropu żelbetowego na poziomie +8 m. Strop został pokryty bloczkami izolacyjnymi foamglas i cegłą kwasoodporną. Komin oddano do eksploatacji w czerwcu 2008 r.

Na podstawie tej inwestycji, jak i wielu innych zrealizowanych projektów, możemy zapewnić, że firma nasza jest w stanie dostarczyć pełną realizację usług.

Przewidywany na przyszłe lata wzrost deficytu energetycznego napędza inwestycje, zmuszając operatorów do zwiększania mocy produkcyjnych. Rozwój branży energetycznej oraz przemysłu, do którego nieustannie się przyczyniamy, pozwala nam doskonalić nasze umiejętności oraz wdrażać innowacyjne, dotąd niespotykane na rynku polskim rozwiązania.

Kompetencje zawodowe inżynierów firmy KARRENA, wsparte ponad 80-letnią tradycją i doświadczeniami, pozwalają na wdrażanie nowych rozwiązań i powodują, że jesteśmy dla inwestorów partnerem, który potrafi sprostać najwyższym wymaganiom. □

reklama

KARRENA
PIECE PRZEMYSŁOWE I KOMINY

KARRENA Sp. z o.o.
44-117 Gliwice, ul. Toszecka 101
tel. (+48 32) 279 49 32, fax (+48 32) 279 49 33, e-mail: info@karrena.pl, internet: www.karrena.pl

ttm
Elektronika i Automatyka

ul. Zagadki 3B, 02-227 Warszawa
Tel. (0 22) 425 22 09, tel/fax (0 22) 868 39 43
e-mail: ttm@ttm.com.pl; www.ttm.com.pl

CYRKONOWE ANALIZATORY TLENU

CAT-4 (z wyliczaniem współczynnika λ i CO2)
CAT-4S wersja dla zakładów utylizacji odpadów (spalarni śmieci)
CAT-3 wersja iskrobezpieczna (w klasie EXS IIAT3)
CAT-5 z analizą CO2, wyznaczaniem λ i sprawności paleniskowej.
CAT-6 obsługujący 2 sondy pomiarowe z wyznaczaniem λ oraz CO2
CAT-7 z modułem elektroniki na sondzie pomiarowej

Panel wyświetlacza do wszystkich typów analizatorów, dla elektrociepłowni, kotłowni, cukrowni, spalarni odpadów

Ponad 1200 instalacji na terenie Polski, Litwy, Czech i Ukrainy. Wyrób całkowicie polski.

Cantoni®
GROUP
www.cantonigroup.com

Silniki elektryczne o mocy 0,04 - 3400 kW do różnych zastosowań przemysłowych

EMIT
Narutowicza 72
99-320 Żychlin
tel. (+48 24) 285 10 14

indukta
Grażyńskiego 22
43-300 Bielsko-Biała
tel. (+48 33) 827 20 00

BESEL
Elektryczna 8
49-300 Brzeg
tel. (+48 77) 416 28 61

CELMA
3-go Maja 19
43-300 Cieszyn
tel. (+48 33) 851 94 00

ELFA
Pocztowa 7
63-500 Ostrzeszów
tel. (+48 62) 730 30 51

Bogate **doświadczenie**

fot. NE

opracowanie: Sabina Mostek

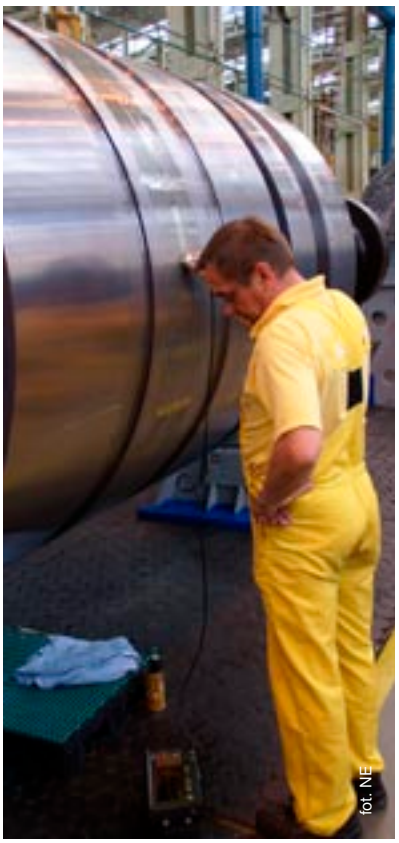
Zakład Turbin ALSTOM Power Sp. z o.o. w Warszawie Oddział w Elblągu zajmuje się produkcją turbozespołów parowych dostosowanych do różnorodnych warunków eksploatacyjnych elektrowni, z układami przepływowymi typu akcyjnego i reakcyjnego, obejmującymi pod względem funkcji użytkowych pełen zakres typów i wielkości maszyn do pracy we wszystkich rodzajach elektrowni zawodowych i przemysłowych oraz elektrociepłowniach. Zakład zajmuje się dostawą kompletnych turbozespołów, a także podzespołów i części zamiennych.

Zastosowanie oferowanych rozwiązań pozwala na poprawę stanu technicznego elektrowni oraz uzyskanie korzyści eksploatacyjnych, takich jak: wysoka niezawodność i bezpieczeństwo pracy, przedłużona żywotność najbardziej odpowiedzialnych komponentów, wzrost sprawności obiegu cieplnego, wzrost mocy, obniżenie jednostkowego zużycia ciepła, co wiąże się bezpośrednio ze zmniejszeniem zużycia paliw, skrócenie okresów międzyremontowych, obniżenie kosztów eksploatacyjnych, zmniejszenie szkodliwego oddziaływania na środowisko naturalne.

Zakład dostarcza produkty zarówno na rynek krajowy, jest również obecny na rynkach światowych, m.in. w takich krajach jak: USA, Indie, Chiny, Cypr, Malezja, Grecja, Japonia, Szwecja, Niemcy, Wielka Brytania, Macedonia, Hiszpania, Francja, Finlandia, Indonezja, Brazylia, Arabia Saudyjska, RPA, Australia, Bośnia i Hercegowina, Rosja, Ukraina i Węgry.

Firma działa w oparciu o długoletnie doświadczenie byłego Zamechu, bogatą bazę techniki energetycznej koncernów ABB i ALSTOM oraz osiągnięcia polskich ośrodków naukowych. Ta suma doświadczeń pozwala sprostać najbardziej nietypowym projektom. Na całym świecie działa ponad 300 turbin parowych dużej i średniej mocy oraz turbin gazowych wyprodukowanych w Elblągu. Zakład produkuje obecnie głównie turbiny parowe, w przeszłości realizował również kompleksową produkcję turbin gazowych – typu GT8 o mocy 55 MW. Fabryka jest jedną z niewielu fabryk koncernu ALSTOM produkujących wszystkie elementy turbin.

W zakładzie pracuje obecnie 479 osób, z czego 60% z nich to pracownicy bezpośredniej produkcji. W fabryce produkcja turbin i komponentów realizowana jest na czterech wydziałach: Produkcji Wirników, Obróbki Ciężkiej i Montażu Turbin, Obróbki Średniej i Montażu Komponentów, Produkcji Łopatek. Produkcja realizowana jest przy współpracy z na-


fot. NE

rzędziownią, zespołem laboratoriów i innymi funkcjami technicznymi oraz logistyką wspieraną najnowocześniejszymi systemami komputerowymi. Wyposażenie i możliwości techniczne umożliwiają przeprowadzenie kompletnego procesu wytwarzania elementów turbin gazowych i parowych o masie do 120 t, długości 12 m i średnicy 6 m.

Jak tłumaczy Wojciech Peret, dyrektor Zakładu Turbin, firma kładzie obecnie ogromny nacisk na automatyzację. – Nasze tegoroczne motto to „Automation and speed" (automatyzacja i szybkość) – mówi dyrektor. – Naszym celem jest ciągłe usprawnianie i przyspieszanie procesów obróbczych i automatyzacja różnych procesów ręcznych. Chcemy wyeliminować procesy dotąd uciążliwe dla pracowników – wyjaśnia Wojciech Peret. Współpracują w tym zakresie z Politechniką Gdańską, Państwową Wyższą Szkołą Zawodową w Elblągu oraz firmami specjalizującymi się w usprawnianiu i automatyzacji procesów. – Jestem przekonany, że cel uda się nam wcielić w życie w jak najszerszym zakresie, że nie pozostanie tylko hasłem – mówi dyrektor zakładu.

Wojciech Peret, dyrektor Zakładu Turbin ALSTOM Power podkreśla, że firma kładzie obecnie ogromny nacisk na automatyzację

Wydział łopatkowni, jak podaje dyrektor, przeżywa dziś swój renesans. Od 25 lat nie realizowano tu żadnych poważniejszych inwestycji, za to dziś większość maszyn wymieniana jest na nowe, realizując obróbkę przestrzenną 3D w 5. osiach. Ponadto także tym roku planuje się zakup pięciu dodatkowych maszyn. – Ten wydział ma szansę się stać wytwórcą światowej klasy – twierdzi Wojciech Peret. Dawniej proces opracowania technologii na łopatki jednej turbiny trwał od 6 do 12 miesięcy, obecnie w ciągu doby zakład jest w stanie wygenerować modele 3D, programy obróbcze i pomiarowe na 100 rzędów łopatek (ołopatkowanie do kompletnej turbiny).

Wydział może pochwalić się także najbardziej zaawansowanymi i najnowocześniejszymi systemami pomiarowymi łopatek.

Obecnie w zakładzie instalowany jest również system monitoringu on-line pozwalający z dowolnego miejsca na świecie kontrolować stany pracy maszyn: czy pracują, czy zmieniane są właśnie w nich narzędzia, czy jest awaria, czy oczekują na program, itp.

Korzystna koniunktura na rynku energetycznym i wynikające z tego dobre, duże obciążenie zakładu powoduje konieczność pracy 7 dni w tygodniu 24 godziny na dobę na wszystkich kluczowych maszynach. □

Rittal Sp. z o.o.

Ogniwa paliwowe RITTAL

Od kilku lat wzrasta popularność ogniw paliwowych. Są już z powodzeniem wykorzystywane m.in. jako wydajne źródła energii dla telefonii komórkowej i terminali informacyjnych instalowanych podczas imprez plenerowych. To także obiecujące rozwiązanie dla centrów obliczeniowych, gdzie kluczową rolę odgrywa zasilanie systemów IT.

Ogniwa paliwowe umożliwiają zaopatrywanie w energię systemów high-tech bez wykorzystania sieci elektrycznej. Jest to możliwe dzięki temu, że wytwarzają energię elektryczną poprzez bezpośrednie przekształcanie energii chemicznej, która powstaje w trakcie reakcji wodoru (H_2) i tlenu (O_2). Firma Rittal stosuje to źródło energii jako jednostkę zasilania awaryjnego na potrzeby telefonii komórkowej i telematyki oraz w naprowadzających stacjach pomiarowych. Rozwiązanie Rittal doskonale sprawdza się także w przypadku terminali informacyjnych (np. terminal Out-Line Pro). Zalety tej technologii są oczywiste. W trakcie plenerowych wystaw, festiwali czy imprez sportowych ogniwa paliwowe pozwalają na zachowanie pełnej niezależności od przyłącza do sieci elektrycznych. Ogniwa paliwowe Rittal – zintegrowane w obudowie typu outdoor – mogą być zaopatrywane w paliwo bezpośrednio w miejscu ustawienia. Tlen pozyskiwany jest z filtrowanego powietrza otoczenia, które może mieć temperaturę od -20°C do +50°C. Co istotne, montaż takiego punktu informacyjnego odbywa się bardzo szybko.

Ogniwa paliwowe w centrach obliczeniowych

Bezpieczeństwo IT nabrało kluczowego znaczenia. Każde odłączenie od sieci zasilającej może mieć dla systemów komputerowych fatalne i przede wszystkim kosztowne skutki. Ogniwa paliwowe są ciekawą alternatywą właśnie dla środowisk, gdzie bezpieczna i nieprzerwana eksploatacja musi być zagwarantowana przez zasilanie awaryjne. Z punktu widzenia optymalizacji inwestycji, najkorzystniej jest uwzględnić zastosowanie ogniw paliwowych już podczas planowania centrów danych.

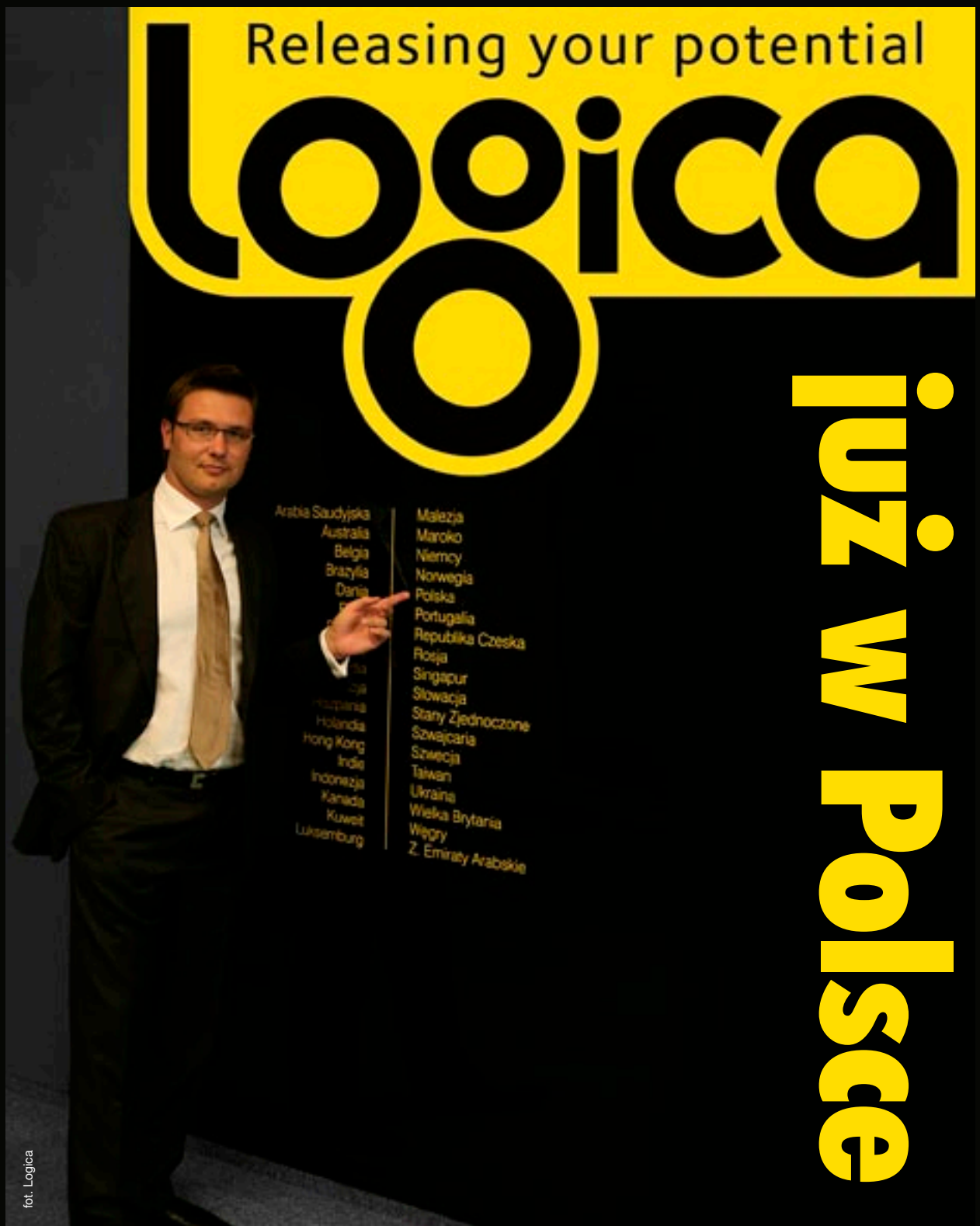
Rittal InnovationLab od kilku lat intensyfikuje prace nad użyciem ogniw paliwowych w centrach obliczeniowych. Już podczas targów CeBIT 2006 koncern przedstawił model zasilania awaryjnego (na bazie szafy serwerowej TS8), opracowany w oparciu o tę technologię. „Konwencjonalne generatory prądotwórcze są – jak wiadomo – zależne od warunków otoczenia. Są masywne, ciężkie i często należy sprawdzać ich działanie. Technologia Rittal wykorzystana jako zasilanie awaryjne pozwala wyraźnie zredukować ilość systemów back-up w centrach obliczeniowych" – wyjaśnia Siegfried Suchanek – kierownik działu Fuel Cell Technology w firmie Rittal.

Zalety ogniw paliwowych

Ogniwa paliwowe Rittal umożliwiają obniżenie kosztów eksploatacji dzięki znacznie dłuższej żywotności w porównaniu do baterii systemów UPS, redukcji nakładów na prace serwisowe w porównaniu do konwencjonalnych generatorów oraz temu, że działają bez względu na temperaturę. Rozwiązanie to jest także przyjazne dla środowiska – ogniwa paliwowe pracują cicho, a jedynymi produktami ubocznymi powstającymi w trakcie wytwarzania prądu są ciepło i woda. Czas autonomii ogniw paliwowych wynosi od czterech do ośmiu godzin. Kalkulacja Total Cost of Ownership (TCO) przygotowana dla okresu eksploatacji od dziesięciu do piętnastu lat pokazuje, że ogniwa paliwowe często wypadają korzystniej na tle innych alternatyw. □

Rozmowa z **Tomaszem Głuskim**, dyrektorem ds. handlu i marketingu Logica Poland Sp. z o.o., odpowiedzialnym za promocję, sprzedaż produktów i usług oraz budowę strategii rozwoju Logica Poland

Logica już w Polsce



fot. Logica

Firma Logica nie jest znana na polskim rynku. Proszę nam przybliżyć wizerunek tej spółki.

Logica o korzeniach brytyjskich, francuskich i skandynawskich, jest globalną firmą informatyczną zatrudniającą ponad 39000 osób w 36 krajach świata. Firma jest notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych w Londynie, Amsterdamie i Sztokholmie.

Oferta firmy Logica obejmuje usługi doradcze, projektowanie, oprogramowanie aplikacyjne, integrację systemów oraz outsourcing procesów biznesowych. Struktura działalności oparta jest na pięciu filarach, tzw. podstawowych sektorach gospodarki: sektor Energii i Usług Komunalnych, sektor Usług Finansowych, sektor Przemysłu, Dystrybucji i Transportu, sektor Telekomunikacji i Mediów oraz sektor Publiczny. Taka specjalizacja oznacza, że nasze usługi i rozwiązania muszą być dostosowane do wyzwań, przed jakimi stoją klienci na swoich rynkach. W tym celu firma zatrudnia wysoko kwalifikowane kadry na całym świecie, w tym ponad 6000 konsultantów Microsoft i ponad 3000 SAP, pracujących w globalnych centrach informatycznych w Europie i w Indiach. Firma funkcjonuje w oparciu o ISO-9001 i odpowiednie normy branżowe. Logica znajduje się wśród oficjalnych partnerów firmy Microsoft (tzw. Gold Partners).

W 2006 r. Logica została uznana wiodącym partnerem w zakresie systemów biznesowych Microsoft Dynamics AX I Microsoft NAV w następujących segmentach rynkowych: europejskim, środkowowschodnim oraz afrykańskim. Podstawowym kryterium otrzymania tego wyróżnienia były: wybitne osiągnięcia w sprzedaży, wzorcowa wiedza technologiczna jak również niezmienna satysfakcja klientów.

Jaka jest oferta Państwa firmy dla sektora energetycznego?

Mówiąc o sektorze Energetyka i Usługi Komunalne (Energy & Utility) należy mieć na uwadze, że Logica posiada szeroką ofertę skierowaną zarówno do przedsiębiorstw energetycznych, tj.: gazowych i naftowych, energetyki elektrycznej i cieplnej oraz energetyki odnawialnej (w tym energetyki wiatrowej) oraz w zakresie utility: przedsiębiorstwa dostarczające media i świadczące usługi komunalne dla mieszkańców. Logica jest liderem efektywnego zarządzania energią, oferując rozwiązania począwszy od inteligentnego pomiaru zużycia, poprzez systemy bilingowe, CRM, GIS i SCADA, modele sieciowe aż do zarządzania emisją zanieczyszczeń.

Wiodące firmy, takie jak Ford Motor Company, polegają na systemach Logica w zarządzaniu emisją zanieczyszczeń, a rządy na całym świecie korzystają z pomocy grupy przy wywiązywaniu się z coraz bardziej rygorystycznych zobowiązań o ograniczaniu emisji zanieczyszczeń.

Dzięki systemom Logica w zakresie zarządzania łańcuchem dostaw oraz automatycznej kontroli zapasów i procesu sprzedaży detalicznej, w tym obsługi płatności dokonywanych kartami płatniczymi, przetwórcy paliw mogą zwiększyć swoją efektywność operacyjną.

Logica łączy nowoczesne rozwiązania, jak mobilne zarządzanie pracownikami i systemy GPS, z innowacyjnymi technologiami, jak np. systemy RFID (system identyfikacji radiowej). Oferowane rozwiązania przez Logica wykorzystywane są do zarządzania dużymi infrastrukturami komunalnymi w krajach takich jak: Wielka Brytania, Francja, USA, Portugalia, Brazylia, Holandia oraz Skandynawia.

Kto jest klientem Państwa firmy?

Jeżeli chodzi o klientów naszej firmy, to są to zarówno duże i znane międzynarodowe koncerny, jak i firmy lokalne. Są to m.in.: Bank of England, Banque San Paolo, Citibank, Coca-Cola Europe, Deutsche Telekom AG, DHL International, ING, Lufthansa, Ministerstwo Obrony w Wielkiej Brytanii, Holandii i Szwecji, Ministerstwo Sprawiedliwości w Wielkiej Brytanii, Philips, Renault, Royal Bank of Canada, Sony Ericsson, Vodafone, Volvo.

Dysponując ponad trzema tysiącami specjalistów z zakresu energetyki i usług komunalnych na całym świecie oraz listą klientów obejmującą przykładowo: takie firmy jak Shell, EDF (Electricite de France), EDP (Energia de Portugal), Electrabel, E.ON, TOTAL, BP, RWE, SUEZ, Statoil i Vattenfall, Logica jest najczęściej wybieranym partnerem w tym sektorze. Jeżeli chodzi o obszar Europy Środkowej i Północnej, to Logica posiada ponad 1000 klientów z sektora Energy & Utility, m.in.: w następujących państwach: Czechy, Słowacja, Węgry, Rumunia, Ukraina, Rosja, Polska oraz w Skandynawii. Dla przykładu, wdrożone systemy Logica w Czechach i na Słowacji, pozwoliły na adaptację przedsiębiorstw do reguł uwolnionego rynku energii.

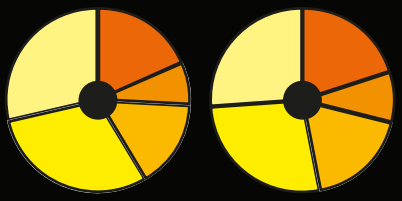
Stale pozyskujemy nowych klientów i nowe zamówienia. Niemal w każdym wydaniu firmowego biuletynu (Global Staff Announcement) można przeczytać o nowych kontraktach wartych kilka do kilkudziesięciu mln euro.

Jak kształtują się przychody firmy?

Logica jest wiodącym dostawcą usług informatycznych i biznesowych na świecie i w Europie. Przychody grupy za 2007 r. wyniosły – £ 3073,2 mln i były większe o ponad 25% w porównaniu z rokiem poprzednim (diagram na kolejnej stronie obrazuje strukturę przychodów w rozbiciu na sektory). W sektorze Energy & Utility Logica zajmuje drugie miejsce tuż za firmą IBM (wg raportu PAC 2006), pozostawiając za sobą inne duże i znane firmy.

W jaki sposób firma Logica znalazła się w Polsce?

Okres ostatnich kilku lat w branży IT, to czas wielu akwizycji, fuzji i konsolidacji firm. W 2004 r. funkcjonująca i znana od blisko 20 lat na rynku polskim firma Techno-Progress została przejęta przez skandynawskiego giganta informatycznego – grupę WM-data, zmieniając nazwę na WM-data Techno-Progress. Na skutek fuzji firmy WM-data i Logica, oraz późniejszych zmian konsolidacyjnych, ostatecznie w dniu 27 lutego 2008 r. powołana została w Polsce firma Logica Poland z siedzibą w Krakowie i oddziałami we Wrocławiu i Szczecinie.



Usługi finansowe	
2007	£ 564,7mln (18,4%)
2006	£ 485mln (20%)
Telekomunikacja i media	
2007	£ 232,1 mln (7,5%)
2006	£ 225 mln (9%)
Energia i usługi komunalne	
2007	£ 482,2 mln (15,7%)
2006	£ 427,5 mln (18%)
Przemysł, dystrybucja, transport	
2007	£ 921,2 mln (30%)
2006	£ 663,9 mln (27%)
Sektor publiczny	
2007	£ 873 mln (28,4%)
2006	£ 619,3 mln (26%)

Przychody firmy z usług informatycznych w rozbiciu na sektory

Jaka jest aktualna pozycja firmy Logica w Polsce i co firma oferuje klientom krajowym?

Logica Poland oferuje polskim klientom wszystkie rozwiązania informatyczne grupy Logica sprawdzone na międzynarodowym rynku, a w tym także wcześniejsze rodzime systemy. W szczególności firma posiada kompleksową ofertę zintegrowanego systemu informatycznego (ZSI) dedykowanego dla sektora Energy & Utility, oferowaną w trzech wersjach branżowych: TP-AQUA – system dla przedsiębiorstw wod-kan; TP-THERMO – system dla przedsiębiorstw energetyki cieplnej oraz TP-SANIT – system dla przedsiębiorstw mpo/ pgk.

Każda wersja branżowa systemu ZSI, to kompleksowe i zintegrowane rozwiązanie informatyczne obejmujące: odczyty, biling, CRM, ERP, zarządzanie infrastrukturą (GIS, SCADA, Model, Awarie, Inwestycje), kontrola realizacji spraw i procesów biznesowych, analizy i informacja zarządcza.

Obecnie firma posiada ponad 200 wdrożeń u klientów branżowych na terenie całej Polski. Klientami firmy są m.in.: następujące przedsiębiorstwa: PKN Orlen, Grupa Fortum Heat Polska Sp. z o.o. (Częstochowa, Płock, Wałbrzych, Wrocław), Grupa MVV – EC Skarżysko Sp. z o.o., spółki należące do międzynarodowego koncernu Veolia Environnement (Veolia Usługi dla Środowiska – ONYX, PWiK Sp. z o.o. w Tarnowskich Górach); RPWiK w Katowicach S.A.; RPWIK w Tychach S.A.; MPO Sp. z o.o. w Krakowie. Nasi klienci obsługują łącznie ponad 7 mln mieszkańców i rozliczają w oparciu o zintegrowane systemy ponad 860 tys. punktów rozliczeniowych.

Logica oferując rozwiązania na wysokim poziomie otrzymuje wiele wyróżnień i prestiżowych nagród...

Tak, owszem. Na rynku lokalnym, Logica Poland jest znaczącym graczem. Wg Raportu Teleinfo 500 (2006 r.), firma zajęła wysokie pozycje w kategorii: najwięksi dostawcy systemów bilingowych – pozycja 4 oraz najwięksi dostawcy systemów CAD/CAM/GIS – pozycja 6.

W bieżącym roku spółka otrzymała dwa prestiżowe wyróżnienia przyznane przez:

- firmę Microsoft – za Zintegrowany system **TP-SANIT** w kategorii: **„Najlepszy program komputerowy wspomagający zarządzanie małym i średnim przedsiębiorstwem 2008 r."**
- Polską Fundację Ochrony Zasobów Wodnych – za System **Internetowe Biuro Obsługi Klienta (iBOK)** w kategorii: **„Nowoczesne narzędzie IT w komunikacji przedsiębiorstwa z klientami"**.

Jakie plany na przyszłość ma Logica na rynku polskim?

Polska stanowi dla międzynarodowej grupy Logica ważny docelowy rynek, na którym planuje prężny rozwój w kierunku kompletności i nowoczesności oferty. Głównymi celami firmy na najbliższe lata jest rozszerzenie obecnej działalności (sektor Energy & Utility), poprzez oferowanie lokalnym klientom sprawdzonych rozwiązań globalnych; zaznaczenie swojej pozycji w innych sektorach rynkowych, w tym sektor przemysłu, dystrybucji i transportu a także stworzenie centrum kompetencyjnego MS Dynamics.

W wyniku realizacji tych celów Logica powinna stać się dobrze rozpoznawalną marką na rynku polskim i plasować się wśród czołowych dostawców IT dla sektora Energy & Utility oraz znaleźć się wśród trzech największych partnerów Microsoft w Polsce.

Czy może Pan podać przykład jakiegoś ciekawego projektu realizowanego przez Logicę?

Myślę, że na uwagę zasługuje implementacja systemu Logica w międzynarodowej firmie Vattenfall oraz w grupie Fortum. Vattenfall jest dużym przedsiębiorstwem energetycznym, obsługującym klientów w krajach skandynawskich, Niemczech i Polsce. Szwedzkie prawo wymaga aby od 1 lipca 2009 r., wszystkie elektryczne liczniki były odczytywane raz w miesiącu. Próbując sprostać tym wymaganiom oraz przy okazji uzyskać dodatkowe korzyści dla klientów, Vattenfall rozpoczął poszukiwania partnera będącego ekspertem w tej dziedzinie i posiadającego zdolność do wdrożenia tak dużego projektu. Logica jako kluczowy członek konsorcjum wdrożyła swoje rozwiązania informatyczne. W lipcu 2006 r. rozpoczęliśmy realizację projektu automatycznego systemu pomiarowego dla Vattenfall. Po dwóch latach wdrażania projektu, Vattenfall posiada ponad

150000 liczników przystosowanych do automatycznego odczytu. Konsorcjum dostarczyło kompletny system obejmujący całość: od zarządzania projektem, przez instalację i szkolenia. Sercem całego programu jest AM Connect – oprogramowanie oferowane przez Logicę, które pobiera dane z liczników przez nadajnik GPRS i przesyła je do systemu zarządzania danymi, gdzie dane są przetwarzane i przechowywane, a następnie udostępniane w systemie bilingowym.

System usprawnił przesyłanie danych dzięki czemu 99,5% wszystkich danych pomiarowych jest przesyłanych w ciągu 24 godzin. W rezultacie Vattenfall spełnił wymagania ustawowe i uzyskał wysoki poziomu satysfakcji klienta oraz zredukował liczbę reklamacji kwestionujących wystawione rachunki.

A jak wyglądała współpraca z Fortum?

Fortum jest spółką fińską zajmującą się szeroko rozumianą energetyką, od elektrowni (nawet atomowych) poprzez dystrybucję gazu aż do ciepłownictwa i lokalnych kotłowni. Grupa Fortum w Polsce działa w ponad 30 miastach i mniejszych miejscowościach. Zatrudnia blisko 950 osób.

Zarząd Fortum w Polsce postawił jako cel przed swoimi spółkami wdrożenie bilingu oraz systemu obsługi klienta (wraz z wersją internetową iBOK), CRM. Miała to być integracja zarówno procesowa w ramach działalności przedsiębiorstw – w tym ujednolicenie standardu, jak i integracja operacyjna poprzez wprowadzenie np. Centrum Obsługi Klienta. Celem było podniesienie jakości obsługi, szybkości i obniżenie kosztów. Dodatkowym atutem miało być zgromadzenie wszelkich informacji o podstawowym procesie firmy w jednym systemie informatycznym, co umożliwi łatwe przeprowadzanie analiz w przyszłości.

Logica dostarczyła rozwiązanie zbudowane w oparciu o swój system bilingowy i system Microsoft CRM. Wdrożenie objęło blisko 200 pracowników we wszystkich spółkach Fortum (Wrocław, Częstochowa, Płock, Wałbrzych i innych mniejszych). Zaimplementowano kompletny system obejmujący kilka etapów, począwszy od poszukiwania potencjalnych klientów, poprzez marketing, planowanie nowych podłączeń, prowadzenie inwestycji, podpisywanie umów, dokonywanie włączeń i wyłączeń, fakturowanie sprzedaży ciepła i usług, aż do windykacji i spraw sądowych. Jest to pierwsze tak kompleksowe i pełne rozwiązanie w branży energetycznej i komunalnej w kraju.

Rozpoczął Pan pracę jako student w firmie Techno-Progress, kontynuował w firmie WM-data Techno-Progress, a obecnie jest Pan dyrektorem ds. handlu i marketingu w firmie Logica Poland. Co zmieniło się w firmie poza właścicielem i nazwą?

Jesteśmy częścią światowego giganta z dostępem do jego wszystkich produktów i doświadczeń, które możemy oferować klientom w Polsce. Przy realizacji rozległych projektów możemy także korzystać ze wspólnych zasobów ludzkich i centrów kompetencyjnych. Firma wdrożyła system CRM, co znacznie poprawiło obsługę rosnącej ilości naszych klientów. Przyjęliśmy nowe standardy zarządzania firmą poprzez odpowiednie procedury i wdrożyliśmy narzędzia informatyczne do ich realizacji, takie jak: budżetowanie, raportowanie, analizy, kontrola realizacji spraw. Poprawione zostały również warunki pracy pracowników oraz stworzono nowe możliwości dla pracowników, którzy chcą się rozwijać i zdobywać dodatkowe kompetencje.

Uważam, że w wyniku tych zmian nastąpił stały wzrost obrotów firmy – średnio rocznie o ponad 25%, zredukowaliśmy ryzyko w realizacji projektów, a przede wszystkim uzyskaliśmy większą efektywność pracy, większą satysfakcję klientów i pracowników.

Rozmawiali:
Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak

Czy wiesz, że:

- Transfery dokonywane każdego dnia przy wykorzystaniu systemów Logica stanowią równowartość rocznego PKB Stanów Zjednoczonych;
- Oprogramowanie Logica pomaga w wypełnianiu misji jednej trzeciej satelitów okołoziemskich;
- Systemy Logica mają fundamentalne znaczenie dla przekształceń wywołanych zmianami przepisów na rynkach energetycznych całego świata;
- Logica wdrożyła ponad 70 systemów wystawiania rachunków telefonicznych dla klientów firm telekomunikacyjnych i ich rozliczania na całym świecie;
- Oprogramowania Logica dotyczące emisji gazów cieplarnianych pozwoli dokonać transferu ponad 1400 mln zezwoleń na emisję CO_2 rocznie;
- Systemy i usługi Logica obsługujące listy płac przetwarzają ponad 200 mld USD pensji rocznie;
- Logica ma ponad 6000 konsultantów Microsoft oraz ponad 3300 ekspertów SAP na całym świecie i należy do nielicznej grupy partnerów globalnych SAP Global Services Partners.

Jarosław Polak, Intergraph Polska Sp. z o.o.

InService **Intergraph**

Do niedawna gwałtowne zmiany pogody znane nam były jedynie z wiadomości zagranicznych, prasy i programów telewizyjnych. Jednak klimat się zmienia i zjawiska nawet takie jak tornada, zawitały również do naszego kraju.

Według informacji z European Severe Weather Database w Polsce w 1991 r. odnotowano jedno tornado. W 1996 r. było ich 7, w 2001 – 8, a w 2006 aż 52. Do tego dochodzą jeszcze gwałtowne ulewy, powodzie i inne zjawiska atmosferyczne.

Wozy pogotowia wyposażone mogą być w stanowiska przewoźne

fot. Intergraph

W krajach takich jak USA, gdzie tego typu zdarzenia występują znacznie częściej, branżowe firmy sieciowe wyposażają służby dyspozytorskie w systemy, które w krótkim czasie są w stanie obsłużyć wiele tysięcy zgłoszeń oraz usprawnić pracę zespołów w terenie. Jednym z takich systemów jest InService Intergraph wykorzystywany przez firmę Progress Energy do obsługi ponad 1,5 mln klientów na Florydzie – regionu, przez który w ciągu roku przechodzi najwięcej tornad o najbardziej niszczycielskiej sile.

InService przyspiesza usuwanie skutków awarii i przywracanie zasilania, pomagając w pracy dyspozytorom i brygadom pogotowia technicznego, pozwalając na szybką identyfikację miejsc awarii oraz efektywne przydzielanie i koordynację prac. Wykorzystując unikalne połączenie technologii przestrzennej i mobilnej zapewnia sprawną współpracę służb dyspozytorskich i pracowników terenowych.

Stanowiska dyspozytorów wyposażane są w aplikację I/Dispatcher, która podaje informacje o:

- przyjętych zgłoszeniach,
- zespołach terenowych,
- realizowanych zleceniach.

Dzięki wykorzystaniu mapy, informacje o przyjętych zgłoszeniach i zespołach są powiązane z lokalizacją w przestrzeni. Na mapie znajdują się podstawowe informacje o terenie oraz informacje o sieci. Szczegółowe informacje mogą być wyświetlone poprzez wskazanie na mapie lub po wybraniu odpowiedniego elementu z listy.

Okno z mapą dająca możliwość optymalizacji drogi dojazdu do miejsca zdarzenia oraz lokalizowania elementów infrastruktury i klientów

Okno z informacjami o zleceniach, zespołach i ich lokalizacji

Praca z I/Dispatcherem odbywa się zazwyczaj na stanowiskach wyposażonych w dwa monitory – jeden dla okna mapy i drugi, na którym znajduje się szczegółowa informacja o wybranym zleceniu, lista zespołów wraz z przydzielonymi zleceniami i etapie ich realizacji oraz lista zleceń nieobsłużonych. Zawartość informacyjna list jest w pełni konfigurowalna, a same dane mogą być dodatkowo wyświetlane w różnych kolorach w zależności od np. stanu i priorytetu.

Wyposażony w taki zasób danych dyspozytor jest w stanie otwierać i zamykać zlecenia, przydzielać je zespołom terenowym, optymalizować kolejność ich wykonania, drogę dojazdu oraz dobór zespołów do ich obsługi. Informacja o nowych zgłoszeniach i stanie realizacji istniejących aktualizowana jest natychmiast. Na bieżąco może być też prowadzona komunikacja z zespołami terenowymi oraz wyświetlane ich położenie na mapie.

Dyspozytorzy mogą brać udział w obsłudze zgłoszeń, nawet jeżeli znajdują się poza centralą. Zapewnia to aplikacja I/NetDispatcher pracująca w oparciu o przeglądarkę internetową.

Sprawna wymiana informacji pomiędzy dyspozytorem i zespołami terenowymi jest niezbędna do efektywnej realizacji przydzielonych zadań.

Aplikacja I/Mobile została przygotowana specjalnie dla jednostek terenowych i wykorzystuje graficzny interfejs użytkownika dostosowany do wymagań pracy w różnych warunkach terenowych, a w szczególności pracy z ekranami dotykowymi. Operator rozpoczyna pracę od zarejestrowania (zalogowania) się w systemie. Informuje w ten sposób centralę o rozpoczęciu pracy i gotowości do przyjmowania zleceń i wykonywania prac, których lista jest na bieżąco aktualizowana.

W miarę postępu prac, pracownicy zespołów terenowych aktualizują dane dotyczące obsługi danego zlecenia, informując dyspozytora o wyruszeniu, przybyciu na miejsce i zakończeniu realizacji. Jeżeli w wyniku zakończenia prac powstaje konieczność wykonania dodatkowych robót, operator może zarejestrować ten fakt bezpośrednio w terenie ze stanowiska przewoźnego.

Oprócz informacji alfanumerycznych aplikacja I/Mobile zawiera również mapę, której zawartość jest dostosowana do potrzeb danego zespołu. Za jej pomocą operator jest w stanie optymalizować drogę dojazdu do miejsca zdarzenia, lokalizować elementy infrastruktury i wyświetlać dotyczące jej informacje.

W poszukiwaniu metod skracania czasu usuwania skutków coraz liczniej występujących w naszym kraju awarii sieci elektroenergetycznych, spowodowanych anomaliami atmosferycznymi, warto jest skorzystać z doświadczeń firm takich jak Progress Energy i sprawdzonych narzędzi InService Intergraph.

Intergraph Polska Sp. z o.o.
ul. Domaniewska 52
02-672 Warszawa
Tel. (022) 495 88 00
poland@intergraph.com
www.intergraph.pl

Demag Cranes & Components Sp. z o.o.

Postawić na właściwą SUWNICĘ

fot. Demag Cranes & Components

Jeżeli niezbędna jest obsługa ciężkich, dużych lub wielkoformatowych ładunków, to dla suwnic nie ma praktycznie żadnego alternatywnego rozwiązania. Ta klasyczna przedstawicielka ponadpodłogowych środków transportu oferuje dodatkowo tę zaletę, że w celu wykonywania czynności transportowych nie zabiera miejsca na podłodze.
W połączeniu z odpowiednimi urządzeniami chwytnymi suwnice można stosować praktycznie w każdym miejscu do wykonywania zadań transportowych i magazynowych, montażowych lub w celu sprzężenia w pełni automatycznych procesów produkcyjnych. Jeżeli potencjalny użytkownik zamierza zainwestować w suwnicę, musi odpowiedzieć sobie na pytanie, czy i w jakim zakresie ma być ona automatyczna.

O ile niezbędna jest automatyzacja, to jej stopień powinien być dostosowany do przewidywanych zadań. Bo przecież nie liczy się tu automatyzacja jako taka, lecz ekonomiczne rozwiązanie dla określonego klienta eliminujące niewystarczający lub nadmierny poziom techniki urządzenia. W wielu przypadkach wydajność i bezpieczeństwo urządzenia można długotrwale zwiększyć poprzez zastosowanie automatycznych podzespołów dostosowanych do indywidualnych wymogów. Ważną rolę odgrywa w tym zakresie wielofunkcyjność suwnic. Niekonieczny jest duży stopień automatyzacji, gdy użytkownik zamierza obsługiwać suwnicą stal prętową, blachy i belki. W każdym przypadku jest jednak ważne, aby tak dobrać opcje, by pozostawić możliwość dalszej automatyzacji urządzenia.

Suwnice standardowe na początek

Na początku korzystania z suwnic, firma Demag Cranes & Components z Wetter/nad Ruhrą oferuje suwnice standardowe, które w znacznej mierze można konfigurować ze standaryzowanych podzespołów. Z uwagi na standaryzację podzespołów użytkownicy wykorzystują zalety produkcji seryjnej, która umożliwia uzyskanie jakościowo najlepszych wyników oraz stałych, niskich kosztów.

Suwnice standardowe opracowano najpierw głównie z myślą o zastosowaniach uniwersalnych. Duży obszar zastosowania to dział suwnic warsztatowych. Wykonują one uniwersalne zadania operacyjne i transportowe. Także w przypadku suwnic standardowych czasami stosuje się czynne urządzenia chwytne. Tego typu wyposażenie pozwala na wykonywanie zadań specjalnych np. w obszarze produkcji.

Przeważająca część suwnic standardowych posiada kasety podwieszane, którymi z reguły można przejeżdżać niezależnie od wózka. Dzięki temu operator może w pełni skoncentrować się na swoim otoczeniu roboczym. Opracowano także suwnice standardowe obsługiwane z kabiny operatora – są to zazwyczaj duże suwnice pomostowe dwudźwigarowe, stosowane np. w hutnictwie.

Rozbudowa wersji standardowej

Oprócz suwnic standardowych, wykonanych całkowicie zgodnie z zasadami logiki komputerowej Demag, dostępne są również rozbudowane suwnice standardowe. Przedstawiają one rozwiązania dostosowane do indywidualnych potrzeb, które znacznie wykraczają poza ich różnorodne formy konstrukcji. Do rozbudowanych suwnic firmy Demag należą np. suwnice, które zamiast kasety sterowniczej wyposażone są w sterowanie bezprzewodowe. Oferuje ono dużą funkcjonalność i pozwala operatorowi na wybór miejsca obsługi niezależnie od pozycji suwnicy. Za pomocą bezprzewodowego sterowania radiowego lub na podczerwień można zainicjować także wszystkie procesy operacyjne, sterować urządzeniem, a także skanować nalepki z kodami kreskowymi na ładunku.

Ponadto suwnice standardowe można wyposażyć w przetwornicę częstotliwości do łagodnego podnoszenia i opuszczania ładunku. Precyzyjne podnoszenie jest korzystnym rozwiązaniem również pod względem kosztów. Regulację prędkości przetwarzania przetwornicy częstotliwości Demag oferuje w całym zakresie prędkości podnoszenia. Napędy jezdne „Indrive" z wbudowaną przetwornicą częstotliwości minimalizują drganie ładunku, co umożliwia łatwiejsze manipulowanie nim.

Do rozbudowanych suwnic standardowych należą również suwnice z podestem, z obniżonym wózkiem suwnicowym lub kilkoma wózkami, a także suwnice z obniżonym i podpartym dźwigarem głównym, które można dostosowywać do geometrii hali. Niezależnie od tego istnieje także rozbudowana wersja standardowa stanowiąca element łączący z suwnicami procesowymi. Dotyczy to np. suwnic dostosowanych do specyficznych wymogów klienta z czynnym urządzeniem chwytnym. Ciągle jeszcze mamy do czynienia z suwnicami standardowymi, o ile w całościowym ujęciu nie są one konstruowane jako urządzenia wysokowydajne i automatyczne.

Procesy automatyczne

W pełni automatyczne suwnice procesowe podlegają optymalizacji zgodnie z potrzebami ich zastosowania. Potrafią one komunikować się ze zintegrowaną techniką sterującą, np. komputerem zarządzającym magazynem. Wszystkie ruchy, łącznie z podnoszeniem i opuszczaniem ładunku, są sterowane za pomocą odpowiedniego programu. Zbędny staje się stały nadzór; ingerencje manualne są ograniczone do zatrzymania awaryjnego lub przełączania na sterowanie ręczne.

Rozstrzygnięcie między suwnicą standardową a suwnicą w pełni automatyczną w wielu przypadkach będzie zależeć od przepustowości urządzenia. Istnieje np. wyraźny trend do automatyzacji, gdy suwnica stanowiąca istotną część składową wewnętrznego systemu logistyki produkcji łączy magazyn i dział wysyłki. W takim przypadku suwnica ma duży wpływ na wydajność i elastyczność oraz ostatecznie na ekonomiczność całego procesu.

Użycie suwnicy automatycznej wymaga wcześniejszej współpracy między użytkownikiem, planistą i producentem. Tylko harmonijne współdziałanie partnerów: od planowania, poprzez realizację aż po uruchomienie, zapewnia na długie lata dobrze funkcjonujący system. Punktem wyjściowym dla perspektywy ekonomicznej jest zawsze zakres obciążenia, do którego musi dostosować się urządzenie chwytne.

Rodzaj i kształt urządzenia chwytnego określa ładunek lub jego nośniki. W przypadku urządzeń sterowanych w pełni automatycznie to właśnie urządzenie chwytne przejmuje kluczową

fot. Demag Cranes & Components

rolę, gdyż tylko odpowiednio dobrane do danego ładunku umożliwia jego automatyczne mocowanie. Jednocześnie należy przy tym uwzględnić, że urządzenie chwytne musi podnosić i opuszczać ładunek w ramach określonego zakresu tolerancji pozycjonowania.

MasterLine ze specjalnymi suwnicami branżowymi

Aby klienci z danej branży mogli jeszcze szybciej i ekonomiczniej wybrać „właściwą" dla siebie suwnicę, firma Demag Cranes & Components stworzyła szereg suwnic typu *Master Line*. *Master Line* oznacza suwnice zoptymalizowane pod kątem przebiegu procesu, które są opracowane specjalnie na potrzeby przemysłu papierniczego, obróbki stali, przeładunku kontenerów lub materiałów sypkich.

Koncepcja *Master Line* wychodzi naprzeciw wymaganiom klientów z danych branż dzięki takim wariantom suwnic jak *Papermaster*, *Coilmaster*, *Steelmaster*, *Containermaster* i *Bulkmaster*. W odniesieniu do wszystkich tych zakresów zastosowania Demag Cranes & Components posiada ugruntowaną wiedzę opartą na długoletnim doświadczeniu. A ponieważ zdobyta wiedza praktyczna przenika niejako do samych produktów, osoby zainteresowane nie muszą odbywać już czasochłonnych i kosztownych rozmów konsultacyjnych. *Steelmaster* spełnia np. wszelkie podstawowe wymagania w zakresie ekonomicznego konfekcjonowania stali.

Potencjalny klient może skoncentrować swoją uwagę na optymalizacji, m.in. na tym, które wyposażenie dodatkowe jest dla niego właściwe, lub czy będzie pracować w trybie ręcznym. Demag oferuje również suwnice, które nie mają zbyt małych, ani zbyt dużych wymiarów, gwarantujące ekonomiczne rozwiązanie.

Aby jeszcze bardziej ułatwić klientom wybór, w przypadku Master Line opracowano różne pakiety wyposażenia. Już **Classic**, najkorzystniejszy wariant pod względem ceny, spełnia podstawowe wymagania, jakie klienci stawiają przed czystym, przejrzyście zorganizowanym, bezpiecznym i profesjonalnym magazynem charakteryzującym się z dużym stopniem wykorzystania przestrzeni. Części składowe tego pakietu to suwnica o nośności 30-40 t, urządzenie chwytne, np. magnes, chwytak lub haki typu C oraz sterowanie radiowe lub też przejezdna kabina operatora.

Jeżeli wymagania klienta są większe, np. w zakresie wydajności przeładunku i redundancji, lub też życzy sobie przygotowania do pełnej automatyzacji, wówczas właściwym rozwiązaniem będzie **pakiet Advanced**. Ten kolejny wariant, posiadający dodatkowo układ półautomatyczny, system zarządzania magazynem oraz Storage Manager, zapewnia szybki dostęp do towaru oraz większą przejrzystość w zakresie posiadanych zapasów i miejsca magazynowania. **Wersja Premium** to w pełni automatyczne rozwiązanie zawierające programy zoptymalizowane kątem oszczędności i przebiegu procesów, przeznaczone do załadunku i rozładunku oraz zarządzania stanami magazynowymi.

Demag potrafi elastycznie tworzyć pakiety wyposażenia ze standardowych produktów. Dlatego w praktyce sprawdza się najczęściej połączenie poszczególnych właściwości, które najpełniej odpowiadają wymaganiom klienta. Ponadto przygotowane zostają również możliwości późniejszej rozbudowy urządzeń. I tak np. Demag przewiduje w przypadku *Steelmaster* montaż wagi, którą można następnie bez przeszkód dozbrajać.

www.demagcranes.pl

DEMAG
Cranes & Components

Pomagamy w rozwoju twojej firmy

Proces produkcyjny to czynnik sukcesu twojej firmy. Możesz zaprojektować go w taki sposób, by stał się szybki i efektywny. Suwnice i urządzenia firmy Demag Cranes & Components ułatwią ci to zadanie.

Optymalizujemy przepływ materiałów, zapewniając tempo, efektywność i wysoką jakość. Dzięki naszym rozwiązaniom staniesz się solidnym dostawcą i rzetelnym kontrahentem.

CZYNNIK SUKCESU

Demag Cranes & Components Sp. z o.o. · Tel. +48 (0-22) 33 08 400 · demag@demagcranes.pl · www.demagcranes.pl

mgr inż. Mirosław Loch, Microtech International Sp. z o.o.

AUTOMATYZACJA NOWOCZESNYCH KOTŁÓW PAROWYCH OR-50

Wspólnym zadaniem stojącym przed energetyką zawodową, energetyką przemysłową oraz energetyką cieplną jest konieczność modernizacji zasobów wytwórczych. Nie jest bowiem możliwa bezterminowa eksploatacja istniejących i już w dużej mierze zużytych urządzeń i instalacji.

Jednak nowe inwestycje muszą bazować na nowoczesnych konstrukcjach technicznych oraz powinny być oparte o właściwy rachunek ekonomiczny zarówno w fazie inwestycji jak i eksploatacji. Niebanalnym elementem jest także konieczność spełniania przez nowe lub modernizowane instalacje najwyższych norm w zakresie ochrony środowiska.

Modernizacja dwóch kotłów OR-32/50-N w Elektrociepłowni Polkowice

W kwietniu 2007 r. rozpoczęła się, a w styczniu 2008 r. zakończyła modernizacja istniejącego kotła OR-32 K4 w Elektrociepłowni Polkowice (należącej do spółki Energetyka Sp. z o.o. w Lubinie) na kocioł w technologii ścian szczelnych.

Generalnym wykonawcą modernizacji było przedsiębiorstwo GROS-POL Sp. z o.o. z Poznania. Konstruktorem kotła OR-50 był zespół projektowy Biura Techniki Kotłowej w Tarnowskich Górach pod kierownictwem Józefa Wasylowa, a wykonawcą systemu automatyki – Microtech International Sp. z o.o. z Wrocławia.

Opracowana przez BTK konstrukcja kotła jest efektem doświadczeń zdo-

bytych w trakcie opracowywania dokumentacji konstrukcyjnej i projektowej dla większości inwestycji w zakresie kotłów rusztowych (wodnych i parowych) w Polsce.

Generalny wykonawca modernizacji od prawie 20 lat zajmuje się modernizacjami systemów ciepłowniczych, modernizacjami źródeł ciepła, dostawą i modernizacją kotłów, ze szczególnym doświadczeniem w zakresie układów kogeneracyjnych oraz ekologicznych źródeł ciepła opalanych biomasą.

Microtech International (następca prawny Softechnik Sp. z o.o.) ma w swoim dorobku automatyzację kilkudziesięciu kotłów rusztowych oraz automatyzację wielu przemysłowych i komunalnych źródeł ciepła.

Podstawowe parametry kotła OR-32/50-N:

- nominalna wydajność parowa – 50,0 Mg/h,
- minimalna wydajność parowa – 15,0 Mg/h,
- nominalna wydajność cieplna – 40,7 MW,
- ciśnienie wody przed zaworem regulacyjnym – 8,0 MPa ciśnienie pary na wylocie – 6,5 MP,
- temperatura pary na wylocie – 485,0°C.

Wykonane pomiary sprawności kotła potwierdzają właściwy dobór rozwiązań konstrukcyjnych:

- obciążenie 53,55 t/h – sprawność 88,94%,
- obciążenie 36,96 t/h – sprawność 88,96%,
- obciążenie 26,93 t/h – sprawność 87,62%.

Kocioł OR-32/50-N K4 w elektrociepłowni w Polkowicach

System automatyki kotła OR-50

Pełna automatyzacja spalania w parowym kotle rusztowym obejmuje:

- wykonywanie ciągłych pomiarów parametrów technologicznych kotła oraz parametrów układów wykonawczych,
- realizację blokad i zabezpieczeń kotła, w zakresie wymaganym przez UDT, rozszerzonym o dodatkowe funkcje, wynikające z wymagań obiektu, obsługi i projektanta kotła oraz konieczności spełnienia wymagań norm europejskich i związanym z tym procesem certyfikacji CE,

LINCOLN INDUSTRIAL

UKŁADY CENTRALNEGO SMAROWANIA
MASZYN, URZĄDZEŃ, POJAZDÓW,
LINII PRODUKCYJNYCH I TECHNOLOGICZNYCH

LINCOLN obniża koszty i ułatwia obsługę
LINCOLN zmniejsza zużycie powierzchni trących
LINCOLN minimalizuje ryzyko wystąpienia awarii
LINCOLN zwiększa niezawodność urządzeń
LINCOLN poprawia efektywność smarowania
LINCOLN optymalizuje zużycie środków smarnych

Oferujemy różnorodne systemy smarowania środkami smarnymi stałymi klasy NLGI od 000 do 3 oraz olejami.

DYSTRYBUTOR LINCOLNA W POLSCE

JUTECH Sp. z o.o.

50-110 Wrocław, ul. Kiełbaśnicza 24, tel. (071) 341 85 25, fax (071) 341 84 76

DORADZTWO * PROJEKTOWANIE * SPRZEDAŻ * MONTAŻ * SERWIS
e-mail: jutech@jutech.pl, www.jutech.com.pl

- sterowanie układami wykonawczymi w trybie pracy automatycznej oraz w trybie sterowania ręcznego kotła,
- automatyczną regulację i optymalizację procesu spalania, prowadzoną w poszczególnych obwodach technologicznych kotła,
- wizualizację stanu kotła i procesu technologicznego, generowanie alarmów i ostrzeżeń oraz udostępnianie danych dla innych systemów informatycznych przedsiębiorstwa energetycznego.

System automatyki kotła OR-50 obejmuje realizację następujących układów regulacji:

- obwód regulacji wydajności kotła,
- obwód regulacji podciśnienia w komorze spalania,
- obwód regulacji ilości powietrza podmuchowego,
- obwód regulacji rozkładu ciśnienia powietrza podmuchowego w strefach rusztowych każdej strony kotła,
- obwód regulacji poziomu w walczaku,
- obwód regulacji temperatury pary na wylocie z kotła,
- obwód regulacji temperatury spalin na wylocie z kotła,
- obwód regulacji odsalania kotła.

Szafa AKPiA kotła OR-50

Poza wymienionymi powyżej układami regulacji zrealizowane są następujące obwody sterowania:

- obwód sterowania zasuwy na rurociągu pary wylotowej,
- obwód sterowania zaworu rozruchowego,
- obwód sterowania zaworu awaryjnego spustu wody,
- obwód sterowania zaworu zaporowego zdmuchiwaczy popiołu i zaworu odwadniającego kolektor parowy wdmuchiwaczy,
- obwód sterowania zdmuchiwaczy popiołu,
- obwód sterowania wentylatorów i przepustnic powietrza wtórnego.

Zastosowanie automatyki kotła rusztowego pozwala na osiągnięcie szeregu efektów technicznych i ekonomicznych:

- nadzór nad poszczególnymi układami technologicznymi,
- zmniejszenie energochłonności kotła,
- zwiększenie efektywności wykorzystania energii chemicznej w paliwie do wartości zbliżonych do nominalnej sprawności kotła,
- zwiększenie zakresu pracy kotła oraz dostosowanie pracy kotła do zmiennych obciążeń turbin i/lub systemu ciepłowniczego,
- wspomaganie obsługi kotła,
- zapewnienie bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń oraz bezpieczeństwa pracy obsługi kotła.

Budowa dwóch kotłów OR-50 w cukrowni w Krasnymstawie

W 2007 r. rozpoczęła się budowa dwóch kotłów OR-50 w cukrowni w Krasymstawie. Inwestycja obejmuje całokształt prac niezbędnych do prawidłowej eksploatacji kotłów począwszy od samych kotłów poprzez budynek kotłowni, układ nawęglania wraz z placem węglowym, układy odpylania wraz z kominem oraz podłączenia do instalacji pary na potrzeby technologiczne oraz turbiny.

Producentem kotła jest Przedsiębiorstwo Remontu i Montażu Urządzeń Energetycznych Energoserwis S.A. w Lublinie, a konstrukcja kotłów jest autorstwa Biura Techniki Kotłowej w Tarnowskich Górach. System automatyki wykonywany jest przez Microtech International Sp. z o.o.

Kotły przeznaczone są na potrzeby technologii cukrowni oraz zasilają turbinę 6 MW. Wraz z całą infrastrukturą towarzyszącą zostaną one uruchomione na najbliższą kampanię cukrowniczą. □

Plac budowy dwóch kotłów OR-50 w cukrowni w Krasnymstawie

MICROTECH INTERNATIONAL

Technologie dla Energetyki Cieplnej

Kompleksowa automatyzacja ciepłowni i elektrociepłowni
Automatyzacja wodnych i parowych kotłów rusztowych
Modernizacja i automatyzacja układów pompowych
Komputerowe systemy wizualizacji
Oprogramowanie przemysłowe automatyki
Modernizacja układów energetycznych

Microtech International Sp. z o.o.
Dział Systemów Ciepłowniczych "Softechnik"
ul. Fabryczna 13, 53-609 Wrocław
tel. 071 346 35 00, fax 071 346 35 99
www.microtech.com.pl
mil@microtech.com.pl

Robert Kotwas, PAROC Polska Sp. z o.o.

PAROC TOP

– program do obliczeń parametrów izolacji

fot. PAROC Polska

Przemysł, ciepłownictwo i energetyka są segmentami gospodarki, które produkują, przesyłają i zużywają duże ilości energii cieplnej. Procesy te narażone są na liczne niekontrolowane straty ciepła. Aby uniknąć tego zjawiska, a energia cieplna, występująca w większości pod postacią gorącej wody lub pary wodnej, nie przenikała w sposób niekontrolowany do atmosfery, wszelkie urządzenia i zasilające je rurociągi muszą być odpowiednio zaizolowane.

PAROC®
Insulate for life

Odpowiednie parametry izolacji można dobrać dzięki programowi PAROC TOP, który PAROC Polska wprowadził na rynek. Program adresowany jest do wszystkich, którzy zajmują się doborem rodzaju i parametrów izolacji. Pozwala na obliczanie strat ciepła, grubości i rodzaju izolacji, temperatury na powierzchni izolacji, spadku temperatury na długości rurociągu, czasu zamarzania czynnika, punktu rosy oraz wielu innych parametrów związanych z izolacją.

Niewątpliwą nowością oferowaną przez program jest uwzględnianie w wynikach obliczeń wpływu konstrukcji wsporczej na końcowe parametry izolacji. Rozwiązanie to narzuca norma **PN EN ISO 12241:2001 Izolacja cieplna wyposażenia budynków i instalacji przemysłowych**, która mówi:

„...Zamocowania rur, podpory i armatura mogą być mostkami cieplnymi, które nie mogą być obliczane z zastosowaniem prostych wzorów. Mostki te są przyczyną dodatkowych strat ciepła, które mogą być uwzględnione różnymi sposobami. W przypadku rur elementy znajdujące się w warstwie izolacyjnej, takie jak połączenia i podpory, są uwzględniane w wyniku przyjęcia dodatku Δλ do obliczeniowej przewodności cieplnej materiału izolacyjnego".

W punkcie 9c powyższej normy czytamy, że jeśli w rurociągach występuje stalowa konstrukcja wsporcza płaszcza izolacji, to należy dodać 0,010 W/(m*K) do współczynnika przewodzenia ciepła materiału izolacyjnego.

Podczas wykonywania obliczeń w programie PAROC TOP wystarczy wybrać rodzaj izolacji poprzedzony literką „s", a w wyniku końcowym zostanie uwzględniony wpływ konstrukcji wsporczej.

Jak duży może być wpływ konstrukcji wsporczej na stratę ciepła pokazuje tabela. Dane do obliczeń: temperatura czynnika 450°C, temperatura otoczenia -20°C, wiatr 1m/s.

Tab. 1. Różnica w grubości izolacji przy porównywalnych stratach ciepła

Średnica [mm]	Max. strata ciepła [W/mK]	Otulina Paroc		WM 100 + konstrukcja wsporcza	
		Gr. izolacji [mm]	Strata ciepła [W/mK]	Gr. izolacji [mm]	Strata ciepła [W/mK]
48	136	80	135,6	110	132,3
159	220	130	209,4	160	210,2
273	289	160	268,3	180	280,3
426	370	160	364,8	200	351,1
630	485	180	453,0	200	470,9

Program jest do pobrania za darmo z naszej strony internetowej **www.paroc.pl** z zakładki „izolacje techniczne". Prowadzimy szkolenia z programu dla biur projektowych. By umówić się na szkolenie wystarczy wysłać do nas e-maila na adres **paroctop@paroc.pl** z tytułem „szkolenie" i danymi osoby kontaktowej odpowiedzialnej za przygotowanie szkolenia.

□

Sebastian Skipor, dyrektor handlowy Nowa Plus Sp. z o.o.

Transformatory TPC

z układem zabezpieczenia bezpiecznik/rozłącznik – część I

Transformatory z układem zabezpieczenia bezpiecznik/rozłącznik stają się integralną częścią dnia codziennego. Dzieje się tak za sprawą wielu dystrybutorów, którzy zakwestionowali transformatory rozdzielcze (montowane na słupach). Operatorzy oraz osoby decyzyjne w zakresie technicznym mają rozległą wiedzę na temat transformatorów. Coraz częściej pojawiają się bezpośrednie odniesienia do normy IEC 60076-13 Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej. Poniżej podano zalety transformatorów z zabezpieczeniem (TPC – Transformateur Protection Coupure) oraz wprowadzenie w tajniki zastosowania systemów TPC.

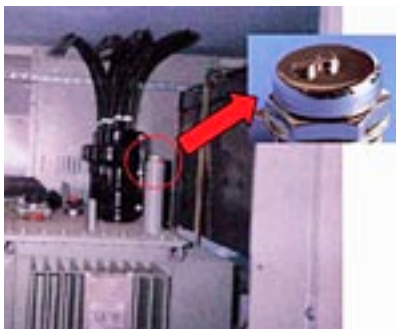
O czym mówi norma IEC 60076-13?

Konieczne jest zapoznanie się z tym rozporządzeniem, a poniższe uwagi mają zachęcić do zapoznania się ze wspomnianą normą.

Co jest celem wspomnianej normy?

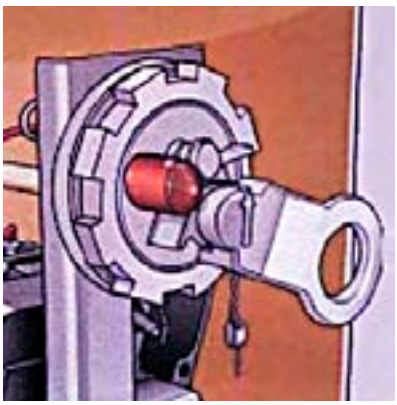
Ma ona za zadanie określić poziom parametrów transformatorów wyposażonych w funkcję zabezpieczenia i wyłączenia.

Funkcja ta chroni środowisko, dobra naturalne, ludność oraz osoby obsługujące transformator przed konsekwencjami, które mogą wyniknąć w przypadku zwarcia wewnątrz transformatora. Zadaniem tej funkcji jest wyeliminowanie skutków zewnętrznych łuku elektrycznego takich jak wydostanie się cieczy lub gazów (zniszczenie pozostaje wewnątrz kadzi), wyeliminowanie prądu zwarcia oraz wyłączenie tylko uszkodzonego transformatora bez powstania ogólnej przerwy w dostawie energii. Jest to główna zaleta urządzenia. Dotychczas bowiem, w przypadku wewnętrznych zwarć w transformatorze często stosowane były jedynie zawory ciśnieniowe, których skuteczność nie była faktycznie potwierdzona. Można też kwestionować poziom bezpieczeństwa przy stosowaniu takich zaworów.



Czego norma ta nie zaleca?

Nie chodzi tu, jak błędnie można wnioskować, o zabezpieczenie samego transformatora. Zgodnie z paragrafem 6.2 normy IEC 60076-13, „urządzenie pełniące funkcję zabezpieczenia i wyłączenia wewnątrz kadzi nie powinny być dostępne, ani też regulowane". Inne, dostępne urządzenia zabezpieczające, nie odpowiadają więc wymaganiom normy. Co więcej, takie ograniczenie dostępności współgra z europejską praktyką, zgodnie z którą nie wolno dopuszczać do błędów operacyjnych poprzez umieszczanie w oleju wyłącznika odcinającego średniego napięcia.



Zainteresowanie wyłącznikiem trójfazowym

Aby zagwarantować zgodność z paragrafem 3.2 wspomnianej normy, według której „funkcja wyłączania ma na celu wyeliminowanie prądu oraz niskiego napięcia poprzez automatyczne odcięcie połączenia pomiędzy końcówkami średniego napięcia i częścią czynną", na ogół wymagane jest wyłączenie wszystkich trzech faz we wszystkich przypadkach awaryjnych. Dlatego też (zgodnie z paragrafem 7.4 normy) dostawca jest zobowiązany poinformować o tym, czy wymaganie jest spełnione, czy też nie.

Zasada koordynacji

Urządzenie musi być odporne na dopuszczalne przeciążenia zgodnie z normą IEC 60076-7 (zwykle do 1.40 x In przez 3 godziny). Taka przeciążalność urządzenia w większości przypadków jest wystarczająca. Dla transformatorów, które mogą działać w warunkach wykraczających poza granice przeciążenia, czynnikiem chroniącym urządzenie przed uszkodzeniem jest koordynacja bezpieczników umieszczonych po stronie niskiego napięcia transformatora. W ten sposób można uniknąć zagrożeń po stronie wysokiego napięcia związanych z interwencyjnym manewrowaniem transformatorem. Koordynacja między charakterystykami czasowo-prądowymi zabezpieczenia wielofazowymi i kolejności zerowej zabezpieczenia podstacji WN/SN ogranicza utratę zasilania tylko do uszkodzonego transformatora. Charakterystyki czasowo-prądowe zabezpieczeń muszą być pokazane na tabliczce znamionowej (paragraf 6.2 normy). Musi też być podana maksymalna zdolność wyłączania prądu zwarcia.

Badania TPC

Wprowadzenie systemu TPC nie może powodować zmniejszenia niezawodności działania urządzenia. Należy uzasadnić dodatkowe koszty poprzez wykazanie dodatkowych zalet wyrobu. Dlatego też wymagane jest przeprowadzenie całej serii badań wyrobu.

Badania potwierdzające niezawodność działania urządzenia:

- poprzez pomiar wyładowań niezupełnych sprawdza się, czy którykolwiek z dodanych elementów mógłby, po dłuższym okresie, spowodować awarię wynikającą na skutek na przykład zbyt małej odległości mię-

dzy zespołami urządzeń,
- zbyt mała czułość zabezpieczeń i wyłączenia w stosunku do dopuszczalnych przeciążeń wskazanych w normie IEC 60076-7,
- zbyt mała czułość tej funkcji w przypadku prądu rozruchowego (podczas manipulacji urządzeniami ulokowanymi w innych miejscach sieci),
- wytwarzanie zwiększonego ciśnienia w celu zbadania, czy kadź jest w stanie wytrzymać wewnętrzne ciśnienie przed i po wyłączeniu awarii.

☐ Badania sprawdzające zachowanie się funkcji zabezpieczenia i wyłączenia w określonych sytuacjach

Badania w różnych sytuacjach awaryjnych na różnych egzemplarzach próbnych:
- zwarcie w uzwojeniach po stronie niskiego napięcia,
- usunięcie połowy objętości oleju,
- przyłożenie niszczącego przeciążenia (przewyższającego 3-4 razy prąd znamionowy),
- zwarcie na uzwojeniach po stronie wejściowej,
- zachowanie funkcji zabezpieczenia i wyłączenia w pobliżu prądu o wartościach krytycznych (paragraf 3 przy użyciu bezpieczników).

Jeżeli dielektryk nie jest olejem mineralnym wymagane mogą być dodatkowe badania weryfikujące działanie systemu (odnośnik w paragrafie 7.3 normy).

Kryteria stosowane podczas prób:
- wyłączenie urządzenia nie może spowodować nadmiernych przepięć niekompatybilnych z izolacją niskiego i wysokiego napięcia,
- podczas całego procesu badania, w tym piętnastominutowego okresu po wyłączeniu prądu, nie może dojść do zewnętrznych uszkodzeń,
- po wyjęciu urządzenia z kadzi zbiornika bada się czy wszystkie trzy fazy zostały wyłączone, jeśli takie działanie było deklarowane.

Nowa Plus Sp. z o.o.
62-002 Suchy Las, ul. Klonowa 7
tel. +48 61 652 59 58
e-mail: biuro@nowaplus.com.pl
www.nowaplus.com.pl

reklama

Dystrybutor i producent transformatorów olejowych oraz osprzętu kablowego

NOWA PLUS

Firma **Nowa Plus Sp. z o.o.** z siedzibą w Suchym Lesie k. Poznania jest producentem i dystrybutorem osprzętu kablowego oraz materiałów elektroizolacyjnych. Od 2003 roku jest głównym dystrybutorem transformatorów francuskiej firmy **Transfix Toulon**, produkującej transformatory rozdzielcze **SN** o mocach od 40 do 2000 kVA oraz transformatory TPC z funkcją zabezpieczenia/rozłączenia. Transformatory rozdzielcze **SN** zostały przebadane przez Instytut Energetyki w Warszawie i posiadają dopuszczenie do stosowania w krajowych przedsiębiorstwach energetycznych.

TPC to opracowane i opatentowane przez firmę **TRANSFIX** rozwiązanie integrujące transformator z układem zapewniającym odłączenie zasilania z sieci **SN** w przypadku wystąpienia zwarcia wewnętrznego transformatora.
Transformatory **TPC** są szczególnie zalecane:
- w stacjach usytuowanych blisko zabudowań,
- w strefach ochronnych, np. skupiska ludzi, zbiorniki wodne, parki, lasy itp.,
- w sieciach **SN** o dużych prądach zwarciowych.

Transformatory **TPC** instalowane na stacjach słupowych nie wymagają stosowania bezpieczników napowietrznych po stronie **SN**. W stacjach kontenerowych pozwala to na uproszczenie instalacji **SN** przez zastąpienie funkcji zestawu rozłącznika z bezpiecznikami układem „zabezpieczenie – rozłączenie".

Nowa Plus Sp. z o.o.
ul. Klonowa 7,
62-002 Suchy Las k. Poznania
tel. +48 61 652 59 58
tel. +48 61 652 59 59

NOWA PLUS
Ulgowa infolinia - 0 801 34 34 01
e-mail: biuro@nowaplus.com.pl

Andrzej Król, FHU KRÓLAS

Rozwiązujemy **wiele problemów**

Obecnie coraz większym problemem w świecie techniki, przy wzrastających parametrach użytkowych części maszyn i urządzeń, jest ich ochrona przed skutkami erozji, abrazji czy też korozji. Dotyczy to szczególnie pracy w trudnych warunkach oraz tam, gdzie nie ma możliwości częstych przestojów w celu ich regeneracji lub wymiany zużytego elementu na nowy.

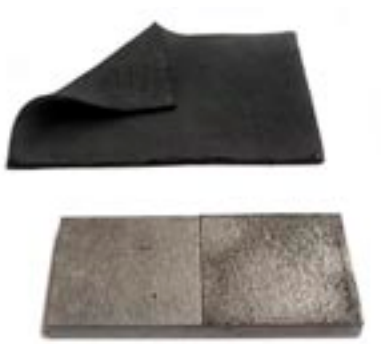
Zajmujemy się produktami, w których zastosowano wysoce wyspecjalizowaną i opatentowaną technologię wolframowych węglików spiekanych. Produkty te pochodzą od czołowych producentów światowych, takich jak np. Kennametal. Znajdują one zastosowanie praktycznie w każdej dziedzinie przemysłu.

Dla przemysłu związanego z energetyką, ciepłownictwem oraz branżami pokrewnymi, dysponujemy m.in. elektrodami do napawania utwardzającego, płytkami trudnościeralnymi oraz **rewolucyjnym rozwiązaniem na światowym rynku produktów z węglików, czyli okładzinami wolframowymi**. Dzięki swej elastyczności oraz właściwościom ochronnym przed różnego rodzaju oddziaływaniami niszczącymi, są one stosowane w miejscach szczególnie narażonych na wyżej wspomniane czynniki jak erozja, abrazja i korozja, a także dowolne kombinacje tych trzech czynników lub innych.

Unikalny proces lutowania twardego z przenikaniem, łączy twardość węglika wolframu z odpornością na korozję niklu-chromu-boru, tworząc barierę zabezpieczającą o niezrównanych właściwościach w zakresie ochrony przed zużyciem. Wytrzymałość spoiny przekraczająca 483 MPa oraz właściwości wiązania międzycząsteczkowego sprawiają, że okładzina jest niezwykle odporna na odpryskiwanie, pękanie i łuszczenie się.

Przykładowo w wyniku badania EPR (Instytut Badań Energetycznych) stwierdzono, że w podwyższonych temperaturach okładzina z węglika wolframu chroni rurki kotła przed zużyciem erozyjnym kilkukrotnie lepiej niż alternatywne powłoki. Wykładzina zapewnia także pierwszorzędną ochronę przed erozją łopatek wentylatora w kotłach energetycznych, na które działa z dużą szybkością strumień popiołu lotnego z węgla bitumicznego.

Badania terenowe potwierdziły także, że oferowana okładzina z węglika wolframu o grubości 1,5 mm zapewnia taką samą ochronę przed korozją co 25 mm warstwa napawana węglika chromu lub 75 mm warstwa stali węglowej.



Elastyczność wykładziny pozwala na zastosowanie praktycznie na każdym kształcie. Na płytce widać, że po zespoleniu z podłożem grubość okładziny jest minimalna

Wszystko to sprawia, że zastosowanie okładzin z węglika spiekanego pozwala na bardzo znaczącą redukcję kosztów eksploatacyjnych oraz – co jest bardzo istotne – na dokładne określenie czasu realizacji następnego remontu. Dzięki swym właściwościom okładzina ta została zastosowana już w połowie elektrowni w USA.

Skrótowe informacje na temat elektrod do napawania utwardzającego oraz płytek trudnościeralnych znajdują się na naszej stronie **www.frezy.go.pl**.

FHU KRÓLAS
tel./fax (032) 422 41 89
tel. kom. 504 184 332

Zagadnienie SMAROWANIA w branży energetycznej

KLÜBER LUBRICATION jest firmą międzynarodową należącą do największego w Niemczech koncernu rodzinnego Freundenberg. Posiadamy długoletnią tradycję – Klüber został założony w 1929 r. w Monachium i od tego momentu datuje się jego dynamiczny rozwój. Dzięki wysokiej jakości produktów oraz intensywnej działalności badawczo-rozwojowej, zalicza się do najbardziej cenionych producentów środków smarowych.

Obecnie posiadamy 14 zakładów produkcyjnych na całym świecie oraz 30 przedstawicielstw, które nie tylko prowadzą sprzedaż produktów, ale oferują również fachową pomoc w zakresie doradztwa technicznego, będąc kompetentnym partnerem w doborze inteligentnych rozwiązań smarowniczych.

Temat smarowania w branży energetycznej jest bardzo szeroki. Firma Klüber zajmuje się rozwojem i produkcją specjalistycznych środków smarowych, dlatego też znajdują one zastosowanie w specyficznych warunkach pracy. Najważniejsze z nich to:

- bardzo szeroki zakres temperatur pracy,
- wysokie obciążenia,
- wpływ mediów agresywnych,
- oddziaływanie pary i wody,
- wpływ zmiennych mediów otoczenia,
- obciążenie uderzeniami.

Ponieważ nie sposób omówić wszystkich sposobów smarowania maszyn i urządzeń używanych w branży energetycznej, posłużymy się tutaj tylko kilkoma typowymi przykładami.

Pierwszym z nich będzie smarowanie młynów pionowych, w których z reguły występują mocno obciążone łożyska wałeczkowe (np. w młynach firm Pfeiffer, Polyssius czy Babcock) – rozwiązaniem jest tutaj zastosowanie olejów poliglikolowych serii **Klübersynth GH 6**. Wykazują one wysoką nośność przeciwzatarciową oraz doskonałą odporność na starzenie i utlenianie się. Posiadają również dobry stosunek lepkość-temperatura, jak i doskonałe zachowanie się w wysokich temperaturach. Są polecane przez wytwórcę młynów pionowych – firmę Pfeiffer.

Innym ważnym urządzeniem w „łańcuchu technologicznym" w typowej elektrowni są podgrzewacze powietrza i spalin. Występuje tutaj wcześniej przytoczony wpływ mediów agresywnych i temperatury. Doskonałym rozwiązaniem smarowania łożyska oporowego jest zastosowanie smaru **Unimoly GL 402**. Jest to smar na bazie oleju mineralnego i mydła litowego z dodatkiem MoS_2. Charakteryzuje się on wysoką wydajnością, odpornością na starzenie i utlenianie oraz bardzo dobrą ochroną przed korozją. Jest dedykowany smarowaniu wysokoobciążonych wolnoobrotowych łożysk tocznych i ślizgowych.

Kolejnym interesującym zastosowaniem dla specjalistycznych środków smarowych są wentylatory pomocnicze ciągu. Newralgicznym ich punktem są łożyska podpory regulacji łopat wirnika. Ze względu na zakresy temperatur Klüber proponuje dwa typy smarów. I tak do 180°C smar **Petamo GY 193** na bazie olejów estrowych oraz polimocznika, jako zagęszczacza, charakteryzuje się wysoką stabilnością termiczną, dobrą ochroną przed korozją oraz wysoką odpornością na starzenie i utlenianie się.

Powyżej temp. 180°C proponujemy smar **Barrierta L 55/2** czy też **Klübertemp HM 83-402**. Są to smary na bazie perfluorowanych olejów polieterowych z zagęszczaczami w postaci PTFE.

Smary te charakteryzują się wysoką odpornością na temperaturę (do 260°C), dobrą zdolnością przejmowania obciążeń, wysoką tolerancją względem różnego typu tworzyw sztucznych czy materiałów uszczelnień oraz znakomitą odpornością na media agresywne.

Wiadomym jest, że w elektrowniach występują również dmuchawy oraz silniki elektryczne z niezliczoną ilością łożysk do nasmarowania. Z reguły występuje tam smarowanie na tzw. okres żywotności łożyska. Proponujemy tam dwa rodzaje smarów. Pierwszym z nich jest **Klüberplex BEM 41-132** na bazie oleju węglowodorowego, oleju mineralnego oraz specjalnego mydła litowego. Przez dodanie specjalnie dobranych dodatków uzyskuje on optymalną odporność na utlenianie się, jak i dobrą ochronę przed zużyciem i korozją. Drugim rozwiązaniem jest zastosowanie smaru **Staburags N 12 MF**. Jest to smar na bazie oleju mineralnego, kompleksu Na oraz MoS_2. Wykazuje on dobrą ochronę przed korozją i zużyciem, jak również dobre właściwości „pracy awaryjnej" dzięki zawartości stałych substancji smarujących.

Tak jak wspomniano wcześniej, zastosowań dla specjalistycznych środków smarowych jest bez liku. Poniżej jeszcze kilka przykładów w telegraficznym skrócie:

- zawory wody zasilającej i pary przegrzanej, aplikacja: smarowanie wrzecion, rozwiązanie: **UNISILIKON L 250 L, BARRIERTA L55/2**,
- klapy powietrzne (wtórne) na kotle, aplikacja: smarowanie łożysk, rozwiązanie: **Klübertemp HM 83-402**,
- pompy zasilające do kotłów, aplikacja: elementy ruchome sprzęgła, rozwiązanie: **UNIMOLY GL 402**,
- zgarniacz czyszczący w systemie cyrkulacyjnym, aplikacja: smarowanie łańcuchów płytkowych, rozwiązanie: **Klüberbio M 32-82**,
- zawory klapowe w kanałach gorącego powietrza, aplikacja: łożyska klap, rozwiązanie: **BARRIERTA L 55/2**,
- wymienniki ciepła, chłodniki rusztowe oraz wszelkie urządzenia pracujące w wysokich temperaturach. Aplikacja: połączenia śrubowe, rozwiązanie: **WOLFRACOAT C, Klüberpaste HEL 46-450**.

Temat smarowania w energetyce cieplnej i gazowej jest zagadnieniem bardzo szerokim, które trudno opisać w jednym artykule, dlatego wszystkich zainteresowanych prosimy o kontakt z naszym biurem w Poznaniu.

Klüber Lubrication Polska Sp. z o.o.
ul. Wierzbięcice 44 AA
61-558 Poznań

Tel. (061) 8 700 790
Telefax (061) 8 793 805

office@pl.klueber.com
www.klueber.pl

Włodzimierz Adamczewski, Termo-Pomiar

Badania TERMOGRAFICZNE w elektroenergetyce

III część

Raport powstały w wyniku badań termograficznych powinien zawierać zestaw danych oczekiwanych przez zamawiającego, umożliwiających mu podjęcie właściwej decyzji. Rzetelne pomiary prowadzące do tego celu muszą być wykonywane w odpowiednich warunkach, przy pomocy odpowiedniej aparatury, przez wykwalifikowany personel i z zachowaniem właściwych procedur badawczych.

Aparatura

W badaniach urządzeń elektroenergetycznych i energetycznych spotykane są zarówno obiekty duże, takie jak kotły, elektrofiltry, kominy, transformatory, jak i małe, np. nóż odłącznika, przepust izolatora ściennego, itd.

Warunki pomiarowe niekiedy uniemożliwiają obserwację obiektu z dogodnej odległości i pod dogodnym kątem. Potrzeby zamawiającego są zróżnicowane. Czasem potrzebne jest wykrycie i lokalizacja anomalii z szacunkowym określeniem zakresu odchyleń od normy, innym razem dokładna ocena wartości temperatury i klasyfikacja wady.

Spotyka się temperaturę obiektów przewyższającą temperaturę otoczenia o kilka stopni, jak również o kilkaset stopni. Badania prowadzone są w różnej temperaturze otoczenia i warunkach środowiskowych.

Szerokie przedziały zmienności napotkanych i żądanych parametrów powodują, że aparatura termograficzna musi zapewniać wystarczającą rozdzielczość obrazów, przy jednoczesnym dużym polu widzenia w celu identyfikacji, wystarczającą rozdzielczość temperaturową i zmienny przedział oczekiwanej lub obserwowanej temperatury obiektu, możliwość zmiany współczynnika emisyjności w czasie obserwacji i wiele innych.

Pożądana jest również odporność mechaniczna na wstrząsy i wpływy atmosferyczne. Własne zasilanie musi zapewnić co najmniej kilkugodzinną pracę. Rejestracja obrazu powinna mieć moż-

liwość nagrania komentarza słownego (nie powinno być możliwe przypadkowe skasowanie).

Konstrukcja aparatury powinna umożliwiać szybkie dopasowanie parametrów obserwacji do warunków obserwacji obiektu oraz zapewnić stabilność wskazań.

Ta różnorodność wymogów powoduje, że wyodrębniły się dwie klasy aparatury dla zastosowań termodiagnostycznych w elektroenergetyce:

Proste, tanie kamery do badań jakościowych z elementami pomiaru.

Główną cechą jest wizualizacja pola temperatury, a możliwość pomiaru punktowego lub określenie temperatury maksymalnej w obszarze jest elementem ważnym, jednak nie we wszystkich sytuacjach stosowanym. Urządzenia te przeznaczone są do kontroli stanu cieplnego obiektów i elementów w sposób porównawczy lub do wykrywania miejsc występowania ekstremalnych temperatur na kontrolowanym obiekcie. Taką niedrogą aparaturę powinny posiadać rejony energetyczne dla szybkiej, zgrubnej i „na miejscu" oceny stanu cieplnego sprawdzanych urządzeń. Tego typu aparatura jest również rekomendowana dla służb utrzymania ruchu w firmach z zagrożeniem pożarowym, z priorytetem ciągłości ruchu, z obciążoną i rozległą siecią elektroenergetyczną, dużą liczbą rozdzielnic itd.

Tę funkcję pełni obecnie kamera **FLIR InfraCAM**.

Kamery termograficzne pomiarowe o wysokiej rozdzielczości przestrzennej – dla badań głównie ilościowych.

Wyposażone są w oprzyrządowanie umożliwiające pracę w różnych warunkach i kontrolę różnych obiektów. Oprogramowanie wewnętrzne pozwala na wszechstronną analizę termogramów na ekranie kamery już w momencie obserwacji, ale również po zarejestrowaniu.

Oprogramowanie komputerowe pozwala na o wiele bogatszą analizę zarejestrowanych termogramów, na precyzyjną klasyfikację wad i określenie niezbędności remontu, co doskonale optymalizuje pracę ekip remontowych. Aparatura ta umożliwia też badania wszelkich innych obiektów, a nie tylko obiektów elektroenergetycznych.

Ze względu na wysoką cenę oraz niezbędne przygotowanie fachowe operatorów, w kamery takie wyposażane są specjalistyczne ekipy wykonujące na zlecenia z zewnątrz wszelkie prace z zastosowaniem termografii.

Na tego typu kamerę mogą sobie pozwolić również firmy, w których znajdzie ona zastosowanie, poza elektroenergetyką i ogólnie utrzymaniem ruchu, również w procesach technologicznych i w pracach badawczo-rozwojowych. Kamera może być wykorzystana również w celu zmniejszenia zużycia energii w całej firmie (izolacja rurociągów, budynków, obiektów technologicznych).

Takie uniwersalne kamery termowizyjne FLIR serii T o symbolach T200, T250, T360 i T400, z funkcją rejestracji foto oraz (nie wszystkie) komentarza głosowego w pełni spełniają wymienione potrzeby.

Obsługa

Na obraz cieplny urządzeń elektroenergetycznych wpływa bardzo wiele parametrów. Są to głównie:

- warunki meteorologiczne,
- warunki techniczne pracy obiektu,
- konstrukcja urządzenia.

Zobiektywizowanie wpływu tych wszystkich parametrów na obraz cieplny jest trudne, a ze względu na dużą liczbę obiektów poddawanych oględzinom np. w rozdzielniach – praktycznie niemożliwe.

W tej sytuacji szczególną rolę odgrywa poziom kompetencji ekipy wykonującej pomiary termalne w podczerwieni.

Ekipa wyspecjalizowana w pomiarach termograficznych musi dysponować sprzętem pomiarowym odpowiednio wysokiej klasy (kamerą termograficzną pomiarową), wykonuje obligatoryjne kontrole stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć. Potrafi ona podczas oględzin oszacować wpływ wszystkich czynników zniekształcających pomiar, a w razie potrzeby podać temperaturę obiektu w przeliczeniu na warunki normalne. W przypadku badania obiektów nietypowych lub jednostkowych potrafi dobrać optymalne warunki badania; we współdziałaniu z lokalnym specjalistą – uwzględnić specyfikę obiektu i wpływ otoczenia.

Członek grupy badawczej musi posiadać ogólną wiedzę o obiektach badanych, aby zapewnić wystarczającą identyfikację problemu. Im większy poziom kompetencji, tym mniejsza szansa na błąd. W raporcie, na wybranych termogramach, ilustrujących stan termiczny istotnych fragmentów stacji, może być dokonana pogłębiona analiza, na jaką pozwala oprogramowanie.

Pracownik stacji elektroenergetycznej lub ze służb utrzymania ruchu, którego jednym z obowiązków jest systematyczna lub wyrywkowa kontrola zacisków i zestyków aparatów elektrycznych przy pomocy prostej kamery termowizyjnej, musi posiadać podstawową wiedzę o specyfice pomiarów temperatury w podczerwieni na obiektach elektroenergetycznych, jak również dobrą znajomość uwarunkowań tych badań oraz cechami posiadanej aparatury. Główną metodą badań powinny być porównania stanów termicznych tych samych elementów w różnych fazach. Ważne jest, aby prace kontrolne wykonywał w miarę możliwości ten sam pracownik, co zmniejszy rozrzut błędu systematycznego i szybciej nabierze on doświadczenia oraz by wyniki jego pracy były okresowo weryfikowane przez specjalistyczną ekipę termograficzną. Aparatura kontrolna powinna podlegać okresowej kontroli – potwierdzeniom wyposażenia pomiarowego zgodnie z zaleceniami normy PN-ISO 10012-1 „Wymagania dotyczące zapewnienia jakości wyposażenia pomiarowego".

Zgodnie z zasadami Systemu Zarządzania Jakością osoba wykonująca badania termograficzne powinna:

1. Być odpowiednio przygotowana do prowadzenia tego rodzaju badań:
   - posiadać odpowiednie wykształcenie, przeszkolenie i doświadczenie lub umiejętności,
   - posiadać przynajmniej ogólną wiedzę o obiekcie badań, jego technologii i zakresie pracy, możliwości wystąpienia anomalii, normalnego zużycia, a także wiedzę o dotychczasowym przebiegu pracy (historię obiektu),
   - posiadać wiedzę o przewidywanych skutkach wystąpienia anomalii termicznych i ich związku z wadami obiektu,
   - rozumieć znaczenie stwierdzonych odchyleń dla normalnego użytkowania badanych obiektów i znać przepisy prawne lub techniczne dopuszczalności wad.

2. Posiadać sprzęt sprawny i właściwy do wykonywanych badań:
   - certyfikat kalibracji wystawiony przez producenta sprzętu nie jest wieczny. Dla całego wyposażenia pomiarowego, również dla kamer termowizyjnych, konieczne jest sprawdzanie „w wypadku wystąpienia anomalii pracy sprzętu zauważonych podczas normalnej eksploatacji", ale również ustalenie okresowych sprawdzeń z częstotliwością zalecaną przez producenta, bądź opartą o doświadczenia własne lub innych. Częstość sprawdzeń powinna uwzględniać czas rzeczywistej pracy w tym okresie, „starzenie się" w czasie przechowywania oraz koszt i czas wyłączenia z eksploatacji. Ogólne wytyczne znajdują się w normie PN-ISO 10012 +Ap1/2001 „Wymagania dotyczące zapewnienia jakości wyposażenia pomiarowego",
   - sprzęt „właściwy do wykonywanych zadań" oznacza, że zakup został dokonany po dokładnym wyspecyfikowaniu potrzeb (teraźniejszych i dających się przewidzieć) i stosowanie sprzętu w obszarach, gdzie jest to właściwe i uzasadnione.

3. Mieć udokumentowane procedury badawcze oraz postępowania z badaniami i wynikami niezgodnymi z wymaganiami:
   - w szczególności ściśle stosować się do zatwierdzonych procedur dotyczących typowych zastosowań.

4. Badania nietypowe przeprowadzać po nabraniu biegłości w badaniach termowizyjnych oraz po wykonaniu walidacji metody termowizyjnej, tj. oszacowaniu wpływu różnych czynników na niepewność wyniku. Walidacja metody daje orientację, jakie naprawdę czynniki, przy jakich badaniach mają istotny wpływ na wynik, a jakie mają wpływ niewielki i ich wartość nie musi być znana z maksymalną dokładnością.
   - wszelkie odchylenia od spodziewanych wyników, za wyjątkiem wykrytych wad, powinny być „na miejscu" weryfikowane inną metodą, bądź co najmniej „myślowo", aby zminimalizować ryzyko błędnego badania lub niepotrzebnej rejestracji stanów normalnych.

Procedury

Procedura badania będzie zależna od możliwych do spełnienia oczekiwań zamawiającego. W przypadku badania rozdzielni (stacji elektroenergetycznych) celem jest znalezienie wszystkich złączy o zbyt wysokiej temperaturze i zakwalifikowanie ich do naprawy o określonej pilności wykonania.

Procedura badania jest funkcją celu. Aby nie pominąć żadnego złącza zasadą jest:

- śledzenie drogi prądowej, np. od odłącznika liniowego do transformatora,
- rejestracja termogramów przejrzanych elementów i odpowiadającego im obciążenia. Obciążenie powinno być stałe lub wolnozmienne, w miarę możliwości maksymalne, nie mniejsze od 40%. W przypadku pól o szybkich zmianach obciążeń, np. podstacji PKP lub trakcji elektrycznej komunikacji miejskiej, rejestrowane są termogramy w czasie wystąpienia obciążenia, co skutkuje wzrostem temperatury złącz i elementów czynnych. Ocena stanu dokonywana jest na podstawie zauważonych relacji temperaturowych między elementami podobnie obciążonymi, a nie przez ocenę przyrostu temperatury (dotyczy to także pól zasilających urządzenia pracujące w sposób nieciągły, przypadkowy, takie jak windy pompy, sprężarki, niektóre wentylatory, grzałki w procesie technologicznym, itp.),
- uwzględnienie warunków przeprowadzania badań (meteorologicznych, środowiskowych, aparaturowych i in.),
- wskazanie zamawiającemu, jeszcze „na miejscu", wykrytych wad wymagających natychmiastowej interwencji,
- zinterpretowanie zarejestrowanych termogramów,
- sporządzenie raportu o typowej formie adekwatnej do potrzeb zamawiającego, a w nim wymienienie, oprócz sytuacji i elementów zarejestrowanych, wszystkich elementów nie podlegających badaniom i przyczyn tego zaniechania.

UWAGA! Często zdarza się, że firmy ubezpieczeniowe wymagają wykonania badań termowizyjnych wszystkich rozdzielnic elektroenergetycznych w zakładzie produkcyjnym, który ubezpieczają i przedstawienia raportu.

Niekiedy żądają przedstawienia termogramów WSZYSTKICH rozdzielnic, nawet nie obciążonych w trakcie badań, jak również takich, w których wykonawca badań nie stwierdza anomalii. Taki „całościowy" raport z badań, mimo elementów zbędnych, niezawierających wad, jest po upływie czasu dobrym odniesieniem do stanu aktualnego. □

PIONIER TERMOWIZJI

FLIR SYSTEMS

FLIR P660

FLIR i5

FLIR T400

INFRACAM SD

FLIR P65

FLIR SC6000

ZAPRASZAMY NA TARGI „ENERGETAB”
w Bielsku-Białej, 16-18 września 2008 r.

STOISKO G40

Przedstawicielstwo FLIR Systems AB, ul. Zimowa 13/18, Nowa Iwiczna, 05-509 Piaseczno
tel.: +48 (22) 703 36 30 do 32, fax: +48 (22) 703 36 34
e-mail: rutkowski@flir.com.pl, www.flir.com.pl

Waldemar Daraż, Przedsiębiorstwo Enercom

Rola służb REMONTOWYCH – część I

Postępujący rozwój gospodarczy powoduje szybki przyrost ilościowy eksploatowanej infrastruktury technicznej, infrastruktury nowoczesnej, odpowiedzialnej za realizację coraz bardziej wyrafinowanych procesów technologicznych. W realiach nasilającej się konkurencji rynku koniecznością staje się poszukiwanie takich metod zarządzania infrastrukturą techniczną, które prowadzić będą do obniżania kosztów jej utrzymania.

Istota polityki remontowej winna skupiać się na poszukiwaniu odpowiedzi na pytanie – co i jak remontować, aby uzyskać jak najlepsze efekty, w sytuacji determinowanej poziomem posiadanego budżetu? Aby móc mówić o „najlepszych efektach" należy zdefiniować kryteria oceny skuteczności działań. Określenie tychże kryteriów to również jeden z elementów polityki remontowej.

Innymi słowy, spróbujmy znaleźć odpowiedź na pytanie – jak zaprojektować politykę remontową i jak ocenić jej skuteczność?

Przypomnę, że tematyka poprzednich artykułów, opublikowanych na łamach „Nowej Energii", stanowiła próbę zainicjowania kompleksowego spojrzenia właśnie na zagadnienie polityki remontowej.

I tak, np. w artykule pt. *„Proces planowania remontów"* omówiony został procesowy charakter ich przygotowania. Tylko takie do nich podejście pozwala bowiem na wprowadzanie powtarzalnych, w pełni kontrolowanych mechanizmów, które z czasem staną się normami i dobrymi praktykami. Uwzględniając zasadę mówiącą, że najgroźniejsze mogą okazać się błędy popełnione w fazie kształtowania założeń do działania, szczególnie etap poprzedzający realizację prac remontowych zachęca do uważnej analizy rządzących nim reguł. To właśnie te niedocenione potrzeby remontowe stanowić mogą częstokroć źródła największych

zagrożeń dla sprawnego funkcjonowania infrastruktury technicznej.

W cytowanym artykule zaproponowano taki oto procesowy schemat etapu przygotowania remontów:

- kompleksowa inwentaryzacja eksploatowanej infrastruktury technicznej,
- wytypowanie, na podstawie oceny stanu technicznego, propozycji operacji remontowych infrastruktury,
- określenie wartości szacunkowej tych propozycji,
- zdefiniowanie budżetu przeznaczonego na remonty,
- systemowa selekcja proponowanych zadań w funkcji dysponowanego budżetu,
- określenie harmonogramu realizacji zaplanowanych zadań remontowych.

Równocześnie położono szczególny akcent na wymagany kompleksowy charakter zasobnika propozycji operacji remontowych oraz na kwestię techniki selekcji tychże propozycji w sytuacji, gdy potrzeby remontowe przekraczają dysponowany budżet.

Sposób tej selekcji winien bazować na obiektywnych regułach, pozwalając uniknąć konieczności planowania intuicyjnego, uwarunkowanego subiektywną interpretacją potrzeb remontowych przez „planistów". Jako przykład systemowej metody selekcji proponowanych operacji remontowych wskazano metodę **SDM** (z języka francuskiego Schema Directeur de Maintenance).

Rys. 1. Schemat ideowy zastosowania do planowania remontów metody SDM

Podejmując próbę szybkiego scharakteryzowania tej metody można stwierdzić, że jest to metoda kosztowa, uwzględniająca aspekt bezpieczeństwa ludzi i środowiska, priorytetów operacyjnych przedsiębiorstwa oraz stanu technicznego eksploatowanego majątku technicznego.

Element przygotowania, a w szczególności planowania remontów, postrzegać należy z całą pewnością jako fragment zarządzania ryzykiem prowadzonej działalności gospodarczej.

Tematyce dzisiejszych rozważań chcę również nadać kierunek związany z dotychczas omawianą problematyką. Proponuję pochylić się przez chwilę nad kwestią roli służb remontowych w strukturze przedsiębiorstwa. Abstrahuję na obecnym etapie, jaka jest, czy jaka być powinna organizacja tychże służb. Jest przecież oczywiste, że w dzisiejszych realiach można natknąć się na różne modele funkcjonalne. Celem tego artykułu nie jest poszukiwanie potencjalnie najlepszych rozwiązań organizacyjnych. Wydaje się, że odpowiedź na pytanie o rolę służb technicznych powinna ukierunkować poszukiwania najskuteczniejszej ich organizacji.

Skuteczności tej nie sposób analizować bez uwzględnienia indywidualnej, lokalnej specyfiki. Nikogo nie potrzeba przekonywać o bezpośrednim oddziaływaniu decyzji technicznych na koszty funkcjonowania przedsiębiorstwa. Wdzięczne to pole do popisu dla poszukiwania rezerw i możliwości doskonalenia organizacji! Niechże ten aspekt posłuży za jeden ze wskaźników pozwalających ocenić rangę służb remontowych, czy nawet może szerzej służb technicznych w przedsiębiorstwie.

A zatem, jak należy określić oczekiwania w stosunku do służb technicznych i w jakie narzędzia je wyposażyć? Jakie ustalić priorytety i jak wymodelować system wartości dla oceny tych służb? Mam nieodparte wrażenie, że dzisiaj w firmach dominują ludzie zajmujący się strategią – długoterminowymi wizjami. W takiej sytuacji częstokroć zdarza się, że tematyka i równocześnie ranga remontów schodzi na plan dalszy. Towarzyszące temu poczucie niedowartościowania służb remontowych jest zjawiskiem niekorzystnym. Niekorzystnym o tyle, że samoświadomość niedoceniania może prowadzić do konfliktu z ideą i ludźmi odpowiedzialnymi za strategię.

Warto zatem uzmysłowić sobie, że obecne realia skazują na niepowodzenie każdą formę działalności pozbawioną długoterminowej wizji, a działalność gospodarczą w szczególności. Niech posłuży to za maksymę, że bez komórek zajmujących się strategią, perspektywiczne funkcjonowanie przedsiębiorstwa jest niemożliwe. Taka jest reguła czasów współczesnych i wszystko wskazuje na to, że nie ma od niej odwrotu. A zatem skoro nie można czegoś uniknąć, to trzeba znaleźć swoje miejsce w określonych realiach.

Jaka więc powinna być odpowiedź służb remontowych? Wydaje się, że najlepszym rozwiązaniem jest wpisanie się w ideę strategii długoterminowej i sięgnięcie po perspektywiczne metody działania. Metody umożliwiające kreowanie powtarzalnych praktyk. Powtarzalność jest bowiem jednym z kluczowych elementów, pozwalających na doskonalenie działania. Systematyczne, pozytywnie ukierunkowane i metodyczne działania muszą dać efekty, w postaci chociażby poprawy niezawodności eksploatowanej infrastruktury. Towarzyszy temu jednakże ważny warunek – to „parcie w przód" musi następować we właściwym kierunku! Można zaoszczędzić sobie komentarza, jak skończyć się może pomyłka w wyborze kierunku.

Niejako na marginesie pojawia się pytanie o to, gdzie sięga wzrok i na co pozwala percepcja kreatorów polityki remontowej? Czy mają oni wizję działania i jaka ona jest? Konieczność wyznaczenia kierunku polityki remontowej – hasło to idealnie wręcz pasuje do filozofii strategii długoterminowej! A zatem skoro konflikt ustępuje miejsca zgodności już na etapie budowania założeń do działania, to fakt ten zachęca do dalszego rozważania nt. roli służb remontowych.

www.ener.com.pl

AKTUALNOŚCI ZE ŚWIATA ENERGETYKI

Elektrownia napędzana prądami morskimi

Pierwsza w świecie komercyjna elektrownia falowa przyłączona została do sieci energetycznej w Irlandii Północnej. Dysponuje ona mocą 1,2 MW, a składa się z dwóch zanurzonych turbin, które generują energię z prądów wodnych u wybrzeży Strangford Lough. Właściciel twierdzi, że system SeaGen po osiągnięciu pełnej mocy będzie w stanie dostarczyć prąd do około tysiąca gospodarstw domowych.

System jest obecnie w fazie testów i generuje 150 kW energii, które są przesyłane do sieci. Nastąpiło jednak uszkodzenie jednego z wirników, spowodowane awarią systemu sterowania. Peter Fraenkel, dyrektor techniczny MCT przekonuje, że awaria zostanie usunięta do listopada tego roku.

Technologia przypomina tę stosowaną w turbinach wiatrowych z tym wszakże wyjątkiem, że zamiast wiatru, turbinę napędzają prądy przepływu wody. Przewaga turbin wodnych nad wiatrowymi polega na tym, że w odróżnieniu od wiatru, prądy wodne są przewidywalne, przekonuje James Taylor z Nova Scotia Power, firmy, która ma w planach podobny projekt.

Pozyskiwanie energii z prądów wodnych zostało zaprezentowane po raz pierwszy przez MCT w 1994 r. na przykładzie zainstalowanego 15 kW systemu w Loch Linnhe u zachodniego wybrzeża Szkocji. W 2003 r., MCT zainstalowało 300 kW system u wybrzeży Lynmouth w Anglii.

Źródło: technologyreview.com

25% unijnej energii z wiatru

Przeszło 25% energii elektrycznej w UE może pochodzić do 2030 r. z wiatru, czytamy w najnowszej strategicznej agendzie SRA (Strategic Research Agenda), wyznaczającej priorytetowe kierunki działalności badawczo-rozwojowej, wydanej przez European Wind Energy Technology Platform (TPWind).

W 2020 r., wiatr może zapewnić nawet 180 GW mocy, co przekłada się na 12 do 14% unijnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Natomiast w 2030 r., może to być nawet odpowiednio 300 GW i 22 do 28%. Udział energetyki wiatrowej na tym poziomie pozwoli ograniczyć emisję CO_2 o 600 Mt rocznie.

W 2030 r. wiatr będzie stanowił największe z nowoczesnych źródeł energii. Swoja pozycje rynek ten zawdzięczał będzie takim czynnikom, jak: zmiany klimatyczne, wyczerpywanie się zasobów ropy i gazu, czy limity emisji CO_2.

Zrealizowanie tego planu będzie w najbliższych latach stanowić kluczowe technologiczne i przemysłowe wyzwanie dla unijnej gospodarki. Aby mu sprostać, konieczne będzie zaangażowanie zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego w całej Europie. Konieczne będzie również nadanie projektom związanym z energetyka wiatrową statusu priorytetowego.

Źródło: EWEA

Nowa elektrownia węglowa na Śląsku

Polska Kompania Węglowa oraz niemiecki koncern energetyczny RWE ogłosiły plany dotyczące zawiązania jeszcze w tym roku przez firmy spółki, która zainwestuje 1,5 mld euro w budowę nowej elektrowni.

W czerwcu podpisane zostało wstępne porozumienie pomiędzy RWE a KW, będącą największym producentem węgla energetycznego w kraju. Według planów, we wrześniu gotowa ma być treść umowy dotyczącej budowy elektrowni w Woli na Śląsku, nieopodal kopalni Piast, największej w Polsce inwestycji w sektorze energetycznym.

W wyniku pierwszych rozmów ustalono, że RWE dysponować będzie 75% udziałów, a pozostałe 25% trafi do Kompanii Węglowej. Niemiecki inwestor zobowiązał się sfinansować inwestycję, natomiast Kompania Węglowa zapewnić teren, infrastrukturę oraz dostawy węgla do elektrowni w ilości 2,5 mln t rocznie.

Źródło: Puls Biznesu

Szczegóły na www.energetyka.xtech.pl

obraz w obrazie

FLUKE®

kamera termowizyjna FLUKE Ti25

☑ możliwość płynnego przejścia od obrazu cyfrowego do termowizyjnego
☑ oprogramowanie w języku polskim ☑ zapis na karcie SD ☑ 2 lata gwarancji ☑ IP54

☑ wysokie parametry – niska cena

TME® Electronic Components

Transfer Multisort Elektronik

93-350 Łódź, ul. Ustronna 41, Polska, tel.: 042 645 55 55, fax: 042 645 55 00, e-mail: tme@tme.pl, www.tme.pl

1988-2008 20 lat na rynku

Systemy zasilania gwarantowanego dla energetyki i przemysłu

zapraszamy do odwiedzenia naszego stoiska na targach **ENERGETAB 2008** 16-18 września, Bielsko Biała, pawilon **A** stoisko nr **1**