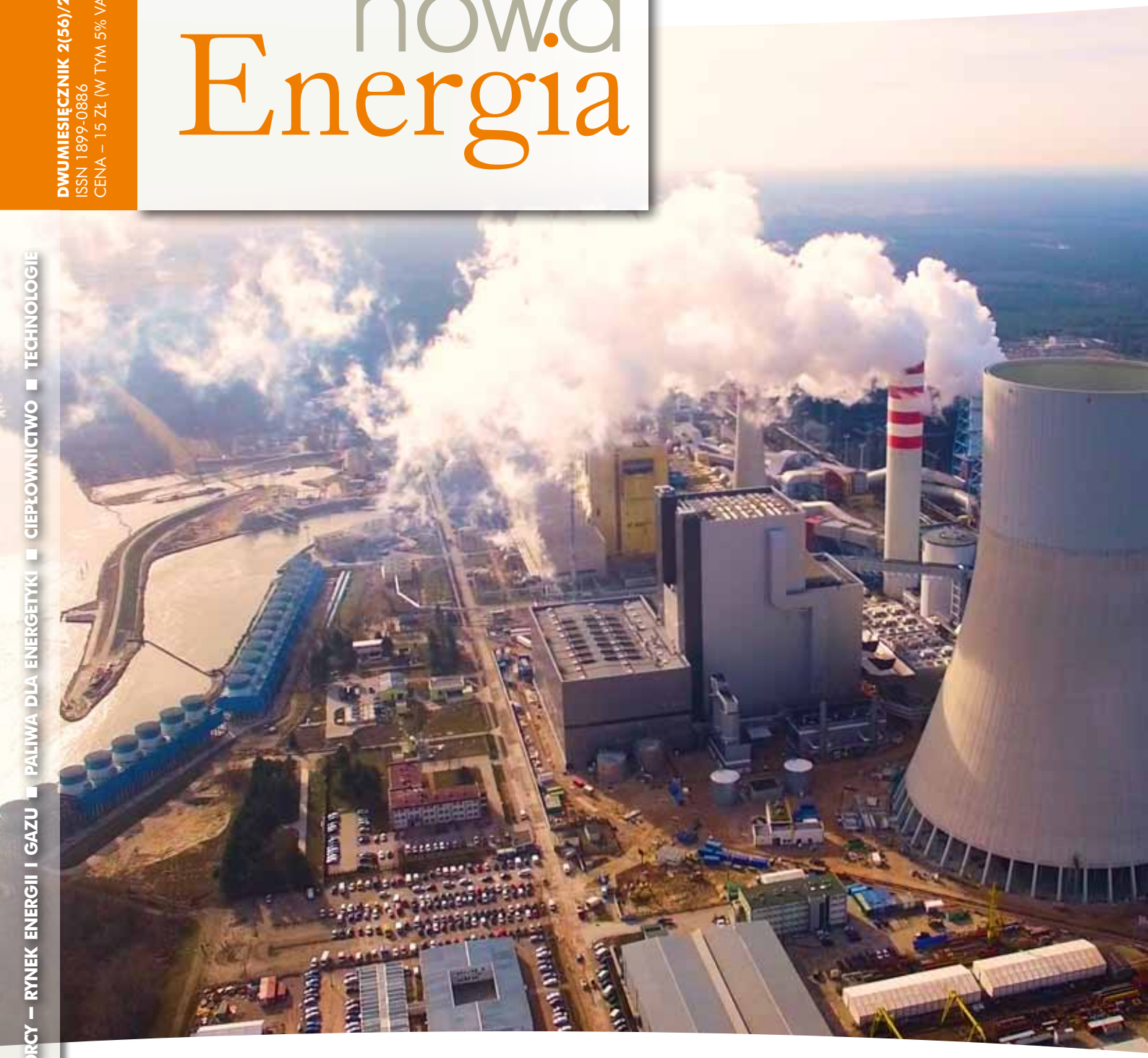
DWUMIESIĘCZNIK 2(56)/2017
ISSN 1899-0886
CENA – 15 ZŁ (W TYM 5% VAT)

# nowa Energia

ELEKTROENERGETYKA ■ ODBIORCY – RYNEK ENERGII I GAZU ■ PALIWA DLA ENERGETYKI ■ CIEPŁOWNICTWO ■ TECHNOLOGIE



Enea

## Kluczowa inwestycja Grupy Enea

- budowa wysokosprawnego bloku 1075 MW na parametry nadkrytyczne w Enei Wytwarzanie

Enspirion

ROZWIĄZANIA PRZYSZŁOŚCI DZIŚ!

# Demand Side Response

# Spis **TREŚCI**

4 Klastry energii - korzyści i szanse realizacji
dr Ewa Mataczyńska, ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

6 Rynek mocy i uczestnictwo w nim jednostek wysokosprawnej kogeneracji w świetle proponowanej przez Ministerstwo Energii ustawy
Anna Kochan, radca prawny, Kancelaria Adwokatów i Radców Prawnych Dziedzic Kowalski Kornasiewicz i Partnerzy

9 Smart Energy System - modułowa poligeneracyjna układanka
Energy Solutions Sp. z o.o.

11 Synergia Klienta z energetyką
Enspirion Sp. z o.o.

13 Własność intelektualna w energetyce - prawne uwarunkowania uzyskania patentu
dr Maciej M. Sokołowski, Wydział Prawa i Administracji UW

16 Kontenerowa instalacja zgazowania odpadów komunalnych w Nowym Dworze
dr hab. inż. Dariusz Kardaś, dr inż. Jacek Kluska, mgr inż. Paweł Kazimierski, mgr inż. Łukasz Heda, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk

22 Muły węgla kamiennego - odpad czy cenne paliwo?
mgr inż. Izabella Maj, dr hab. inż. Piotr Ostrowski prof. nzw. w Pol. Śl, dr inż. Edyta Kudlek, Zakład Kotłów i Wytwornic Pary, Zakład Chemii Środowiska i Procesów Membranowych, Politechnika Śląska

25 Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w świetle nowych planów gospodarki odpadami
dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. ndzw. PŁ, mgr inż. Olga Namiecińska, inż. Paulina Saladra, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

31 Panel dyskusyjny IX Konferencji „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie"
Dagmara Kałus, Wydawnictwo „Nowa Energia"

37 Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE
mgr inż. Wojciech Stawiany, ekspert, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

40 Mała energetyka domowa
dr hab. inż. Dariusz Kardaś, dr inż. Grzegorz Żywica, dr inż. Piotr Klonowicz, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego, Polska Akademia Nauk w Gdańsku

44 Najlepszy w swojej klasie... nowa generacja agregatów gazowych CAT®
Paweł Kwasowiec, manager ds. sprzedaży i serwisu kogeneracji, Eneria Sp. z o.o.

46 Kogeneracja - wczoraj, dziś, jutro
mgr inż. Iwona Kowal, Agencja Rynku Energii S.A.

52 Strategiczne wyzwania sektora ciepłowniczego XXI wieku - cz. 2
dr inż. Krzysztof Fuzowski, kierownik Biura Rozwoju Ciepłownictwa, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA

56 Możliwości wykorzystania małych układów kogeneracyjnych w instalacjach prosumenckich
dr inż. Karol Sztekler, dr hab. inż. Jan Górski, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, mgr inż. Tomasz Siwek, mgr inż. Wojciech Kalawa, inż. Łukasz Żak, Katedra Maszyn Cieplnych i Przepływowych, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie

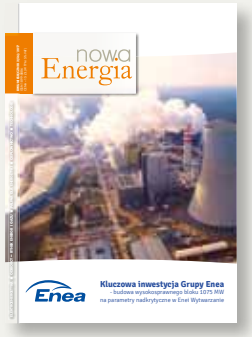
60 Kogeneracja - szanse na rozwój
Rozmowa ze Sławomirem Burmannem, członkiem zarządu, dyrektorem ds. produkcji i zarządzania majątkiem, Veolia Energia Łódź S.A.

62 Uwarunkowania rozwoju technologii zgazowania węgla dla wytwarzania energii w Polsce
dr inż. Dominik Kryzia, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

65 Wielopaliwowe elektrociepłownie z kotłami CFB - zintegrowane rozwiązanie w zakresie zagospodarowania odpadów i ciepłownictwa
Grzegorz Szastok, członek zarządu, dyrektor handlowy, Amec Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o.

**Wydawca:**
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
**Adres Redakcji:**
ul. Wesoła 23, 47-400 Racibórz
Tel. (+48) 32 777 43 35-37
Fax (+48) 32 777 43 38
www.nowa-energia.com.pl
**Redaktor naczelna:**
Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl
**Prezes wydawnictwa:**
Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl
**Redakcja:**
Dagmara Kałus
*Redaktor*
tel. (+48) 32 666 00 10
redakcja@nowa-energia.com.pl
**Dział Organizacyjny:**
Magdalena Nowak
*Specjalista ds. Organizacyjnych*
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
**Dział handlowy:**
Renata Fischer
*Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu*
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
Aldona Stoińska
*Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu*
tel. (+48) 32 777 43 37
marketing@nowa-energia.com.pl
**Redakcja techniczna:**
grafika@nowa-energia.com.pl
**Obsługa informatyczna:**
IT PASJA, www.itpasja.pl
**Korekta:**
Dagmara Kałus
**Druk:**
LCL Dystrybucja Sp. z o.o., 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:
Nowa Energia

# POLECAMY:


RYNEK MOCY I UCZESTNICTWO W NIM JEDNOSTEK WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI W ŚWIETLE PROPONOWANEJ PRZEZ MINISTERSTWO ENERGII USTAWY
**Anna Kochan**, radca prawny, Kancelaria Adwokatów i Radców Prawnych Dziedzic Kowalski Kornasiewicz i Partnerzy
Str. 6
Elektroenergetyka

TERMICZNE PRZEKSZTAŁCANIE ODPADÓW KOMUNALNYCH W POLSCE W ŚWIETLE NOWYCH PLANÓW GOSPODARKI ODPADAMI
**dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński**, prof. ndzw. PŁ, **mgr inż. Olga Namiecińska, inż. Paulina Saladra**, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka
Str. 25
Paliwa dla energetyki

OGÓLNOPOLSKI SYSTEM WSPARCIA DORADCZEGO DLA SEKTORA PUBLICZNEGO, MIESZKANIOWEGO ORAZ PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ ORAZ OZE
**mgr inż. Wojciech Stawiany**, ekspert, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
Str. 37
Odnawialne Źródła Energii

KOGENERACJA - SZANSE NA ROZWÓJ
Rozmowa ze **Sławomirem Burmannem**, członkiem zarządu, dyrektorem ds. produkcji i zarządzania majątkiem, Veolia Energia Łódź S.A.
Str. 60
Ciepłownictwo

UWARUNKOWANIA ROZWOJU TECHNOLOGII ZGAZOWANIA WĘGLA DLA WYTWARZANIA ENERGII W POLSCE
**dr inż. Dominik Kryzia**, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk
Str. 62
Technologie

nowa Energia nowa Energia nowa Energia nowa Energia nowa Energia nowa Energia nowa Energia

# PLANY WYDAWNICZO-KONFERENCYJNE
## WYDAWNICTWA „NOWA ENERGIA" - 2017 r.*

| Miesiąc | Nr wydania dwumiesięcznika „Nowa Energia" / termin publikacji | Konferencje NE |
|---|---|---|
| Luty | **nr 1/2017**<br>20 lutego | **IX Konferencja**<br>„Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie"<br>**Partner Główny:** Krakowski Holding Komunalny SA w Krakowie<br>22-24 lutego 2017 - Kraków (Hotel Galaxy) |
| Marzec | | **III Konferencja Techniczna**<br>„Utrzymanie Ruchu - remonty, modernizacje"<br>**Partner:** ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.<br>29-30 marca 2017 - Kazimierz Dolny / Kozienice (Hotel Król Kazimierz) |
| Kwiecień | **nr 2/2017**<br>7 kwietnia | **IV Konferencja**<br>„Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie"<br>**Partner:** Grupa Veolia<br>11-12 kwietnia 2017 - Łódź (Hotel Ambasador Centrum) |
| Czerwiec | **nr 3/2017**<br>30 maja | **VIII Konferencja**<br>„Gaz w Energetyce - technologie, eksploatacja, serwis"<br>1-2 czerwca 2017 - Rzeszów (Hotel Rzeszów) |
| | | **II Seminarium**<br>„Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia"<br>**Partner:** Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „LECH" Sp. z o.o<br>12-13 czerwca 2017 - Białystok (Hotel Ibis Styles Białystok) |
| | | **Konferencja**<br>„E-mobility"<br>20-21 czerwca 2017 - Kraków (Centrum Energetyki AGH) |
| Wrzesień | **nr 4/2017**<br>6 września | **II Konferencja**<br>„Cyberbezpieczeństwo przemysłowe w sektorze Energetycznym, Gazowym i Petrochemicznym"<br>19-20 września 2017 - Raszyn-Falenty (Falenty Centrum Szkoleniowo-Konferencyjne) |
| Październik | | **VIII Konferencja**<br>„Inwestycje w Energetyce, Ciepłownictwie i Przemyśle - Nowe Technologie dla Ochrony Środowiska"<br>10-11 października 2017 - Opole (Hotel Mercure) |
| | | **II Seminarium**<br>„Aktualne problemy funkcjonowania OSDn"<br>25-26 października 2017 - Katowice |
| Listopad | **nr 5-6/2017**<br>20 listopada | **V Konferencja Techniczna**<br>„Realizacja i Eksploatacja Bloków na Parametry Nadkrytyczne"<br>22-24 listopada 2017 - Kazimierz Dolny/Kozienice (Hotel Król Kazimierz) |

*Organizator zastrzega sobie prawo zmian w harmonogramie

nowa Energia

www.nowa-energia.com.pl

dr Ewa Mataczyńska, ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

# Klastry energii
## - korzyści i szanse realizacji

Wzrost zainteresowania rozproszonymi źródłami energii elektrycznej, mechanizmami jej magazynowania, a także systemami zarządzania popytem oznacza, że odbiorcy końcowi chcą aktywnie uczestniczyć (poprzez rozwój lokalnych inicjatyw) w różnych procesach na rynku energii. Pojawiają się zatem pytania, czy idea tworzenia wydzielonych obszarów zarządzających lokalnie niewielkim zakresem infrastruktury sieciowej wskazuje właściwą drogę do spełnienia tych oczekiwań? Jeżeli tak, to jakich korzyści w wymiarze lokalnym oraz globalnym można się spodziewać? Czy sama świadomość wielopłaszczyznowych korzyści wynikających z nowego modelu rynku energii opartego na mikrosieciach wystarczy, aby wyeliminować bariery, które są nieodłącznym elementem wejścia na rynek nowych podmiotów?

### Struktura sieciowa klastra energii

Klaster energii, w części związanej z energią elektryczną, należy widzieć z perspektywy możliwości wdrożenia nowego modelu rynku energii elektrycznej opartego na funkcjonowaniu tzw. mikrosieci.

Mikrosieć[1], to jakiekolwiek skupisko obiektów posiadających zdolności wytwórcze, odbiorcze, technologie magazynowania, jak również możliwość podjęcia synchronicznej współpracy z systemem elektroenergetycznym bądź pracy wyspowej, ze zdolnością bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z jej wytwarzaniem w skali lokalnej.[2] Natomiast samo pojęcie klastra należy rozumieć jako określenie rodzaju formalno-prawnej współpracy między uczestnikami tworzonej struktury.[3]

Łącząc zatem pojęcie klastra energii z pojęciem mikrosieci (w swojej istocie definiujących obszar działania klastra), wyodrębnia się struktura lokalnej wspólnoty energetycznej, czyli wytwórców energii elektrycznej oraz jej odbiorców, ukierunkowana na zapewnienie jak najwyższego poziomu stabilizacji. Objęta jest ona systemem wspierającym zarządzanie popytem i wytwarzaniem oraz co istotne - posiada elastyczną taryfę umożliwiającą pełne korzystanie z ekonomicznych aspektów współpracy.[4]

Wielowymiarowa współpraca różnych podmiotów zarówno tych, które dysponują własnymi sieciami dystrybucyjnymi na lokalnym obszarze, jak i tych, które korzystają z sieci należących do państwowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych jest niezbędna do realizacji nadrzędnych celów klastra energii. Do celów tych należy zaliczyć: zwiększenie efektywności energetycznej, minimalizacja całkowitego zużycia energii, zmniejszenie negatywnego wpływu na środowisko, poprawę niezawodności dostaw, umożliwienie osiągnięcia korzyści operacyjnych (takich jak zmniejszenie strat), kontrola napięcia lub bezpieczeństwa zasilania i poprawa efektywności kosztowej odtworzenia infrastruktury elektroenergetycznej. Cele te, choć przypisane do klastrów energii, odzwierciedlają globalne cele stawiane zarówno przed spółkami dystrybucji energii elektrycznej, wytwórcami jak i sprzedawcami.

### Główne bariery rozwoju klastrów energii

Bez zapewnienia mechanizmu bodźców oraz przejrzystych regulacji dla realizacji inicjatyw lokalnych, zmiana dotychczasowego modelu rynku energii na nowy, oparty na mikrosieciach nie

będzie możliwa. Główne bariery na jakie napotkają nowe inicjatywy będą związane z utrudnieniami o charakterze między innymi technicznym, ekonomicznym oraz społecznym.

Techniczny charakter barier ściśle związany jest z przyszłą konfiguracją klastra (własność sieci, ilość oraz rodzaj potencjału wytwórczego, obszar działalności). Własna infrastruktura elektroenergetyczna wydaje się być optymalnym rozwiązaniem w działalności klastra. Jednak budowa takiej infrastruktury sieciowej z ekonomicznego punktu widzenia wydaje się nieuzasadniona. Wyjściem z tej sytuacji jest korzystanie z istniejącej infrastruktury lokalnego dystrybutora energii elektrycznej na podstawie właściwej umowy. W tym jednak przypadku, w zależności od planowanego przez klaster potencjału wytwórczego może się okazać, że istniejąca lokalnie infrastruktura ma ograniczone możliwości techniczne w zakresie podłączenia dodatkowych źródeł wytwórczych. Konieczności przeprowadzenia niezbędnej rozbudowy oraz modernizacji sieci w celu jej dostosowania do zmieniających się potrzeb lokalnego rynku generuje duże koszty, do których pokrycia zobowiązany będzie podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci. Zatem w swojej istocie bariery techniczne związane są ściśle z barierami o charakterze ekonomicznym. Oznacza to, że na etapie definiowania parametrów konfiguracji klastra, konieczne jest zestawienie kosztów z oczekiwanymi korzyściami. Takie zestawienie powinno określić, czy występuje uzasadnienie ekonomiczne do tworzenia nowej struktury, a jeżeli tak to czy będzie ona w stanie w przyszłości zaspokoić oczekiwania lokalnej społeczności, wynikające chociażby z korzyści związanych z efektem synergii.

Pomijając bariery techniczno-ekonomiczne występujące przy tworzeniu klastrów energii, należy też zwrócić uwagę na aspekt społeczny przedsięwzięcia. Pomimo zakorzenionego w społeczeństwie przekonania, że systemy lokalnie kontrolowane są bardziej skłonne do podejmowania decyzji uzasadnionych ekonomicznie, ciągle obserwujemy niechęć do angażowania się w nowe inicjatywy. Przyczyny takiej niechęci zależą od indywidualnego postrzegania otoczenia oraz identyfikacji, czy interpretacji oczekiwań związanych z jego rozwojem. Mogą wynikać z niewystarczającej wiedzy w zakresie proponowanych zmian, co przekłada się na strach przed nowymi rozwiązaniami. Dodatkowo perspektywa zmian uruchamia całą gamę fundamentalnych potrzeb związanych chociażby z chęcią zachowania posiadanego poczucia bezpieczeństwa. Natomiast dla podmiotów już funkcjonujących na rynku energii elektrycznej stan obecny, który miałby podlegać zmianie, postrzegany jest jako wynik obiektywnego dostosowywania się do panujących warunków wewnętrznych i zewnętrznych przez ostatnie lata, i jako taki uznawany jest za optymalny.

> „Łącząc zatem pojęcie klastra energii z pojęciem mikrosieci (…), wyodrębnia się struktura lokalnej wspólnoty energetycznej, czyli wytwórców energii elektrycznej oraz jej odbiorców, ukierunkowana na zapewnienie jak najwyższego poziomu stabilizacji

## Propozycje rozwiązań

Obecny stan regulacji w Polsce definiuje jedynie podstawowe pojęcie klastra energii. Brak jest w zapisach wskazania zasad, które określiłyby miejsce klastra na rynku energii. Na dzień dzisiejszy stanowi to zasadniczy powód, który hamuje pełną realizację powstających lokalnych inicjatyw związanych z klastrami energii.

Z drugiej strony, na tak początkowym etapie na jakim znajduje się w Polsce koncepcja klastrów, niemożliwa jest identyfikacja wszystkich problemów związanych zarówno z ich tworzeniem, jak i funkcjonowaniem. Trudno jest również przewidzieć i zdefiniować szczegółowe potrzeby lokalnych społeczności tworzących wyodrębnioną strukturę sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo, określenie zamkniętego katalogu zasad, czy warunków współpracy mikrosieci z centralnym systemem dystrybucyjnym w rozbudowanych aktach prawnych, czy regulacyjnych wydaje się być nieracjonalne bez wdrożenia programu pilotażowego. Dzięki pilotażom możliwa będzie właściwa ocena potrzebnych zmian w ramach prawnych. Bardzo ważne jest, aby w przyszłych regulacjach, przy współudziale społeczeństwa wnioski wyciągane ze realizowanych projektów znalazły realne odzwierciedlenie.[5]

Pełna i bezpłatna wersja analizy dostępna na stronie Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza: www.instytutpe.pl (zakładka: Publikacje). □

*Literatura:*

*[1] E. Hayden, Introduction to microgrids, SECURISON, USA, Virginia, 2013, pp [2-3].*

*[2] J. Romanowicz, M. Qu, C. Marnay, N. Zhou, M. Qu, International Microgrid Assessment: Governance, Incentives and Experience, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, March 2013, LBNL-6159E, pp [46-52].*

*[3] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Nowelizacja z dnia 01.07.2016 Art. 2. ust.15a, Art. 38a. (36) [Klaster energii].*

*[4] European Commission, Smart grids: from innovation to deployment, COM (2011) 202 final, Brussels, 12 April 2011.*

*[5] Massachusetts Clean Energy Center, Microgrids - Benefits, Models, Barriers and Suggested Policy Initiatives for the Commonwealth of Massachusetts, KEMA, February 3, 2104, pp [10-6].*

**Anna Kochan**, radca prawny, Kancelaria Adwokatów i Radców Prawnych Dziedzic Kowalski Kornasiewicz i Partnerzy

# Rynek mocy i uczestnictwo w nim jednostek wysokosprawnej kogeneracji w świetle proponowanej przez Ministerstwo Energii ustawy

W lipcu 2016 r. ME zakończyło konsultacje społeczne nad projektem ustawy o rynku mocy. Jej celem jest uruchomienie w Polsce dwutowarowego rynku energii elektrycznej, którego przedmiotem obrotu, oprócz energii elektrycznej, będzie także gotowość do jej wyprodukowania w zamian za wynagrodzenie. Głównym założeniem ustawy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio i długoterminowym, poprzez stworzenie efektu zachęty ekonomicznej dla inwestorów do budowania, modernizowania i utrzymywania istniejących źródeł wytwórczych. Aktualnie projekt znajduje się na etapie uzgodnień międzyresortowych i oczekuje na notyfikację KE. Ustawa dedykowana jest również producentom energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, dla których system wsparcia w postaci certyfikatów wygasa z upływem 2018 r.

## Rynek mocy - podstawowe założenia

Zgodnie z koncepcją ustawodawcy, rynek mocy zorganizowany został jako rynek terminowy, co oznacza, że rzeczywista dostawa mocy do krajowego systemu elektroenergetycznego będzie następować w ściśle określonych terminach w przyszłości. W przeciwieństwie do rynku jednotowarowego, wytwórcy energii oprócz przychodów ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej, będą uzyskiwali środki za samą gotowość do jej wyprodukowania (fizyczna dostawa nie będzie musiała być zrealizowana). Rynek mocy, w założeniu, ma być neutralny technologicznie, przez co stworzy - niedyskryminujące żadnej jednostki wytwórczej - warunki konkurencji wszystkim technologiom produkującym energię elektryczną. Składa się z rynku pierwotnego i wtórnego. Rynek pierwotny przybiera formę aukcji z OSP jako jedynym kupującym i podzielony został na aukcję główną, która odbywa się w piątym roku przed fizyczną dostawą oraz aukcję dodatkową, która odbywa się w roku poprzedzającym rok fizycznej dostawy. Dodatkowo, w celu ograniczenia ryzyka uczestników rynku mocy związanego z niedotrzymaniem obowiązków wynikających z umowy mocowej, jako uzupełnienie rynku pierwotnego, wprowadzono rynek wtórny, na którym przedmiotem obrotu są zakontraktowane już obowiązki mocowe poszczególnych jednostek. Rynek Mocy nagradza

te jednostki, które dostarczą do krajowego systemu elektroenergetycznego moc ponad zakontraktowany poziom. Środki na wypłatę premii pozyskiwane są od dostawców mocy, którzy za niewykonanie swojego obowiązku mocowego zostali obciążeni karami.

Rynek mocy będzie funkcjonował na podstawie przepisów o rynku mocy, którymi będą:

- nowa ustawa dla rynku mocy wraz z nowelizacjami istniejących ustaw,
- rozporządzenia wykonawcze do ustawy dla rynku mocy, uszczegółowiające przepisy ustawy w wymaganym zakresie,
- regulamin rynku mocy opracowany przez OSP i zatwierdzony przez prezesa URE, określający w szczególności zasady współpracy operatora rynku mocy z pozostałymi jego uczestnikami,
- organizację i przebieg procesów certyfikacji i aukcji mocy, sposób funkcjonowania rejestru rynku mocy.

## Certyfikacja

W celu pozyskania informacji o podaży mocy w systemie elektroenergetycznym oraz liczbie i rodzaju jednostek wytwórczych planujących uczestniczyć w rynku mocy wprowadzony został proces certyfikacji ogólnej. Oprócz niego przewidziana została certyfikacja do aukcji głównej i certyfikacja do aukcji dodatkowej, których celem jest zakwalifikowanie zainteresowanych podmiotów do udziału w danej aukcji i ustalenie dla każdej z nich wielkości podaży mocy.

Do wzięcia udziału w certyfikacji ogólnej zobowiązane zostały podmioty dysponujące jednostkami wytwórczymi o mocy elektrycznej osiągalnej 2 MW brutto lub wyższej. Cel jaki przyświecał wprowadzeniu w/w obowiązku jest podyktowany potrzebą pozyskania przez OSP możliwie szczegółowych danych nt. zasobów mocy dostępnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Równocześnie próg 2 MW brutto został przyjęty jako optymalny. Przyjęcie niższego mogłoby uczynić proces certyfikacji ogólnej nadmiernie uciążliwym, a wyższego - nie dość dokładnym. Ponadto, ustawodawca wyznaczył dolne lub górne progi dopuszczenia jednostek do rynku mocy. Certyfikacja ogólna kończy się nadaniem statusu Jednostka Rynku Mocy (JRM) oraz wpisem JRM do Rejestru Rynku Mocy, który stanowi potwierdzenie pozytywnego wyniku procesu certyfikacji ogólnej. Realizacja obowiązku przystąpienia do certyfikacji ogólnej jest monitorowana przez prezesa URE, który za brak wywiązania się z tego zobowiązania uprawniony jest do nałożenia kary administracyjnej na właściciela danego źródła mocy.

Certyfikacje do aukcji głównej i dodatkowej są dobrowolne, niemniej warunkiem wzięcia w nich udziału jest pozytywna certyfikacja do tej aukcji poprzedzona udziałem w certyfikacji ogólnej. W procesie certyfikacji do aukcji głównej stworzono możliwość kwalifikowania JRM jako jednej z trzech typów, tj. jednostka nowa, istniejąca i modernizowana. Celem takiego rozwiązania jest stworzenie dodatkowej zachęty do podejmowania decyzji inwestycyjnych w oparciu o rynek mocy. Zachęta ta polega na możliwości zawarcia w wyniku aukcji wieloletniego kontraktu o maksymalnej długości 15 lat w przypadku jednostki nowej i 5 lat w przypadku jednostki modernizowanej.

Ustawa wprowadza także na aukcji podział JRM na cenobiorców i cenotwórców. Status cenotwórców został przypisany jednostkom nowym i modernizowanym i oznacza, że podmiot licytujący obowiązek mocowy dla danej jednostki nie podlega ograniczeniom cenowym na rynku pierwotnym. Istniejące jednostki wytwórcze korzystają ze statusu cenobiorcy, który oznacza, że podczas aukcji mogą składać oferty cenowe nie wyższe niż maksymalny poziom cen dla cenobiorców będący parametrem aukcji.

JRM, która pozytywnie przeszła proces certyfikacji do aukcji głównej albo do aukcji dodatkowej staje się Certyfikowaną Jednostką Rynku Mocy (CJRM). Wydawany certyfikat jest oświadczeniem OSP, że dana JRM może brać udział w pierwotnym i wtórnym rynku mocy lub w mechanizmie wynagradzania za moc w okresach zagrożenia. Certyfikat stanowi potwierdzenie mocy JRM, która może być przedmiotem obrotu na rynku mocy. Jest wydawany w formie stosownego wpisu w Rejestrze Rynku Mocy.

## Aukcja na rynku mocy

W aukcji uczestniczą CJRM, które pozytywnie przeszły proces certyfikacji realizowany przez OSP we współpracy z OSD. Aukcja na rynku mocy ma postać aukcji holenderskiej, czyli malejącej ceny. W ciągu całej aukcji, uczestnik tylko raz może złożyć ofertę cenową w postaci tzw. oferty wyjścia. Występują dwa rodzaje aukcji, a mianowicie główna, której celem jest zakontraktowanie mocy na cały rok z kilkuletnim wyprzedzeniem oraz dodatkowa, której zadaniem jest dodatkowa kontraktacja mocy na następny rok. Aukcja odbywa się w oparciu o parametry aukcji ustalone przez ministra właściwego ds. energii, uwzględniające opinię prezesa URE. Aukcję przeprowadza się w formie następujących po sobie rund, aż do osiągnięcia równowagi popytu na moc z jej podażą. Po zakończeniu aukcji OSP publikuje jej wstępne wyniki, które w następnej kolejności podlegają ogłoszeniu - w drodze obwieszczenia - przez prezesa URE. Prezes URE i minister właściwy ds. energii, nie później, niż 14-stego dnia po zakończeniu aukcji mogą podjąć działania zmierzające do jej unieważnienia, jeżeli aukcja została przeprowadzona niezgodnie z przepisami prawa lub warunkami aukcji, lub doszło do niedozwolonego zachowania uczestników aukcji.

## Umowa mocowa

Narzędziem kontraktowym powodującym osiągnięcie celu rynku mocy jest trójstronna umowa mocowa prawa prywatnego zawierana pomiędzy:

1. dostawcą mocy, który podejmuje się wykonania obowiązku mocowego na rzecz OSP,

2. OSP zobowiązującym się do przekazywania zarządcy rozliczeń rynku mocy informacji koniecznych do wypłaty wynagrodzenia,
3. zarządcą rozliczeń rynku mocy, wypłacającym dostawcy mocy wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego.

Umowa mocowa jest zawierana w formie elektronicznej z chwilą ogłoszenia wyników aukcji. W przypadku jej unieważnienia, umowę poczytuje się za niezawartą. Ma ona charakter ustandaryzowany, a jej wzorzec stanowi załącznik do regulaminu rynku mocy. Dostawca mocy zawiera jedną umowę mocową dla każdej JRM. Tym samym może on być stroną wielu umów.

## Realizacja obowiązku mocowego i wynagrodzenie

CJRM zobowiązane są do pozostawania w gotowości do dostawy mocy w okresie dostaw (jest to rok albo kwartał kalendarzowy, dla którego została przeprowadzana aukcja), którego dotyczy obowiązek mocowy. Wykonanie obowiązku mocowego, tj. dostawa zakontraktowanej mocy odbywa się w okresach zagrożenia, tj. godzinie, w której w systemie nie jest dostępna odpowiednia nadwyżka mocy nad zapotrzebowaniem. Okresy zagrożenia są ogłaszane przez OSP.

Za każdy miesiąc okresu dostaw dostawcy mocy otrzymują wynagrodzenie, którego wysokość wynika z zakontraktowanej (w drodze aukcji lub na rynku wtórnym) mocy oraz ceny ustalonej na aukcji.

## Istniejące systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, a możliwość udziału w rynku mocy

Ze względu na funkcjonujący w polskim prawodawstwie system wsparcia oparty na formule sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia. W pierwotnej koncepcji, z rynku mocy wykluczone zostały źródła mocy wytwarzające energię elektryczną w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji. Wytwórcy energii w tej technologii musieliby wówczas decydować, czy brać udział w rynku mocy, czy też korzystać z systemu wsparcia opartego na certyfikatach żółtym, czerwonym lub fioletowym. Powyższy zamysł ustawodawcy podyktowany był obawą wystąpienia zjawiska nadkomensacji, tj. otrzymywania przez beneficjantów tej technologii produkcji energii pomocy publicznej ponad uzasadnioną potrzebę. Analiza zgłoszonych w toku konsultacji społecznych uwag dała ME podstawy do zmiany decyzji w w/w zakresie. Dostrzeżono, że jednostki wysokosprawnej kogeneracji, które otrzymują już wsparcie operacyjne wykorzystują do produkcji energii elektrycznej jedynie fragment potencjalnych mocy. Tym samym niewykorzystana ich część mogłaby uczestniczyć w rynku mocy bez ryzyka uzyskania podwójnego wsparcia dla danego źródła mocy, i jednocześnie z korzyścią dla krajowego systemu elektroenergetycznego, do którego trafiałyby w ten sposób większe wolumeny mocy. Poza tym, okoliczność związana z wykorzystywaniem do produkcji energii w okresie letnim jedynie części mocy również jest czynnikiem przemawiającym za usunięciem z projektu wykluczenia udziału w rynku mocy wysokosprawnej kogeneracji. Uznano bowiem, że środki pozyskane z aukcji mogłyby stymulować do modernizacji lub inwestycji w nowe technologie, które pozwolą mimo niewielkiego zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim na dostępność większych wolumenów mocy krajowego systemu elektroenergetycznego, niż dotychczas np. poprzez budowę akumulatorów ciepła lub wzrost możliwości „pracy kondensacyjnej". Przedstawione wyżej okoliczności spowodowały, że ustawodawca doszedł do wniosku, że całkowite wykluczenie jednostek wysokosprawnej kogeneracji w rynku mocy będzie miało negatywne skutki dla funkcjonowania rynku mocy, a nadto utrudni spełnienie krajowych i unijnych celów redukcji emisji $CO_2$. Tym samym wprowadzono możliwość dla CJRM produkujących energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji korzystania z operacyjnych systemów jej wspierania i uczestnictwa w rynku mocy. Niemniej, aby nie dopuścić do kumulacji przychodów z obydwu źródeł wprowadzony został mechanizm wyznaczania wolumenu ex post, który nie będzie uprawniony do uzyskiwania wynagrodzenia na rynku mocy.

## Podsumowanie

Korzyści jakie może przynieść rynek mocy nie są na ogół kwestionowane. Zaproponowana w projekcie ustawy struktura przedmiotowa ma umożliwić udział w rynku mocy nie tylko dużym przedsiębiorstwom energetycznym dysponującym elektrowniami systemowymi, ale również podmiotom niezależnym.

Kwestią natomiast odrębną i w dalszym ciągu nierozstrzygniętą jest kształt systemu wsparcia dla jednostek kogeneracji po 2018 r. ME w „Raporcie z konsultacji projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy" z dnia 30 września 2016 r. dało wyraz temu, że dostrzega, iż aby jednostki kogeneracji mogły faktycznie i z pełną świadomością konsekwencji uczestniczyć w rynku mocy, musi być znany model jej wsparcia po 2018 r. Ponadto, w przywołanym dokumencie zasygnalizowany został problem, że pomiędzy pierwszym rokiem dostaw, a końcem obowiązywania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji może powstać luka, która nie tworzy stabilnego otoczenia prawnego dla dalszego istnienia i rozwoju jednostek wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. ME zapowiedziało prace nad nowym systemem wsparcia kogeneracji.

□

ENERGY SOLUTIONS

Energy Solutions Sp. z o.o.

# Smart Energy System

## - modułowa poligeneracyjna układanka

Oszczędzanie energii i szeroko pojęta energetyczna odpowiedzialność stały się w otaczającym nas świecie codziennością, zarówno w wymiarze społecznym, jak i gospodarczym. O racjonalnym wykorzystaniu energii decyduje nie tylko moda czy wymagania „Pakietu klimatyczno-energetycznego", ale także względy ekonomiczne. Poligeneracyjny System Smart Energy to innowacyjne rozwiązanie pozwalające w modułowy sposób sprostać oczekiwaniom rynku, zapewniając równocześnie efektywność energetyczną oraz ekonomiczną.

Koncepcja Smart Energy System (SES) opiera się na znanym w świecie zjawisku skojarzonego wytwarzania energii w jednym procesie technologicznym, czyli poligeneracji. Dzięki opracowanej przez Energy Solutions Sp. z o.o. funkcjonalności i kompleksowości omawianego rozwiązania, innowacyjność SES pozwala na osiągnięcie do 30% większej efektywności w stosunku do rozwiązań indywidualnych, dostępnych na rynku.

Modułowy Poligeneracyjny System Smart Energy jest aplikacją, która w zależności od potrzeb może zostać zastosowana do produkcji energii elektrycznej, energii cieplnej (w postaci gorącej wody lub pary), czy też wytworzenia chłodu wykorzystywanego w procesie produkcyjnym lub do klimatyzacji komfortu.

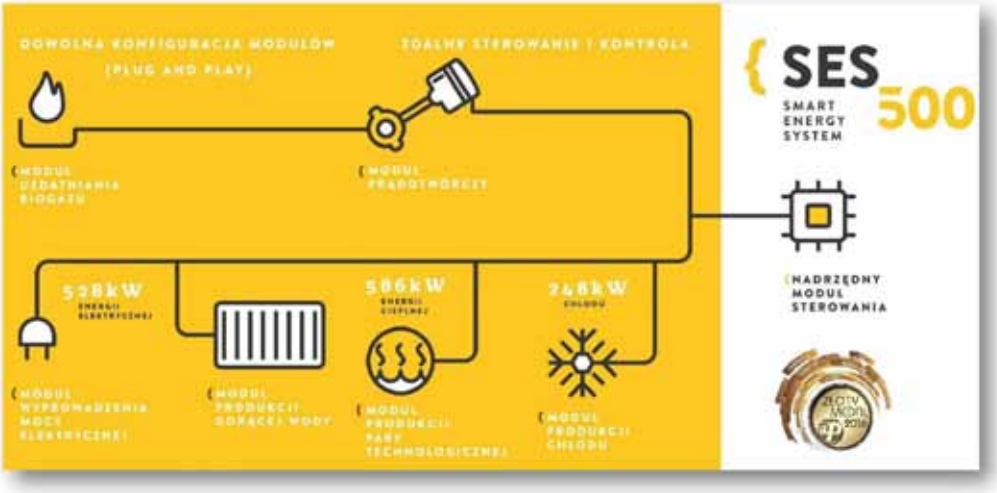
Innowacyjna technologia Smart Energy, to maksymalnie 7 modułów, tworzących jedną spójną całość. W zależności od potrzeb użytkownika, multiplikacja modułów pozwala w prosty sposób na osiągnięcie oczekiwanego celu oraz optymalizację efektywności energetycznej. Budowa aplikacji, oparta na koncepcji plastra miodu, pozwala w maksymalny sposób uprościć prace montażowe, zapewniając łatwość oddzielania i łączenia poszczególnych elementów, a tym samym gwarantując korzyści ekonomiczne, w postaci niższych nakładów inwestycyjnych o 30% (wartość uzależniona od wielkości aplikacji i zastosowanych modułów ) w stosunku do cen konkurencji.

Serce systemu tworzą dwa moduły - Moduł Prądotwórczy i Nadrzędny Moduł Sterowania, wokół których odbywa się konfiguracja modułów dodatkowych. Zadaniem tych ostatnich jest konwersja energii wyprodukowanej w Module Prądotwórczym do postaci oczekiwanej przez użytkownika - energii elektrycznej, ciepła lub chłodu. Modułami dodatkowymi są tzw. Moduły Produkcyjne, do których zalicza się: Moduł Produkcji Chłodu, Moduł Produkcji Pary Technologicznej, Moduł Produkcji Gorącej Wody oraz Moduł Wyprowadzenia Mocy. Dodatkowo w systemie istnieje możliwość zastosowania Modułu Uzdatniania Biogazu, przeznaczonego do aplikacji, w których moduł prądotwórczy przewidziano do pracy na biogazie dowolnego pochodzenia. Wszystko scala Nadrzędny Moduł Sterowania stanowiący funkcję agregatora danych z podległych modułów oraz bramy komunikacyjnej z innymi systemami.

Aby zobrazować ideę aplikacji oraz jej możliwości posłużmy się prostym przykładem. Załóżmy, że użytkownik posiada w zakładzie produkcyjnym system Smart Energy, wyposażony w 4 moduły: Prądotwórczy, Sterowania, Wyprowadzenia Mocy i Produkcji Pary Technologicznej. Po kilku latach

eksploatacji i rozwoju przedsiębiorstwa, pojawia się zapotrzebowanie na energię nie tylko pod kątem zakładu produkcyjnego, ale także na potrzeby nowo wybudowanego biurowca, gdzie w okresie letnim niezbędny jest chłód zasilający instalację klimatyzacyjną, a w okresie zimowym gorąca woda do zasilenia centralnego ogrzewania. W opisywanym przypadku, Smart Energy System może zostać bez problemu rozbudowany o kolejne moduły: Produkcji Chłodu oraz Gorącej Wody. Przy tym należy zaznaczyć, iż istniejący Nadrzędny Moduł Sterowania nie wymaga skomplikowanej ingerencji w oprogramowanie, zarówno w sterowniku modułu nadrzędnego, jak i w sterowanie poszczególnych modułów dodatkowych, a jedynie dostosowania go do obsługi kolejnych elementów. Dodatkowym ułatwieniem dla użytkownika i potencjalnego wykonawcy jest możliwość zabudowy każdego z modułów w system kontenerowy, co z kolei pozwala na bezpośrednie łączenie kontenerów ze sobą. Możliwość ta definiuje i tworzy system „kompaktowy", który jest zdecydowanie łatwiejszy do zastosowania, relokacji i modyfikacji, niż w przypadku rozwiązań konkurencyjnych. Dodatkowo, kontenerowa zabudowa umożliwia montaż instalacji na zewnątrz bez konieczności wznoszenia nowego obiektu lub dostosowania istniejącego do wymagań projektowanych urządzeń, instalacji, systemów (np. modyfikacji instalacji wentylacji istniejącego budynku, wykonania dodatkowych fundamentów i zabezpieczeń czy likwidacji istniejących instalacji).

Reasumując, Smart Energy System to produkt zaprojektowany i zbudowany w sposób zapewniający maksymalną optymalizację instalacji, ograniczający obszar zabudowy, ułatwiający zarządzanie pracą czy w końcu niwelujący błędy projektowe na styku poszczególnych modułów i związane z tym koszty adaptacji niekompatybilnych elementów składowych. Smart Energy dzięki zastosowaniu Nadrzędnego Modułu Sterowania, przystosowanego do obsługi wszystkich modułów systemu, pozwala na modyfikację pierwotnie zainstalowanej aplikacji w dowolnym momencie jego eksploatacji. Łatwość zamiany, dodawania i odejmowania poszczególnych modułów pozwala na szybkie dostosowanie systemu do zmieniających się potrzeb użytkownika. □




Energy System 500 - modułowy poligeneracyjny system na bazie agregatu prądotwórczego o mocy 500 kW (dostępne moce od 44 kW do 4,5 MW)

## Charakterystyka modułów Smart Energy System:

**Moduł prądotwórczy** składający się z silnika gazowego z zapłonem iskrowym, zasilanego gazem ziemnym lub biogazem, chłodzonego powietrzem generatora synchronicznego oraz osprzętu.

**Nadrzędny Moduł Sterowania** to automatyka sterowania oparta na zdecentralizowanych algorytmach poszczególnych modułów wchodzących w jego skład oraz nadrzędnym module nadzorczym. Moduł sterowania pełni funkcję agregatora danych z podległych modułów oraz bramy komunikacyjnej z innymi systemami.

**Moduł Produkcji Gorącej Wody** stosowany w przypadku konieczności zapewnienia użytkownikowi gorącej wody do celów grzewczych lub technologicznych.

**Moduł Produkcji Pary Technologicznej** stosowany wówczas, gdy w zakładzie użytkownika występuje zapotrzebowanie na parę technologiczną w procesie produkcyjnym.

**Moduł Produkcji Chłodu** stosowany na potrzeby wytworzenia wody lodowej dla klimatyzacji komfortu lub procesów produkcyjnych.

**Moduł Wyprowadzenia Mocy Elektrycznej,** czyli zespół urządzeń, przeznaczony do zarządzania energią elektryczną, wytworzoną w module prądotwórczym. Moduł ten może być również doposażony w elementy podnoszące bezpieczeństwo i funkcjonalność systemu elektroenergetycznego, np. UPS dynamiczne i energoelektroniczne, baterie kondensatorów, magazyny energii, liczniki energii. Optymalizacja zarządzania energią jest realizowana w Nadrzędnym Module Sterowania.

**Moduł Uzdatniania Biogazu** stosowany w przypadku zasilania modułu prądotwórczego biogazem pochodzącym z fermentacji odpadów rolniczych, odpadów z oczyszczalni ścieków, odpadów komunalnych.

## Zalety Modułowego Poligeneracyjnego Systemu Smart Energy:

- Modułowość i uniwersalność
- Ekologia
- Cena
- Łatwa obsługa i monitoring pracy
- Bezpieczeństwo
- Kompaktowość i ergonomia
- Zwiększona żywotność
- Mobilność
- Dostępność

Enspirion
ROZWIĄZANIA PRZYSZŁOŚCI DZIŚ!

Enspirion Sp. z o.o.

# Synergia Klienta z energetyką

**Na świecie zarządzanie popytem realizowane jest już od lat 80. XX w., gdzie działalność ta była wykorzystywana w celu utrzymaniu stabilności dostaw energii elektrycznej. Pierwsze rozwiązania zostały wdrożone w Ameryce Północnej i działalność tą określono zwrotem: *„demand side response”* (dalej DSR). Tam również wykształciły się pierwsze specjalistyczne jednostki zbierające niewielkie redukcje zapotrzebowania na energię elektryczną Klientów końcowych, by następnie składać określone pasmo redukcji na potrzeby całego łańcucha dostaw energii. Obecnie agregatorzy są niezbędnym elementem rozwiniętych rynków energii elektrycznej, z jednej strony łącząc specyfikę poszczególnych Klientów wspierając ich w zarządzaniu swoim potencjałem i umożliwiając im aktywną działalność w obszarze energii, a z drugiej strony dostarczając usługi DSR na potrzeby operatorów rynku energii.**

W Polsce energetyka zawodowa w związku z forsowaną przez UE koncepcją liberalizacji sektorów sieciowych zmienia sposób podejścia do energii elektrycznej, z dostawy ogólnodostępnego dobra na działalność rynkową. Krajowe grupy energetyczne podążają za tymi zmianami, jednak w związku ze skomplikowaną strukturą rynkowo-regulacyjną i uwarunkowaniami środowiskowo-ekonomicznymi prosty model sprzedaży oraz dostawy produktu w postaci energii nie buduje ich wartości. W perspektywie najbliższych dekad można przypuszczać, że model produktowy zamknie się jedynie do obszaru monopoli naturalnych (operatorzy systemowi). Ponad 75% elektrowni jest zdekapitalizowanych, a ponad 50% urządzeń jest starszych niż 30 lat, szacowane koszty dostosowania zasobów wytwórczych do nowych wymagań środowiskowych to w najgorszym wypadku 12,2 mld zł do 2019 r. Ponadto, co roku podmioty odpowiedzialne za przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej wydają prawie 4 mld zł na modernizację i budowę nowych sieci elektroenergetycznych. Z uwagi na zmienność dobową i okresową zapotrzebowania, część inwestycji będzie w pełni wykorzystana tylko przez kilkaset godzin w roku, co nie uzasadnia ekonomicznie takich nakładów. Energetyka zawodowa ponosi ogromne koszty tej transformacji, co przekłada się na spadek rentowności i konieczność poszukiwania nowych rozwiązań zaistniałej sytuacji. Wpływa to również na niewydolność techniczną Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej KSE). Dodatkowo w zestawieniu z ciągłym wzrostem kosztów dostawy energii elektrycznej oraz rozwoju rozproszonych źródeł będzie powodował systematyczną utratę przychodów energetyki zawodowej. Objawami tego są efekty takie jak tzw. *missing money*, spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, czy perspektywa nierentownych sieci elektroenergetycznych.

Wyżej opisane problemy i związane z nimi koszty przekładane są na Klienta. Obciążenie odbiorców energii elektrycznej można zmniejszyć poprzez włączenie ich do aktywnej działalności na rzecz KSE i realizację przez nich usług typu DSR. Rozwinięte zarządzanie popytem stanie się jednym z istotnych elementów systemu, posiadające dwie niewątpliwe zalety: niskie koszty i szybkość implementacji. Świadomość trudnej sytuacji widać w zmianie podejścia do usług DSR na poziomie OSP, jak również w samych grupach energetycznych, gdzie działalność ta została ujęta w strategiach. PSE S.A. pełniąc rolę operatora krajowego obecnie zmieniają koncepcję wykorzystania usług DSR z programów w modelu ewentualnościowym z płatnością za wykonanie w okresach zagrożenia, na programy gwarantowane z płatnością za gotowość i otwarcie w ramach Rynku Bilansującego. Tego typu działalność jest również transponowana na rynek hurtowy, gdzie Energa Obrót S.A. we współpracy z Enspirion Sp. z o.o. również oferuje tego typu warunki. Mimo rozwoju, w opisanym modelu to Klient jest dostawcą usługi i nie buduje wartości spółek energetycznych, a jedynie wspiera je swoim działaniem. Zaznaczyć należy, że świadczenie usług DSR jest i będzie działalnością poboczną Klienta, gdzie priorytet będzie położony na działalność podstawową, co istotnie zmniejsza stopień zaangażowania w realizacji usługi oraz ogranicza jej parametry.

Zmiana w podejściu do Klienta jest rozwiązaniem tego problemu. Kluczem do rozważania jest to, co w obecnej formie współpracy z Klientem stanowi największy mankament. Energia elektryczna jest bardzo istotnym elementem działalności Klienta, jednak jest ona tylko działalnością poboczną. Wejście grup energetycznych w obszar energetycznej działalności Klienta wraz z wykorzystaniem wiedzy o rynku energii dałoby profity obu stronom. Zmiana ta wymaga przejścia z modelu produktowego sprowadzonego do ceny za kWh, na model usługowy i wyjście do Klienta z inną ofertą.

W pierwszej kolejności należy zacząć od zmiany sposobu rozliczenia za energię. Przełożenie na Klienta ryzyka rynkowego, będzie w większym stopniu impulsować go do działań na rzecz KSE.

Podstawą powinno być uruchomienie taryf wielostrefowych, które mając bezpośrednie umocowanie z sytuacją na rynku będą definiować możliwości i potrzeby Klienta. Taryfa wielostrefowa polega na sprzedaży energii elektrycznej w stawce zróżnicowanej dla każdej godziny doby. Obecnie wszystkie układy pomiarowo-rozliczeniowe spełniające wymagania IRiESP i IRiESD mają możliwość realizacji pomiaru zużycia zgodnie z wymaganiami tego typu rozliczenia. Istotnym elementem kompleksowego wdrożenia ww. taryfy jest uruchomienie jej w obszarze sprzedaży, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Proces wdrożenia taryfy należy przeprowadzić etapowo i rozpocząć od najwyższych napięć, przechodząc przez kolejne grupy taryfowe, a skończyć na rozliczeniach przeznaczonych dla odbiorców komunalno-bytowych. Obecnie najbardziej rozbudowana taryfa ma jedynie trzy strefy czasowe.

Kolejnym stopniem zmiany jest zaproponowanie taryf umożliwiających aktywne kształtowanie profilu zużycia energii elektrycznej poprzez realizację redukcji zapotrzebowania tzw. taryfy z redukcją. Koncepcja taryfy z redukcją polega na sprzedaży energii elektrycznej wraz z zakontraktowaniem u Klienta określonej ilości godzin redukcji w roku, które są uruchamiane i obsługiwane w okresach wysokich cen energii elektrycznej za pośrednictwem agregatora. Redukcja ta oznacza obniżenie chwilowego zużycia energii elektrycznej do określonego poziomu u jej odbiorcy, realizowana poprzez:

- Wyłączenie okołoprodukcyjnych i produkcyjnych procesów technologicznych, wiąże się z rezygnacją ze zużycia energii elektrycznej. Sytuacja ta jest niezmiernie rzadka z uwagi na zobowiązania Klienta.
- Przesunięcie zużycia na inne godziny lub też wykorzystania lokalnych możliwości magazynowych. Najczęstszy sposób realizacji redukcji.
- Autoprodukcję energii z własnych źródeł i ograniczenia zużycia energii z sieci krajowej. Przypadek realizowany przez podmioty posiadające gwarantowane źródła zasilania lub układy kogeneracyjne, gdzie priorytetem jest produkcja ciepła technologicznego.

Powyższy sposób rozliczenia daje możliwość zdjęcia z ceny energii elektrycznej sprzedawanej do Klienta ryzyka wzrostów cen na hurtowym rynku energii. Spółka Obrotu kontraktująca i bilansująca energię elektryczną dla odbiorców obniża ryzyko wahań cenowych, a jeśli nawet takie zwyżki wystąpią mogą one być dla niej w niektórych sytuacjach źródłem dodatkowego przychodu. Taryfa ta jest pierwszym narzędziem do budowy wartości grup energetycznych, gdzie fundamentem jest znajomość i udział w rynku energii.

Po rozszerzeniu możliwości rozliczenia, kolejnym krokiem będzie wyjście z outsourcingiem energetycznym do Klientów. W grupie tego typu usług znajduje się działalność związana z efektywnością energetyczną, która jest ustawowym obowiązkiem grup energetycznych. Energetyka zawodowa jest obecnie głównym płatnikiem tego typu zobowiązań. Aktywność agregatora jest ukierunkowana na utrzymywanie efektywności energetycznej całego systemu elektroenergetycznego, gdzie usługi DSR przeciwdziałają takim zjawiskom jak skoki cenowe i okresy zagrożenia. Na poziomie odbiorcy wejście z usługami zarządzania popytem wiąże się z koniecznością poznania i opisania przepływów energetycznych w procesach technologicznych. Praca ta jest również wykonywana podczas prowadzenia audytu energetycznego przedsiębiorstwa, który stanowi podstawę do dalszych działań efektywnościowych jak zmiany procesowe, czy modernizacje urządzeń. Samo wejście w usługi typu DSR wymaga świadomego korzystania z energii przez Klienta, gdzie brak tej świadomości jest główną przyczyną marnotrawstwa energetycznego.

Rozwój innowacyjnej technologii pn. *Internet of Things* (dalej IoT), czyli identyfikowalnych przedmiotów, które mogą gromadzić, przetwarzać i wymieniać dane za pomocą sieci jest kolejną ścieżką zmian. Technologia ta pozwala na zdalne ograniczanie i zwiększanie zużycia energii, informując przy tym Klienta o przepływach i kosztach jej wykorzystania. Posiadanie powyższych możliwości i wiedza agregatora daje doskonałe narzędzia do optymalizacji pracy całego systemu pod względem nie tylko kosztowym, ale również bezpieczeństwa dostaw energii. Klient czerpiący korzyści z pracy urządzenia IoT, które są również wykorzystywane do realizacji usług typu DSR ma możliwie najtańszą energię, bo przychód energetyki jest realizowany w innych obszarach np. usług systemowych. Drugim elementem jest możliwość świadczenia całego spektrum usług dodatkowych opartych na przetwarzaniu zebranych informacji w wiedzę dla Klienta, na temat efektywności i bezpieczeństwa jego działalności.

Wchodząca w krajową przestrzeń elektro-mobilność połączona z technologią IoT rozwija kolejne obszary działalności, gdzie grupy energetyczne mogą budować swoją wartość. Łącząc w swych kompetencjach przygotowanie infrastruktury sieciowej do ładowania, obrót energią na potrzeby transportu elektrycznego oraz zarządzanie przepływami energii, stają przed perspektywą budowy dodatkowej gałęzi przychodów oraz optymalizacji pracy sieci.

Skoordynowanie działań narodowych grup energetycznych i operatora sieci przesyłowej jest konieczne w perspektywie rozwoju energetyki zawodowej. Budowa jednego podmiotu swobodnie działającego na obszarze całego kraju i realizującego na potrzeby poszczególnych grup usługi DSR jest przeciwwagą dla dużych podmiotów z obcym kapitałem. Już dziś widać, że polski rynek jest bardzo obiecujący.

Warunkiem rozwoju jest również podjęcie przez ustawodawcę prac w celu zdefiniowania podmiotów agregujących i określenia ich praw oraz obowiązków, które w perspektywie np. tworzonego rynku mocy mogą być bardzo istotne. Nie bez znaczenia są tu również prace związane z zaproponowanym przez UE nowym pakietem tworzącym europejski rynek energii tzw. Winter Package. □

dr Maciej M. Sokołowski, Wydział Prawa i Administracji UW

# Własność intelektualna w energetyce
## - prawne uwarunkowania uzyskania patentu

Patent to instytucja prawna wykorzystywana w celu ochrony wynalazków. Z racji innowacyjnego, rozwojowego charakteru energetyki, w oczywisty sposób znajduje ona swoje zastosowanie w sektorze, służąc do ochrony nowych rozwiązań technologicznych tworzonych na potrzeby branży energetycznej. Wymienić tu można rozwiązania tworzone w zakresie wszystkich obszarów obejmowanych przez sektor energetyczny: tak branży elektroenergetycznej, paliwowej, czy gazowej, technologii dedykowanych przesyłaniu, dystrybuowaniu, wytwarzaniu oraz magazynowaniu energii, źródeł odnawialnych i konwencjonalnych, efektywności energetycznej, czy transportu elektrycznego.

Fot. pixabay.com

Podstawowym aktem prawnym normującym zastosowanie patentu w polskim systemie prawnym jest ustawa z dnia 30 czerwca 2000 r. - Prawo własności przemysłowej[1]. Określa ona warunki na jakich udzielane są patenty, statuując w tym zakresie pozycję Urzędu Patentowego. Wśród nich podstawowego znaczenia nabiera decyzja o udzielenie patentu na wynalazek. Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy jest ona wydawana po dokonaniu przez Urząd Patentowy sprawdzenia (w ustalonym zakresie) tego, czy spełniono warunki wymagane do uzyskania patentu. Postępowanie to wiąże się jednak z udzieleniem odpowiedzi na pytanie dotyczące tego czy mamy do czynienia z wynalazkiem.

### Definiowanie wynalazku

Instytucja patentu skorelowana jest z koncepcją wynalazku. Ten na gruncie ustawy - Prawo własności przemysłowej określić można jako nowy element stanu techniki, bez względu na jej dziedzinę, posiadający poziom wynalazczy, nadający się do przemysłowego stosowania. W sposób oczywisty, z racji technicznego charakteru sektora energetycznego aspekt stanu techniki jak i kwestia przemysłowego zastosowania znajduje swoje odniesienie do energetyki.

W ustawie definiuje się kwestię nowości - stosownie do postanowień art. 25 wynalazek uważa się za nowy, jeśli nie jest on częścią stanu techniki. Jak podkreśla się w ustawie, z racji jej generalnego charakteru, nie dokonuje się w jej ramach rozróżnienia na poszczególne dziedziny techniki. Niemniej jednak podejmując się aplikacji danych przepisów ustawy do wybranego stanu faktycznego, dokonać należy tego typu kwalifikacji np. odwołując się właśnie do stanu techniki np. w energetyce. Sam stan techniki to natomiast wszystko to, co zostało udostępnione do wiadomości powszechnej, przed datą, według której oznacza się pierwszeństwo do uzyskania patentu. Forma udostępnienia nie jest istotna - możliwą jest forma pisem-

na, ustna, stosowanie wynalazku, jego wystawienie lub ujawnienie w inny sposób. Również informacje zawarte w zgłoszeniach wynalazków, nieudostępnione do wiadomości powszechnej, kwalifikuje się jako składające się na stan techniki pod warunkiem ich ogłoszenia w sposób określony w ustawie.

Jeśli chodzi o inne elementy definicji wynalazku to, zgodnie z art. 26 ustawy przyjmuje się, iż wynalazek posiada poziom wynalazczy, jeżeli nie wynika on w sposób oczywisty ze stanu techniki. W tym zakresie poziomem odniesienia jest poziom znawcy. W kontekście przemysłowego stosowania, to stosownie do postanowień art. 27 ustawy wynalazek uważa się za taki, jeżeli na jego podstawie można uzyskać wytwór lub można wykorzystać go w rozumieniu technicznym, w jakiejkolwiek działalności przemysłowej, nie wykluczając przy tym rolnictwa.

Z kategorii wynalazków ex lege wyklucza się pewne kategorie odkryć i wytworów (art. 28 ustawy). Dokonując ich przeglądu w sposób wyraźny widać, iż co do zasady nie obejmują one energetyki (aczkolwiek w pewnym zakresie mogą się niejako do niej odnosić np. jeśli chodzi o te rozwiązania dedykowane energetyce, których niemożliwość wykorzystania może być wykazana w świetle powszechnie przyjętych i uznanych zasad nauki). W tym zakresie wynalazkami nie są odkrycia, teorie naukowe i metody matematyczne, wytwory o charakterze jedynie estetycznym, plany, zasady i metody dotyczące działalności umysłowej lub gospodarczej oraz gier, wytwory których niemożliwość wykorzystania może być wykazana w świetle powszechnie przyjętych i uznanych zasad nauki, a także wytwory lub sposoby, których możliwość wykorzystania nie może zostać wykazana, lub wykorzystanie nie przyniesie rezultatu spodziewanego przez zgłaszającego (w świetle powszechnie przyjętych i uznanych zasad nauki), a także programy do maszyn cyfrowych oraz przedstawienie informacji.

Podobny negatywny charakter mają postanowienia art. 29 ustawy, w świetle których patentów nie udziela się na wynalazki, których wykorzystywanie byłoby sprzeczne z porządkiem publicznym lub dobrymi obyczajami, czy też na odmiany roślin lub rasy zwierząt oraz czysto biologiczne sposoby hodowli roślin lub zwierząt, a także sposoby leczenia ludzi i zwierząt metodami chirurgicznymi lub terapeutycznymi oraz sposoby diagnostyki stosowane na ludziach lub zwierzętach. Co do zasady wydaje się, iż wynalazki związane z branżą energetyczną nie mieszczą się w tych ramach, niemniej jednak podobnie jak w przywołanym już wcześniej wyłączeniu również i tu wyobrazić można sobie przypadki, które mogłyby być objęte tą regulacją w sektorze energetyki (np. rozwiązania dedykowane agroenergetyce będące czysto biologicznymi sposobami hodowli roślin).

## Uzyskanie patentu na wynalazek

Niezależnie od zastosowania danej technologii czy też jej charakteru, przepisy ustawy statuują w miarę jednolite ramy prawne dedykowane postępowaniu zmierzającemu do uzyskania patentu na dany wynalazek (np. pewne odrębności obejmują wynalazki dotyczące obronności lub bezpieczeństwa Państwa). Samo prawo do uzyskania patentu na wynalazek zasadniczo przysługuje jego twórcy. W tym obszarze w ustawie wprowadza się kilka rozwiązań odrębnych (art. 11 ust. 3-5). Dotyczą one współtwórców wynalazku, którym to uprawnienie do uzyskania patentu przysługuje wspólnie, a także pracodawcy lub zamawiającego, którzy nabywają prawo do wynalazku, w przypadku dokonania wynalazku w wyniku wykonywania przez twórcę obowiązków ze stosunku pracy albo z realizacji przez niego innej umowy, (chyba że strony ustaliły inaczej).

Inne tego typu przypadki obejmują przedsiębiorców mogących ustalić ze sobą wybór podmiotu, któremu w razie dokonania wynalazku (w związku z wykonywaniem tej umowy) przysługiwać będą prawa do uzyskania patentu. Podobnie, w razie zawarcia przez przedsiębiorcę i twórcę umowy o udzielenie pomocy w zakresie dokonania wynalazku mogą oni ustalić, że przedsiębiorcy przysługiwać będzie (w całości lub części) prawo do uzyskania patentu na wynalazek. Niemniej jednak, w przypadku dokonania wynalazku przez twórcę przy pomocy przedsiębiorcy, przedsiębiorca może korzystać z tego wynalazku we własnym zakresie.

Prawo do uzyskania patentu na wynalazek (jak i kolejno sam patent) jest zbywalne i podlega dziedziczeniu. Umowa o jego przeniesienie wymaga zachowania formy pisemnej. Brak spełnienia tego wymogu obarczony jest rygorem nieważności. Tożsame postanowienia dotyczą pierwszeństwa w zakresie patentu zgłoszonego zagranicą (art. 14 ustawy) oraz uprzedniego pierwszeństwa (art. 151 ustawy). Podobnie, stosownie do postanowień art. 20 ustawy twórca wynalazku uprawniony do uzyskania patentu może przenieść to prawo nieodpłatnie lub za uzgodnioną zapłatą na rzecz przedsiębiorcy albo przekazać mu wynalazek do korzystania.

Istotną kwestią w zakresie patentu jest kwestia pierwszeństwa do jego uzyskania (art. 13 ustawy). Wyznacza je data zgłoszenia wynalazku w Urzędzie Patentowym. Co do zasady powinno ono obejmować złożenie zgłoszenia w Urzędzie Patentowym (tak osobiste, jak w drodze korespondencyjnej, wykorzystując tu operatora pocztowego, niemniej jednak w ustawie przewidziano również inne formy - za pomocą telefaksu lub w postaci elektronicznej. Nieco inaczej przedstawia się kwestia pierwszeństwa do uzyskania patentu zgłoszonego w innym państwie (art. 14 ustawy). W takim przypadku uznaje się je jeśli, w ciągu 12 miesięcy od daty tego zgłoszenia, dodatkowo w polskim Urzędzie Patentowym zostanie dokonane zgłoszenie tego wynalazku. W podobnym duchu odczytywać należy przepisy dotyczące pierwszeństwa do uzyskania patentu dotyczące wynalazku wystawionego na wystawie (art. 151 i art. 16 ustawy).

W przypadku dokonania zgłoszenia niezależnie od siebie przez dwie osoby

(i więcej), które korzystają z pierwszeństwa oznaczonego tą samą datą, każdej z tych osób przysługuje prawo do uzyskania patentu (art. 18 ustawy). W celu zastrzeżenia pierwszeństwa za granicą, na wniosek zgłaszającego możliwym jest wydanie przez Urząd Patentowy dowodu dokonania zgłoszonego wynalazku (art. 19).

Samo zgłoszenie wynalazku obejmować ma kilka elementów wyznaczonych w ustawie - Prawo własności przemysłowej (art. 31). Właściwe w tym zakresie podanie powinno zawierać co najmniej oznaczenie zgłaszającego, określenie przedmiotu zgłoszenia oraz wniosek o udzielenie patentu lub patentu dodatkowego, opis wynalazku ujawniający jego istotę, zastrzeżenie lub zastrzeżenia patentowe, a także skrót opisu. Jeżeli jest to niezbędne do zrozumienia wynalazku, zgłoszenie to powinno zawierać także rysunki (te powinny być czytelne, połączone z opisem i zastrzeżeniami patentowymi - mają one odtwarzać przedmiot wynalazku w ujęciu schematycznym, bez tekstu, z wyjątkiem pojedynczych wyrazów, gdy są one konieczne).

Wspomniany opis wynalazku, zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy powinien obejmować przedstawienie wynalazku na tyle jasno i wyczerpująco, aby znawca mógł ten wynalazek urzeczywistnić. W szczególności dotyczy to uwzględnienia w opisie tytułu odpowiadającego przedmiotowi wynalazku, określenia dziedziny techniki, której wynalazek dotyczy, przedstawienia znanego zgłaszającemu stanu techniki oraz opisania w sposób szczegółowy przedmiotu rozwiązania, wraz z objaśnieniem figur rysunków (jeżeli zgłoszenie zawiera rysunki) i zaprezentowaniem przykładu lub przykładów realizacji bądź stosowania wynalazku. Art. 33 ust. 5 normuje natomiast kwestię skrótu opisu, który zawierać ma zwięzłą i jasną informację określającą przedmiot i charakterystyczne cechy techniczne wynalazku oraz wskazanie jego przeznaczenia, jeżeli nie wynika to z określenia samego przedmiotu. Jeżeli jest to niezbędne do uzasadnienia twierdzeń i żądań zawartych w zgłoszeniu, przedmiotową dokumentację należy rozszerzyć o inne niż wymienione w ustawie dokumenty i oświadczenia.

W toku postępowania prowadzonego przez Urząd Patentowy, na podstawie art. 42 ustawy możliwym jest wezwanie zgłaszającego do uzupełnienia zgłoszenia (w razie wystąpienia w nim braków). Innym działaniem podejmowanym przez Urząd Patentowy jest ogłoszenie o zgłoszeniu wynalazku, dokonywane niezwłocznie po upływie 18 miesięcy od daty pierwszeństwa do uzyskania patentu (art. 43 ustawy). Zgodnie z art. 44 ust. 1 ustawy od dnia ogłoszenia o zgłoszeniu wynalazku osoby trzecie mogą zapoznać się z opisem zgłoszeniowym wynalazku (mogą one do czasu wydania decyzji w sprawie udzielenia patentu zgłaszać do Urzędu Patentowego uwagi co do istnienia okoliczności uniemożliwiających jego udzielenie). Jeżeli natomiast Urząd Patentowy stwierdzi, iż zgłoszenie nie spełnia warunków wymaganych do uzyskania patentu lub wynalazek nie został ujawniony w sposób wystarczający, to stosownie do postanowień art. 49 ust. 1 wydaje decyzję o odmowie udzielenia patentu. Jeśli ustawowe warunki do uzyskania patentu zostały spełnione, zgodnie z art. 52 ustawy Urząd Patentowy wydaje decyzję o udzieleniu patentu, stwierdzając to poprzez wydanie dokumentu patentowego. Jego częścią składową jest opis patentowy obejmujący opis wynalazku, zastrzeżenia patentowe i rysunki (art. 54). Udzielone patenty podlegają wpisowi do rejestru patentowego (art. 53).

Uzyskanie patentu daje prawo do wyłącznego korzystania z wynalazku w sposób zarobkowy lub zawodowy na całym obszarze Rzeczypospolitej Polskiej. Prawo to jest ograniczone czasowo. Czas trwania patentu wynosi 20 lat od daty dokonania zgłoszenia wynalazku w Urzędzie Patentowym (art. 63 ustawy). Zgodnie z art. 66 uprawniony z patentu może zakazać osobie trzeciej, niemającej jego zgody, korzystania z wynalazku w sposób zarobkowy lub zawodowy polegający na wytwarzaniu, używaniu, oferowaniu, wprowadzaniu do obrotu lub importowaniu dla tych celów produktu będącego przedmiotem wynalazku lub stosowaniu sposobu będącego przedmiotem wynalazku, jak też używaniu, oferowaniu, wprowadzaniu do obrotu lub importowaniu dla tych celów produktów otrzymanych bezpośrednio takim sposobem. Z drugiej strony uprawniony z patentu może w drodze umowy udzielić innej osobie upoważnienia (licencji) do korzystania z jego wynalazku (umowa licencyjna).

## Podsumowanie

Materia prawnych uwarunkowań patentu to zagadnienie rozbudowane, niejednokrotnie wymagające kompleksowej analizy prawnej. Z racji ograniczonych ram niniejszej publikacji niektóre z zagadnień związanych z przedmiotową tematyką potraktowane zostały w sposób syntetyczny, niekiedy zaś skrótowy. Nie zmienia to jednak faktu, iż przyznawanie patentów postrzegane jest jako dowód na skuteczności badań w obszarze rozwoju danej dziedziny techniki. W tym zakresie patent staje się pewnym probierzem innowacyjności. Wskazuje kierunki, w które ewoluuje i może się przekształcać dany sektor czy też wybrana technologia. Przyczynia się do tworzenia w miarę bezpiecznych ram prawnych prowadzenia działalności badawczej, dając gwarancję jej ochrony oraz możliwość jej finansowania w oparciu o patent.

Obserwując dynamiczny rozwój energetyki dostrzec można także znaczenie jakie twórcy przykładają do ochrony ich własności intelektualnej. Symbolem tego są chociażby spory o patenty toczone przez takich wynalazców jak T. Edison czy N. Tesla. Dziś uzyskanie patentu jest powszechnym podejściem i jednym z pierwszych celów, do których dążą twórcy proponujący nowe rozwiązania, również te dedykowane sektorowi energetycznemu.

□

*Przypisy:*

*1) T.j. z 2013 r., Dz.U. poz. 1410, ze zm.*

dr hab. inż. Dariusz Kardaś, dr inż. Jacek Kluska, mgr inż. Paweł Kazimierski, mgr inż. Łukasz Heda,
Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk

# Kontenerowa instalacja zgazowania odpadów komunalnych w Nowym Dworze

Fot. pixabay.com

Chociaż odpady komunalne nadal traktowane są jako problem, to coraz częściej postrzegane są jako źródło różnego rodzaju korzyści. Cały ciąg procesów: odzysk, recykling i przetwarzanie termiczne służą zamianie odpadów w użyteczne materiały lub energię. W tym zestawieniu termiczna przeróbka ma niższy priorytet niż recykling ale jej udział może sięgać 1/3 całego strumienia śmieci, co świadczy o jej znaczeniu i potencjale.

Rynek odpadów komunalnych w Polsce przeżywa dynamiczny rozwój i widoczne są w nim różnorodne procesy, ale dwie tendencje wydają się być trwałe. Pierwsza to zwiększający się strumień odpadów, co wynika z rosnącej konsumpcji i uszczelniania systemu odbioru. Drugą natomiast jest zmuszanie zakładów zagospodarowania odpadów do coraz większego recyklingu kosztem odzysku energii w procesach cieplnych, co wynika z przepisów prawa. Skutkiem zwiększonego odzysku odpadów i ich ponownego użycia będzie malejący strumień do instalacji termicznego przetwarzania odpadów. W związku z tym, że w dłuższej perspektywie czasowej zasoby odpadów przeznaczonych do odzysku energii będą maleć, istotną kwestią staje się wielkość termicznych instalacji dla odpadów. Zasadniczo istnieją dwa sposoby termicznego przetwarzania odpadów, a są nimi spalanie i zgazowanie. W spalaniu i zgazowaniu odpadów celem nie jest odzysk substancji, ale energia zawarta w odpadach, nierzadko bardziej cenna, niż surowiec. Z obserwacji bieżącej sytuacji i trendów wynika, że budowa wielkoskalowych

instalacji spalania obarczona jest dużym ryzykiem. Wraz z upływem czasu odpadów o wartości kalorycznej powyżej 6 MJ/kg, czyli paliwa odpadowego (z ang. RDF) będzie mniej. Alternatywą dla dużych spalarni śmieci mogą być małoskalowe instalacje o zdecydowanie niższych kosztach inwestycyjnych. Ich ilość może być łatwo dostosowana do potrzeb użytkownika.

W kontekście tendencji rynkowych i przepisów prawa szczególnie trudną sytuację mają małe zakłady zagospodarowania odpadów, których w Polsce jest kilkadziesiąt. Stają one przed wyzwaniem w jaki sposób przetwarzać paliwo odpadowe, którego wartość energetyczna wynosi 6 MJ/kg. Najprostszym rozwiązaniem jest przekazywanie paliwa odpadowego dużym, zlokalizowanym wokół miast wojewódzkich spalarniom śmieci pozbywając się w ten sposób problemu, tracąc jednocześnie potencjalne zyski. Alternatywą dla tego rozwiązania są własne instalacje termicznego przetwarzania paliwa odpadowego. W odpowiedzi na palącą potrzebę posiadania własnej instalacji termicznego przetwarzania paliwa odpadowego Zakład Zagospodarowania Opadów w Nowym Dworze pod Chojnicami zawiązał konsorcjum z Instytutem Maszyn Przepływowych PAN i firmą Eco-Construction. Wychodząc z założenia, że bardziej przyszłościowe jest posiadanie małych instalacji, konsorcjum tych firm zbudowało pilotażową, kontenerową instalację zgazowania odpadów komunalnych. Instalacja powstała w ramach projektu „Autotermiczny reaktor grawitacyjny zgazowania odpadów komunalnych", dofinansowanego przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, w ramach Pomorskich Projektów Badawczo-Rozwojowych. Instalacja zgazowania odpadów zlokalizowana została na terenie Zakładu Zagospodarowania Odpadów w Nowym Dworze, posiadającego status Regionalnej Instalacji Przetwarzania Odpadów Komunalnych (rys. 1). Została ona zaprojektowana i wykonana przez zespół pracowników IMP PAN w Gdańsku.

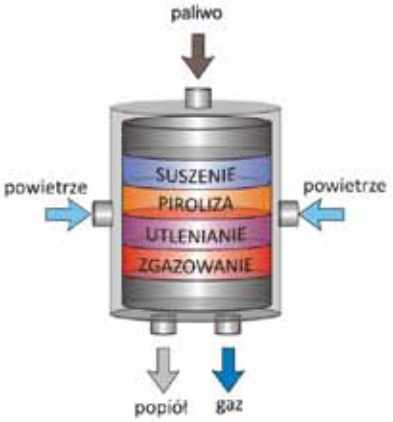
Fot. autora (10)

Rys. 1. Instalacja zgazowania odpadów komunalnych

W jej skład wchodzi kontener, odbiornik popiołu i zasobnik paliwa wraz z układem podawania. Rozmiary zasobnika pozwalają na jego jednorazowe napełnianie odpadami o masie 600 kg. W kontenerze znajduje się reaktor zgazowujący, aparatura kontrolno-pomiarowa oraz komora spalania, która zapewnia utrzymywanie gazów spalinowych w komorze spalania w temperaturze min. 850°C, przez ok. 2 sek. przy zawartości co najmniej 6% tlenu.

## Reaktor zgazowujący

Spalanie choć dominujące, nie jest jedyną metodą odzysku energii z odpadów. W Nowym Dworze powstała instalacja zgazowania, ponieważ ten typ urządzenia ma istotne zalety w stosunku do kotłów i pieców. Pierwszym atutem zgazowania jest produkt jaki uzyskuje się w reaktorze, czyli syngaz będący mieszaniną CO, $H_2$, $CH_4$, $CO_2$ i $N_2$. Ze względu na skład chemiczny i jego wartość opałową, syngaz można spalać równie dobrze w kotle, jak i silniku spalinowym. Ta druga możliwość jest bardzo atrakcyjna, ze względu na stosunkowo niskie koszty agregatów prądotwórczych z gazowymi silnikami spalinowych i wysoką cenę energii elektrycznej. Kluczową część procesu zgazowania prowadzi się w reaktorze ze złożem stałym, gdzie odpady przechodzą szereg procesów fizykochemicznych (rys. 2), w wyniku których powstaje paliwo gazowe. Zasadniczo zgazowanie może być prowadzone na wiele różnych sposobów, ale w Nowym Dworze zastosowano reaktor współprądowy. Przesuwające się z góry w dół reaktora odpady najpierw podlegają suszeniu, następnie przechodzą pirolizę, czyli rozpad spowodowany wysoką temperaturą, dalej spalanie i utlenianie. Na przebieg tych procesów wpływa wiele czynników, takich jak: geometria reaktora, ilość i temperatura podawanego powietrza oraz skład paliwa. Pierwsza faza zgazowania, czyli suszenie to bardzo istotna część procesu, a na jego przebieg istotny wpływ ma początkowa wilgotność paliwa. Paliwo o dużej zawartości wilgoci wymaga więcej energii na odparowanie.




Rys. 2. Zgazowanie w reaktorze ze złożem stałym współprądowym

Piroliza, czyli beztlenowy rozkład termiczny paliwa na karbonizat (zwy-

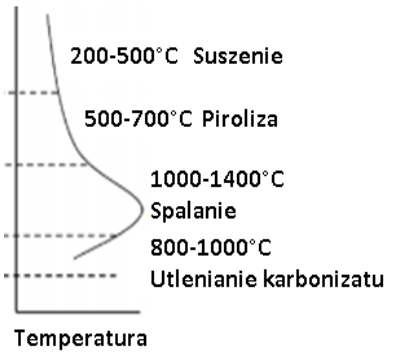
kle stałe i czarne pozostałości po odpadach), frakcję ciekłą (głównie woda i smoły) oraz mieszaninę gazów (CO, $CO_2$, $CH_4$, $H_2$ i inne) stanowi kolejny proces zachodzący w reaktorze zgazowującym ze złożem stałym. Na proces ten istotny wpływ ma temperatura i rozdrobnienie zastosowanego paliwa, co wpływa na szybkość nagrzewania wsadu. Wielkość cząstek paliwa odpadowego wraz z ich gęstością masy i ciepłem właściwym jest istotnym czynnikiem, który determinuje szybkość wszystkich faz procesu zgazowania. Cząstki paliwa o dużej pojemności cieplnej wymagają dłuższego czasu prowadzenia procesu i większego nakładu energetycznego. Jak pokazano na rys. 2, do reaktora zgazowującego oprócz paliwa odpadowego, dostarczane jest powietrze, które służy utlenianiu części gazów pirolitycznych. Mieszanina gazowa powstająca w wyniku spalania gazów pirolitycznych składa się w dużej mierze z ditlenku węgla. W najniższej strefie reaktora $CO_2$ reaguje z karbonizatem wytwarzając mieszaninę gazową, składającą się w głównie z monotlenku węgla i wodoru oraz ditlenku węgla i metanu. W wyniku zgazowania, oprócz mieszaniny gazów, występuje także pozostałość stała. Pozostałością może być karbonizat o dużej zawartości części mineralnej, lub popiół nieróżniący się składem od popiołu powstającego w wyniku spalania. Na rys. 3 zestawiono zdjęcie reaktora do zgazowania z rozkładem temperatury dla reaktorów współprądowych. Najwyższa temperatura występuje w strefie spalania i tam dostarczane jest powietrze. W reaktorze w Nowym Dworze zamontowano dysze powietrzne na 4 różnych poziomach. Powyżej strefy spalania zachodzą reakcje pirolizy, które powodują znaczące zmniejszenie objętości i masy paliwa odpadowego, co wynika z dużej zawartości części lotnych. Powstałe w strefie pirolizy części lotne częściowo utleniane są w strefie spalania, częściowo także ulegają przemianie w strefie utleniania karbonizatu. Intensywność przemian części lotnych wpływa na zawartość smół w syngazie. Dla procesów prowadzonych w sposób współprądowy charakterystyczna jest mniejsza ilość smół, niż w przypadku procesu przeciwprądowego.

## Odpady komunalne

Do instalacji zgazowania trafia paliwo odpadowe (rys. 4 ), czyli to co nie nadaje się do ponownego użytku i recyklingu np. plastiki, meble, odzież, opakowania, a posiada wartość energetyczną. Paliwo odpadowe składa się z palnych odpadów takich jak papier, tworzywa sztuczne, tekstylia, drewno oraz guma.

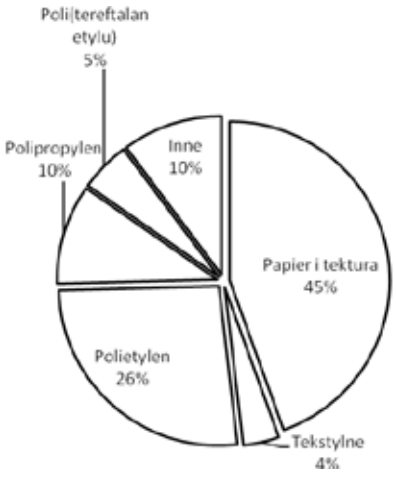
Skład paliwa odpadowego zależy od składowiska, typu gospodarki odpadami, stopnia odzyskania surowców wtórnych w danym punkcie zbiórki odpadów, charakterystyki regionu z którego odbierane są odpady (gmina miejska, wiejska) oraz pory roku. Na rys. 5, przedstawiono przykładową morfologię odpadów pochodzących z wysypiska w Zakładzie Zagospodarowania Odpadów w Nowym Dworze, w której znaczący udział miały papier i tektura (45%) oraz tworzywa sztuczne (51%). Pozostałą część stanowiły tekstylia, biomasa oraz inne składniki frakcji.

Tworzywa sztuczne stanowią znaczną część odpadów. Do najbardziej popularnych odpadów pochodzenia polimerowego można zaliczyć poli(tereftalan etylu) (PET), polietylen (PE) oraz polipropylen (PP). Poli(tereftalan etylu) jest tworzywem wykorzystywanym w przemyśle spożywczym do przechowywania i pakowania materiałów płynnych i półpłynnych, tj. napojów, soków, nabiału, itp. Polietylen jest materiałem odpornym na działanie kwasów, zasad i soli oraz wykazuje dobre właściwości dielektryczne. W przemyśle wykorzystuje się go jako tworzywo do produkcji rur, folii, opakowań, zabawek, narzędzi, izolacji elektrycznych, itp. Polipropylen jest wykorzystywany w przemyśle i budownictwie




Rys. 3. Reaktor zgazowania odpadów oraz rozkład temperatur w jego wnętrzu

Rys. 4. Paliwo odpadowe (RDF)



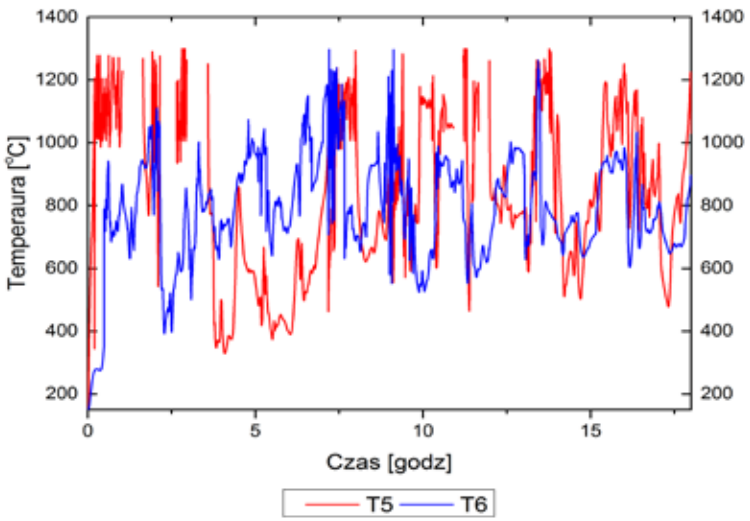

Rys. 5. Przykładowy udział masowy składników w paliwie odpadowym RDF z wysypiska w Nowym Dworze

**Tab. 1. Analiza techniczna i elementarna paliwa odpadowego**

| | |
|---|---|
| Wartość opałowa [MJ/kg] | 24,9 |
| Analiza techniczna [%] | |
| Wilgoć | 5,3 |
| Części lotne | 77,2 |
| Karbonizat | 5,1 |
| Popiół | 12,4 |
| Analiza elementarna [%] | |
| C | 46,46 |
| H | 6,52 |
| O | 46,26 |
| N | 0,34 |
| S | 0,25 |
| Cl | 0,17 |

w podobnych zastosowaniach jak PE. Ponadto, ze względu na podwyższoną twardość, znajduje on dodatkowo zastosowanie w przemyśle motoryzacyjnym oraz stoczniowym do produkcji wyposażenia samochodów, statków, budowy łodzi, itp.

W tab. 1 przedstawiono analizę techniczną i elementarną paliwa odpadowego RDF. Zmienny skład paliwa wtórnego wpływa mocno na jego skład pierwiastkowy oraz na zawartość części lotnych, karbonizatu i popiołu. Części lotne w danej próbce mogą wahać się w przedziale 60-80%, zawartość popiołu 10-20%, karbonizatu natomiast w zakresie od 5 do 20%, przy czym ilość karbonizatu w dużej mierze zależy od sposobu prowadzenia procesu. Wahania te zależą od typu gospodarki odpadami, stopnia odzyskania surowców wtórnych w danym punkcie zbiórki odpadów, oraz charakterystyki regionu, z którego odbierane są odpady. W tab. 1 uwagę zwraca wysoka wartość opałowa paliwa odpadowego porównywalna z dobrym jakościowo węglem kamiennym i wyraźnie wyższa niż dla drewna.

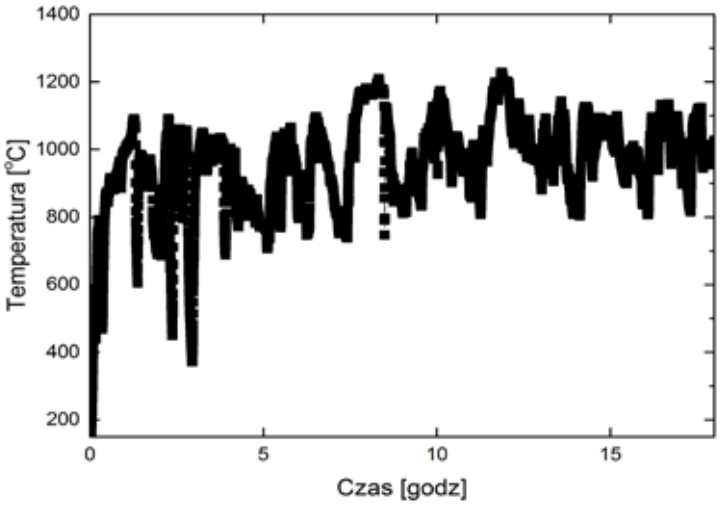



Rys. 6. Rozkład temperatur w strefie spalania w reaktorze zgazowującym

## Zgazowanie odpadów komunalnych

Instalacja zgazowania odpadów w Nowym Dworze przepracowała ponad 150 godz. w trakcie kilku całodobowych testów. Zasadniczo proces zgazowania przebiegał stabilnie, jednakże w trakcie prób cały czas występowały fluktuacje parametrów pracy urządzeń, przede wszystkim temperatury i ciśnienia. Na rys. 6 przedstawiono przykładowy rozkład temperatur w strefie spalania reaktora zgazowującego podczas pracy instalacji zgazowania w trybie 24-o godzinnym. Po pierwszych dwóch godzinach związanych ze rozpaleniem, rozruchem oraz nagrzaniem reaktora temperatura utrzymywała się średnio na poziomie 1000°C.

Występujące podczas prób fluktuacje temperatury wynikały z dużej zmienność w składzie wsadu, co z kolei związane było z różnymi temperaturami upłynniania, pirolizy i spalania poszczególnych rodzajów odpadów. Różnice właściwości fizycznych i chemicznych poszczególnych składników powodowały zmiany w prędkości ruchu (osiadaniu) złoża. Chwilowe zawieszanie się złoża nad strefą spalania powodowało




Rys. 7. Rozkład temperatury w komorze spalania podczas zgazowania odpadów komunalnych

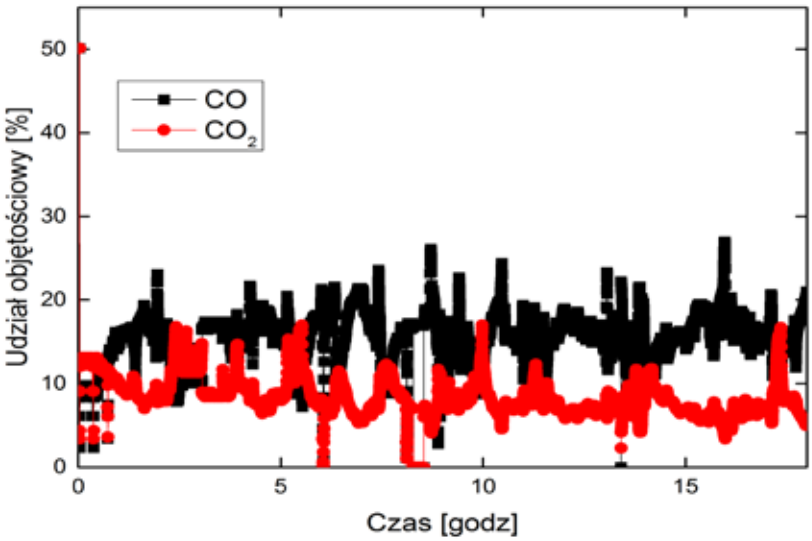
Rys. 8. Spalanie syngazu w komorze spalania

obniżanie się tej strefy i prowadziło do opadania dużych ilości paliwa oraz ponowne przesuwanie się strefy spalania w górę reaktora.

Istotne znaczenie dla pracy instalacji zgazowania odpadów komunalnych ma temperatura w komorze spalania (utrzymywanie gazów spalinowych w temperaturze min. 850°C przez co najmniej 2 s ). Ze względu na wysoką kaloryczność gazu oraz wygrzanie komory średnia temperatura utrzymywała się na poziomie 1100°C (rys. 7). Komora spalania ze względu na swoją masę ma dużą bezwładność cieplną. Nawet w przypadku chwilowego zmniejszenia się kaloryczności gazu spaliny utrzymywane są w wymaganej temperaturze dzięki pobieraniu ciepła z rozgrzanych ścianek komory (rys. 8).

Podczas procesu zgazowania zawartość monotlenku węgla utrzymywała się na poziomie ok. 20%, a ditlenku węgla 10-15%, co przedstawia rys. 9. Stosunkowo krótka strefa redukcji oraz długa strefa pirolizy sprzyjała dużej zawartości metanu (6-10%) oraz wodoru (do 20%).

Duży stosunek stężenia CO do $CO_2$ wskazuje na poprawną prace zgazowarki. Ditlenek węgla powinien ulegać redukcji na złożu rozgrzanego karbonizatu. Efektem tego jest podwyższenie kaloryczności gazu oraz redukcja masy karbonizatu poprzez jego utlenienie. Stosunek $CO/CO_2$ to jeden z podstawowych parametrów pracy zgazowarki i jakości gazu syntezowego. Na jego wpływ w największym stopniu wpływa czas przebywania gazu w strefie rozgrzanego karbonizatu oraz temperatura. Wysoka temperatura jest warunkiem zachodzenia reakcji Boduarda oraz powoduje przesunięcie stałej równowagi w kierunku tworzenia się tlenku węgla.




Rys. 9. Zawartość mono oraz ditlenku węgla w gazie procesowym

## Wnioski

Pierwsza w Polsce kontenerowa instalacja zgazowania odpadów komunalnych w Nowym Dworze pod Chojnicami przeszła testy sprawdzające jej działania. Wydajność instalacji wynosi ok. 70 kg paliwa odpadowego na godzinę, co oznacza ponad 1600 kg na dobę. Gaz syntezowy powstający w instalacji ma wartość kaloryczną 7 MJ/$Nm^3$. □

BIURO PROJEKTOWE

# ENERGOTECHNIKA ENGINEERING

www.ete.com.pl

## PROFESJONALIZM W ENERGETYCE

specjalistyczne usługi inżynierskie dla energetyki i ochrony środowiska
oraz wydobycia i magazynowania gazu ziemnego i ropy naftowej

mgr inż. Izabella Maj, dr hab. inż. Piotr Ostrowski prof. nzw. w Pol. Śl, dr inż. Edyta Kudlek,
Zakład Kotłów i Wytwornic Pary, Zakład Chemii Środowiska i Procesów Membranowych, Politechnika Śląska

# Muły węgla kamiennego

## - odpad czy cenne paliwo?

W artykule zaprezentowano badania dotyczące termicznej konwersji mułu węgla kamiennego przy użyciu spalin jako czynnika konwertującego. Ideą procesu jest recyrkulacja powstałego gazu palnego (syngazu) do komory spalania kotła, z którego pobierane były spaliny. Celem badań jest określenie przydatności mułów do pośredniego spalania w kotłach energetycznych oraz opracowanie zaleceń do prowadzenia procesu w skali przemysłowej.

Badania prowadzone były na stanowisku laboratoryjnym w zakresie temperatury 550-850°C dla mułu w stanie roboczym (rys.1), a więc o znacznej wilgotności, przy jednoczesnej wysokiej wartości opałowej w stanie suchym (tab. 1).

Głównym elementem stanowiska jest reaktor (rys. 2) zapewniający możliwość termicznej degradacji próbki dowolnego paliwa stałego o masie ok. 3 g, w przedziale temperatury 180-850°C, w czynniku o zadanym składzie i udziale wilgoci.

Układ pomiarowy stanowiska laboratoryjnego umożliwia pomiary on-line i archiwizację: temperatury, ubytku masy próbki paliwa podczas procesu, składu czynnika konwertującego oraz składu syngazu.

Ubytek masy próbki oraz skład syngazu uzyskany podczas konwersji mułu w temperaturze odpowiednio 550, 650, 750 oraz 850°C przedstawiono na rys. 3-6. Wraz ze wzrostem temperatury procesu obserwowano wzrost stężenia składników palnych w syngazie, w temperaturze 850°C otrzymano gaz o składzie: [CO]max≈3%, [CH4]max≈21%, [H2]max≈24%, który uznano za satysfakcjonujący.

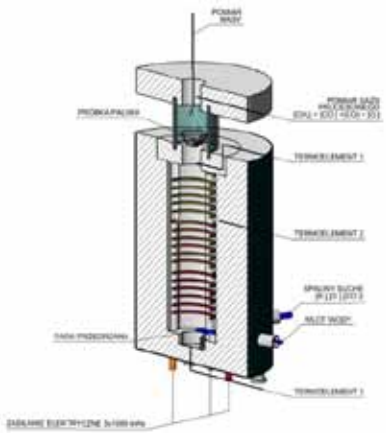
Rys. 1. Muł węglowy w stanie roboczym

W celu określenie stopnia konwersji mułu przy pomocy omówionej metody wyznaczono stratę prażenia stałych pozostałości poprocesowych. Strata prażenia wynosi ok. 90% masy pozostałości po procesie, co oznacza dużą zawartość substancji palnej. Omawiany proces bliski jest więc pirolizie, a powstały karbonizat może podlegać dalszemu wykorzystaniu energetycznemu.

Oprócz korzystnego efektu energetycznego, termiczna konwersja mu-

**Tab. 1. Charakterystyka mułu węglowego**

| Stan analityczny | | | |
|---|---|---|---|
| Zawartość wilgoci | $W^a$ | % | 0,25 |
| Zawartość popiołu | $A^a$ | % | 17,5 |
| Wartość opałowa | $W_d$ | MJ/kg | 23,4 |
| Stan roboczy | | | |
| Zawartość wilgoci | $W^a$ | % | 27,5 |

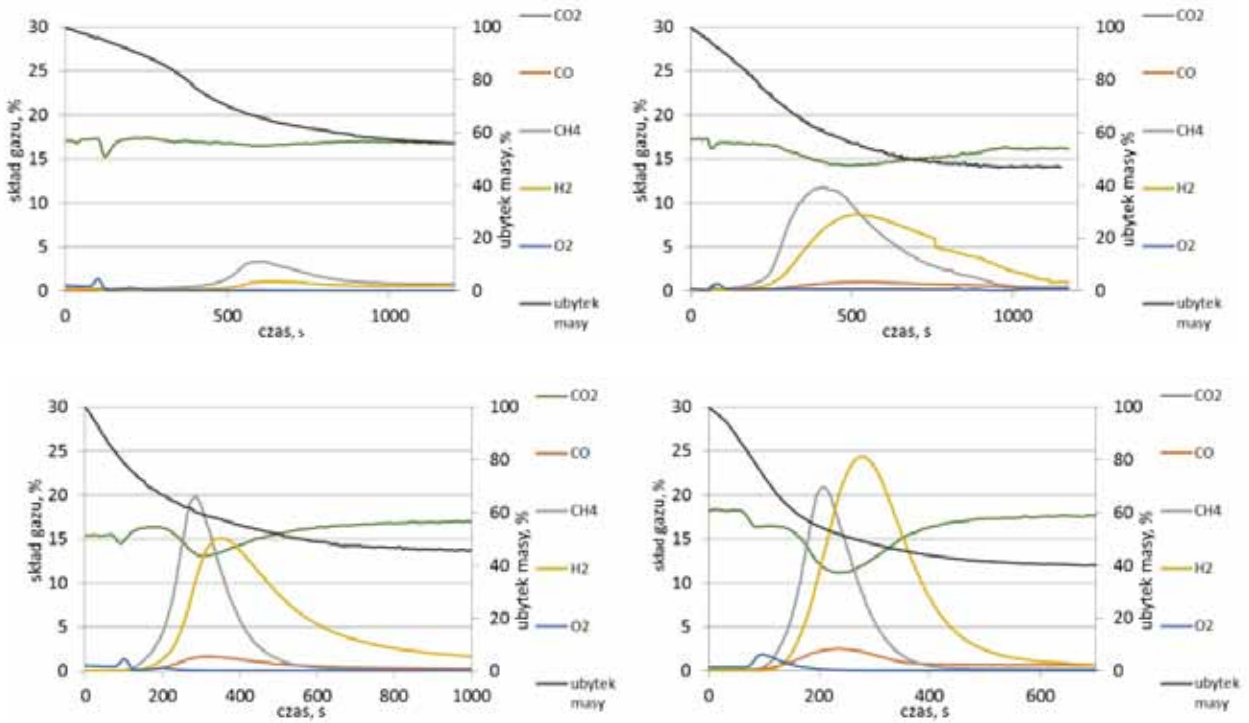


Rys. 2. Schemat laboratoryjnego reaktora

łu prowadzi do redukcji ich toksyczności, co powinno być brane pod uwagę przy ich dalszym zagospodarowaniu. W celu oceny potencjalnego oddziaływania toksycznego produktów konwersji termicznej wykonano z nich ekstrakty wodne, które poddano trzem testom toksyczności: wykorzystującym bakterie - Microtox®, skorupiaki - Daphtoxkit F® oraz rośliny naczyniowe - Lemna sp. Growth Inhibition Test. Uzyskane wyniki zaprezentowano na rys. 7. Wykazano, że wyciąg wodny mułu przed konwersją termiczną posiada charakter toksyczny względem wszystkich organizmów testowych (efekt toksyczny z zakresu od 50 do 75%). Natomiast wraz ze wzrostem temperatury procesu obniża się toksyczne oddziaływanie jego stałych pozostałości. Dla przykładu wyciąg wodny mułu poddanego konwersji w temperaturze 550°C cechuje się niską toksycznością (efekt toksyczny z zakresu od 25 do 50%), a wyciąg wody pozostałości z temperatury 850°C jest nietoksyczny (efekt poniżej 25%) zarówno w odniesie-

**Tab. 2. Strata prażenia pozostałości procesu termicznej konwersji mułu węglowego**

| Temperatura procesu | Udział popiołu | Udział części organicznej |
|---|---|---|
| °C | % | % |
| 550 | 9,4 | 90,6 |
| 650 | 9,6 | 90,4 |
| 750 | 9,8 | 90,2 |
| 850 | 9,7 | 90,3 |



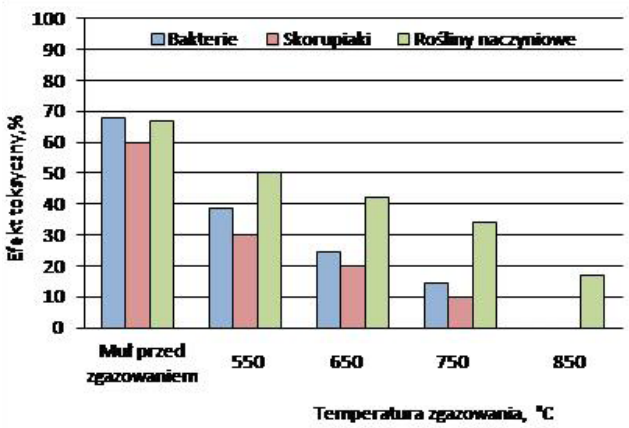

Rys. 3-6. Ubytek masy oraz skład syngazu dla zgazowania mułu węglowego w temperaturze odpowiednio: 550, 650, 750 oraz 850°C

niu do bakterii, skorupiaków jak i roślin naczyniowych.

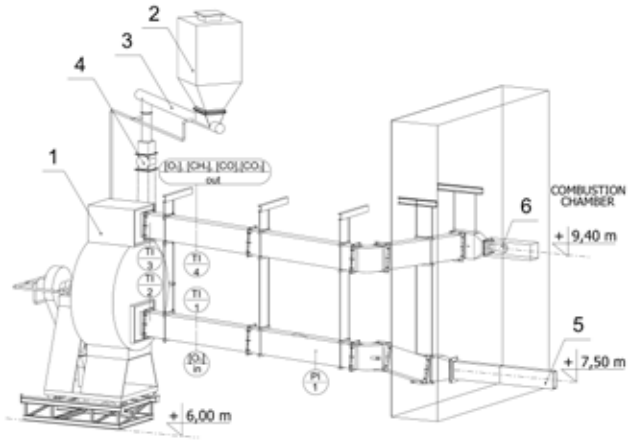
Instalacja znajduje się w EC „Marcel" w Radlinie i jest przyłączona do kotła K4 zasilanego węglem kamiennym i gazem koksowniczym, z którego spaliny użyte zostały jako czynnik konwertujący. Wyniki dotychczasowych testów instalacji przedstawiono na rys. 10, na przykładzie zgazowania peletu z drewna iglastego. W teście uzyskano syngaz o maksymalnych udziałach składników palnych odpowiednio: [CO]max≈18%, [CH4]max≈8%, [H2]max≈7%, który był następnie recyrkulowany do komory spalania kotła.

Kolejnym krokiem będzie zasilanie omówionej instalacji mułem węgla kamiennego. Skład syngazu uzyskanego w warunkach laboratoryjnych potwierdza celowość tego działania oraz daje nadzieję na rozwój prezentowanej technologii w skali komercyjnej. Uzyskanie gazu o bardziej korzystnym składzie będzie możliwe dzięki minimalizacji procesu spalania, stąd kolejne testy zostaną przeprowadzone dla niższych wartości stosunku nadmiaru tlenu, a temperatura spalin dolotowych, będących czynnikiem konwertującym, kontrolowana będzie poprzez wtrysk pary wodnej. □

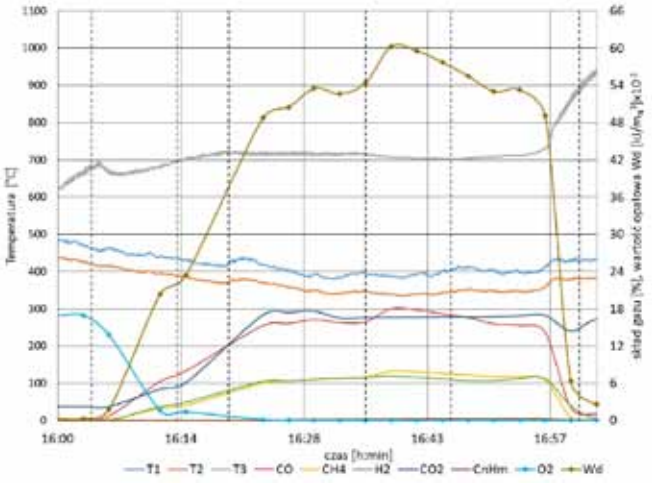
Rys. 9. Reaktor w skali przemysłowej - wewnątrz widoczny wirnik z łopatkami roboczymi




Rys. 7. Toksyczność produktów zgazowania dla czasu ekspozycji odpowiednio 10 min oraz 24 h




Rys. 8. Schemat instalacji w skali przemysłowej
1- obrotowy bęben 2- zasobnik paliwa, 3 - podajnik ślimakowy, 4 - podajnik celkowy, 5 - kanał spalin (dolotowy), 6 - kanał wylotowy




Rys. 10. Przebieg temperatury oraz stężeń składników gazu procesowego podczas testu zgazowania

dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. ndzw. PŁ, mgr inż. Olga Namiecińska, inż. Paulina Saladra,
Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

# Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce **w świetle nowych planów gospodarki odpadami**

Fot. NE

Problemem zagospodarowywania odpadów komunalnych dotyka wszystkie wysoko rozwinięte kraje. Jest on tym większy, ponieważ wraz z rozwojem gospodarczym oraz polepszającą się jakością życia ich mieszkańców, ilość odpadów komunalnych rośnie.

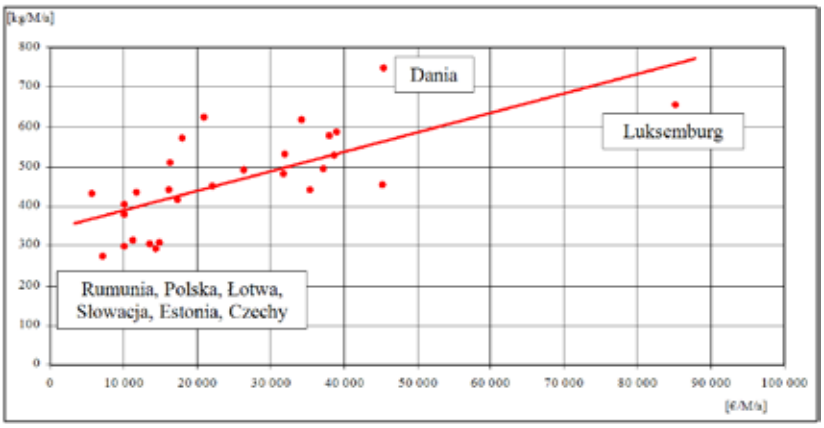
System gospodarowania odpadami komunalnymi w Polsce regulowany jest za pomocą ustawy o odpadach, a kilka lat temu został zrewolucjonizowany wprowadzeniem nowelizacji ustawy o utrzymaniu porządku i czystości w gminach. Akt ten wprowadził znaczące zmiany, nie tylko w dotychczasowej organizacji gospodarki odpadami komunalnymi, ale przede wszystkim w obowiązkach i uprawnieniach poszczególnych podmiotów biorących udział w tym procesie, począwszy od jego planowania, poprzez wytwarzanie i odbiór odpadów aż do ich zagospodarowania. Zgodnie z art. 34 ustawy o odpadach dla osiągnięcia celów założonych w krajowej polityce ochrony środowiska, oddzielenia tendencji wzrostu ilości wytwarzanych odpadów i ich wpływu na środowisko od tendencji wzrostu gospodarczego kraju, wdrażania hierarchii sposobów postępowania z odpadami oraz zasady samowystarczalności i bliskości, a także utworzenia i utrzymania w kraju zintegrowanej i wystarczającej sieci instalacji gospodarowania odpadami, spełniających wymagania ochrony środowiska, opracowuje się na szczeblu wojewódzkim i krajowym plany gospodarki odpadami. Powinny być one aktualizowane nie rzadziej niż co 6 lat (art. 37).

Istotnym założeniem przy tworzeniu zarówno Krajowego Planu Gospodarki odpadami (KPGO), jak i Wojewódzkich Planów Gospodarki Odpadami (WPGO)

jest podział poszczególnych województw na regiony gospodarki odpadami obsługiwane przez regionalne instalacje przetwarzania odpadów komunalnych (tzw. RIPOK), które również powinny zostać wskazane dla każdego z wydzielonych regionów. Warunki konieczne do spełnienia, aby instalacje mogły zostać wskazane jako RIPOK także zostały sprecyzowane w art. 35 ustawy. Zgodnie z przyjętą regulacją regionalną instalacją do przetwarzania odpadów komunalnych jest zakład zagospodarowania odpadów, o mocy przerobowej wystarczającej do przyjmowania i przetwarzania odpadów z obszaru zamieszkanego przez co najmniej 120 tys. mieszkańców, spełniający wymagania najlepszej dostępnej techniki oraz zapewniający mechaniczno-biologiczne przetworzenie odpadów komunalnych zmieszanych, przetwarzanie selektywnie zebranych odpadów zielonych i innych bioodpadów lub składowanie odpadów powstających w procesie mechaniczno-biologicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych oraz pozostałości z sortowania odpadów komunalnych. Natomiast zgodnie z ustawą (art. 35) spalarnia odpadów (szerzej: instalacja termicznego przekształcania odpadów) jest ponadregionalną instalacją do przetwarzania odpadów komunalnych i winna mieć ona moce przerobowe wystarczające do przyjmowania i przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych zebranych z obszaru zamieszkanego przez co najmniej 500 tys. mieszkańców, spełniająca wymagania najlepszej dostępnej techniki.

W dniu 1 lipca 2016 r. został przyjęty Krajowy Plan Gospodarki Odpadami (KPGO), a w ślad za nim opracowane zostały i są sukcesywnie przyjmowane plany wojewódzkie (WPGO). W niniejszym opracowaniu dokonano analizy zapisów KPGO oraz wszystkich 16 WPGO pod kątem ustaleń dotyczących budowy instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych.

Zgodnie z polityką Unii Europejskiej w zakresie gospodarki odpadami Polska zobowiązała się do 2020 r. osiągnąć recykling lub przygotowanie do ponownego użycia minimum 50% masy papieru, metali, tworzyw sztucznych i szkła. Ponadto w tym samym roku powinniśmy osiągnąć minimum 70% przygotowanie do ponownego użycia oraz odzysku odpadów budowlanych i rozbiórkowych. Zgodnie z dyrektywą składowiskową (1999/31/WE) powinniśmy również ograniczyć do 2020 r. masę składowanych odpadów komunalnych ulegających biodegradacji do maksymalnie 35% w stosunku do masy tych odpadów wytworzonych w 1995 r.

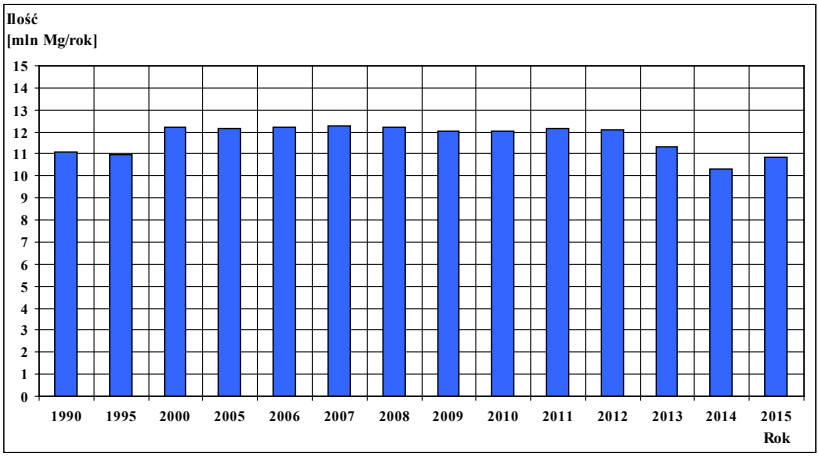



Rys. 1. Zależność ilości powstających odpadów komunalnych w funkcji zamożności społeczeństwa (dochodu narodowego w przeliczeniu na mieszkańca) - dane za 2013 r. dla EU-28 *(oprac. własne wg EUROSTATU)*

Analizując dane statystyczne dotyczące ilości wytwarzanych odpadów komunalnych w krajach UE oraz porównując je ze stopniem rozwoju gospodarczego oraz z poziomem życia ludności (wyrażonym poprzez wartość dochodu narodowego w przeliczeniu na jednego mieszkańca) łatwo zauważyć dobrą korelację pomiędzy tymi wartościami (rys. 1). Ciekawostką jest jednak to, że ilość powstających w Polsce odpadów w przeliczeniu na jednego mieszkańca jest znacznie (o ok. 100 kg rocznie w przeliczeniu na jednego mieszkańca) poniżej linii trendu. Podobną sytuację obserwujemy w Rumunii, na Łotwie, Słowacji, Estonii oraz w Republice Czeskiej. Wydaje się, że problem ten jest bezpośrednio związany z dwoma zjawiskami - powstawaniem nielegalnych wysypisk odpadów oraz spalaniem odpadów w piecach domowych. Ilość powstających w Polsce odpadów komunalnych od lat oscyluje wokół 11 mln Mg rocznie, co przedstawiono na rys. 2.

Aktualny system gospodarki odpadami w Polsce opiera się na regionalnych instalacjach przetwarzania odpadów komunalnych - tzw. RIPOK-ach, którymi są instalacje mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów (IMBP). Według danych z WPGO istnieje w kraju 157 instalacji MBP o łącznej wydajności 10 799 100 Mg/r. Docelowo w 2020 r., projektuje się budowę następnych, tak by ich wydajność w części mechanicznej była na poziomie 12 414 133 Mg/r. Daje to docelowo 179 instalacji MBP, najwięcej w Europie.

Ponadto od początku 2016 r. funkcjonuje w Polsce 5 nowych, nowoczesnych instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych (Białystok - 120 000 Mg/r., Bydgoszcz - 180 000 Mg/r., Konin - 96 000 Mg/r., Kraków - 220 000 Mg/r., Poznań - 210 000 Mg/r.,) uzupełniając funkcjonowanie warszawskiej spalarni odpadów komunalnych (ZUSOK - wydajność aktualna ok. 60 000 Mg/r.), co daje dziś całkowitą wydajności wszystkich instalacji równą ok. 826 000 Mg na r. Pod koniec 2017 r. dołączyć powinna do nich szósta spalarnia w Szczecinie o wydajności na poziomie 150 000 Mg/r. Sumując wszystkie spalarnie wraz z istniejąca od




Rys. 2. Ilość powstających w Polsce odpadów komunalnych wg danych GUS

2001 r. warszawską spalarnią odpadów komunalnych (ZUSOK) można będzie przetwarzać łącznie ponad milion odpadów rocznie.

Zgodnie z KPGO Polska podzielona jest na 74 regiony gospodarki odpadami komunalnymi, co pokazano w tab. 1.

Regiony gospodarowania odpadami komunalnymi mają różną wielkość, zamieszkuje je również różna liczba ludności. Średni dla całej Polski region posiada powierzchnię ok. 4 225 km$^2$ i zamieszkuje go ok. 515 tys. mieszkańców.

Każdy WPGO dokładnie opisuje sytuację w zakresie gospodarki odpadami w każdym regionie oraz znajdujące się w nim instalacje, takie jak: IMBP, ITPOK, składowiska, a także instalacje produkcji paliwa z odpadów określanego najczęściej jako RDF. Dane o istniejących w Polsce instalacjach oraz ich wydajnościach, z rozbiciem na poszczególne województwa zestawiono w tab. 2.

Analizując sytuację w poszczególnych województwach widać, że w większości z nich już dziś występuje nadwyżka mocy przerobowych instalacji MBP nad ilością wytwarzanych odpadów komunalnych zmieszanych (po odjęciu selektywnej zbiórki oraz masy odpadów poddawanych termicznemu przekształcaniu w 6 istniejących spalarniach). Sytuację w tym zakresie przedstawiono w tab. 3.

Jak łatwo zauważyć, jedynie w dwóch województwach (łódzkim oraz wielkopolskim) występuje nadwyżka ilości powstających odpadów komunalnych zmieszanych nad aktualnymi zdolnościami przerobowymi istniejących instalacji MBP.

Autorzy wszystkich WPGO przyjęli generalnie, że ilość odpadów w 2022 r. (taki jest horyzont czasowy aktualnych planów) zmaleje. Ma to nastąpić w wyniku wdrażania zasad gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy"). Wydaje się jednak, że jest to bardzo optymistyczne założenie. Jak już wspomniano wskaźnik ilości wytwarzanych odpadów komunalnych w Polsce jest o ok. 100 kg/mieszkańca rocznie niższy niż wynosi linia trendu dla zależności: ilość odpadów - dochód narodowy. Jest to najprawdopodobniej spowodowane znaczną ilością nielegalnych wysypisk odpadów oraz spalaniem odpadów w piecach domowych. W skutek systematycznego wzrostu poziomu życia (dochodu narodowego) ilość opadów komunalnych powinna w najbliższym czasie wzrosnąć, stąd założenie o spadku ilości odpadów wydaje się bardzo optymistyczne - realnie, o ile uda się osiągnąć planowany wzrost poziomu recyklingu oraz zlikwiduje się patologie („dzikie składowiska") powinno udać się ustabilizować ilość odpadów komunalnych na poziomie obecnym, czyli ok. 12 mln Mg.

Według nowych WPGO w roku 2022 masa zmieszanych odpadów komunalnych wynosić będzie 7 426 244 Mg i funkcjonować będzie w Polsce 179 instalacji MBP o wydajności 12 141 133 Mg/r. (w części mechanicznej), co oznacza ok. 63% nadmiar wydajności na planowaną ilością odpadów. Ten stan obrazuje tab. 4.

Niedobór mocy przerobowych instalacji MBP w stosunku do ilości powstających odpadów może wystąpić jedynie w województwie świętokrzyskim oraz wielkopolskim.

**Tab. 1. Regiony gospodarowania odpadami komunalnymi wg KPGO oraz WPGO**

| Województwo | Powierzchnia | Ludność | Liczba regionów | Średni region | |
|---|---|---|---|---|---|
| | km$^2$ | mln mieszkańców | | mieszkańców | km$^2$ |
| Dolnośląskie | 19 946 | 2,880 | 6 | 480 000 | 3 324 |
| Kujawsko-pomorskie | 17 972 | 2,070 | 4 | 517 500 | 4 493 |
| Lubelskie | 25 123 | 2,150 | 8 | 268 750 | 3 140 |
| Lubuskie | 13 988 | 1,010 | 4 | 252 500 | 3 497 |
| Łódzkie | 18 219 | 2,520 | 3 | 840 000 | 6 073 |
| Małopolskie | 15 183 | 3,310 | 1 | 3 310 000 | 15 183 |
| Mazowieckie | 35 558 | 5,240 | 4 | 1 310 000 | 8 890 |
| Opolskie | 9 412 | 1,030 | 4 | 257 500 | 2 353 |
| Podkarpackie | 17 846 | 2,100 | 6 | 350 000 | 2 974 |
| Podlaskie | 20 187 | 1,190 | 4 | 297 500 | 5 047 |
| Pomorskie | 18 293 | 2,240 | 4 | 560 000 | 4 573 |
| Śląskie | 12 333 | 4,640 | 3 | 1 546 667 | 4 111 |
| Świętokrzyskie | 11 720 | 1,290 | 6 | 215 000 | 1 953 |
| Warmińsko-mazurskie | 24 173 | 1,430 | 5 | 286 000 | 4 835 |
| Wielkopolskie | 29 826 | 3,420 | 10 | 342 000 | 2 983 |
| Zachodniopomorskie | 22 901 | 1,630 | 2 | 815 000 | 11 451 |
| Polska | 312 680 | 38,15 | 74 | 515 541 | 4 225 |

**Tab. 2. Istniejące w Polsce instalacje do przetwarzania odpadów komunalnych wg KPGO oraz WPGO**

| Nazwa województwa | Ilość regionów | Ilość odpadów komunalnych | Ilość ITPOK | Wydajność ITPOK | Ilość IMBP | Wydajność IMBP | | Ilość składowisk | Pojemność składowisk | Ilość zakładów produkcji RDF | Wydajność instalacji produkcji RDF |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | cz. mech. | cz. biol. | | | | |
| | | Mg/r. | | Mg/r. | | Mg/r. | Mg/r. | | $m^3$ | | Mg/r. |
| Dolnośląskie | 6 | 739 888 | 0 | 0 | 17 | 1 336 800 | 624 410 | 14 | 8 125 958 | 14 | 1 099 632 |
| Kujawsko-pomorskie | 4 | 431 813 | 1 | 180 000 | 13 | 788 500 | 325 800 | 13 | 7 149 900 | 8 | 375 500 |
| Lubelskie | 8 | 482 370 | 0 | 0 | 8 | 422 900 | 152 350 | 5 | 1 216 905 | 22 | 645 930 |
| Lubuskie | 4 | 261 186 | 0 | 0 | 8 | 391 500 | 201 137 | 10 | 3 572 744 | 4 | 227 500 |
| Łódzkie | 3 | 429 334 | 0 | 0 | 7 | 403 500 | 194 550 | 5 | 2 263 392 | 8 | 704 560 |
| Małopolskie | 1 | 699 681 | 1 | 220 000 | 15 | 658 400 | 325 900 | 11 | 4 161 300 | b.d. | b.d. |
| Mazowieckie | 4 | 1 173 837 | 1 | 60 000 | 12 | 1 850 480 | 880 420 | 7 | 4 256 888 | 6 | 242 000 |
| Opolskie | 4 | 411 805 | 0 | 0 | 5 | 426 000 | 166 000 | 9 | 1 795 828 | 2 | 122 000 |
| Podkarpackie | 6 | 275 000 | 0 | 0 | 6 | 288 000 | 131 970 | 3 | 1 540 288 | 1 | 1 250 |
| Podlaskie | 4 | 299 421 | 1 | 120 000 | 7 | 227 667 | 133 160 | 5 | 994 730 | 2 | 20 000 |
| Pomorskie | 4 | 511 084 | 0 | 0 | 10 | 782 600 | 280 780 | 11 | 4 304 686 | 2 | 21 304 |
| Śląskie | 3 | 1 012 464 | 0 | 0 | 17 | 1 168 250 | 572 900 | 20 | 9 366 484 | 8 | 571 405 |
| Świętokrzyskie | 6 | 158 202 | 0 | 0 | 6 | 200 800 | 77 323 | 8 | 2 554 780 | 5 | 424 200 |
| Warmińsko-mazurskie | 5 | 327 507 | 0 | 0 | 7 | 583 000 | 212 000 | 8 | 3 043 104 | 1 | 40 000 |
| Wielkopolskie | 10 | 897 496 | 2 | 304 000 | 8 | 581 203 | 268 568 | 10 | 3 477 976 | 16 | 1 006 368 |
| Zachodniopomorskie | 2 | 538 662 | 0 | 0 | 11 | 702 500 | 325 700 | 5 | 3 191 812 | 6 | 793 267 |

Analizując krytycznie zarówno KPGO jak i wszystkie WPGO (uchwalone bądź dostępne projekty) należy zauważyć, że autorzy wszystkich WPGO przyjęli różne wskaźniki ilości odpadów kierowanych do części biologicznej IMBP. Średnio w kraju jest to ok. 45% (36-58%). Przyjmując natomiast, że z 1 Mg odpadów komunalnych zmieszanych daje się uzyskać ok. 35% frakcji nadsitowej - palnej o kodzie 19 12 12 zwanej najczęściej pre-RDF, lub nieco mniej frakcji oczyszczonej - 19 12 10 zwanej RDF można oszacować całkowitą ilość tej frakcji, jaka powstanie w instalacjach MPB rocznie. Jest to dość duży problem ze względu na jego kaloryczność i brak możliwości składowania, gdyż z dniem 1 stycznia 2016 r. nie wolno składować frakcji palnej odpadów - RDF oraz pre-RDF. Pojawia się więc konieczność jego termicznego przekształcania. Odpad o kodzie 19 12 10 lub 19 12 12 może być spalany w spalarniach odpadów oraz współspalany w cementowniach, a także może być wykorzystany w energetyce i ciepłownictwie. Bilans ilości powstającego RDF oraz pre-RDF wg stanu aktualnego oraz projektowanego na 2022 r. pokazano to w tab. 5.

**Tab. 3. Ilość powstających odpadów komunalnych zmieszanych a wydajność IMBP w poszczególnych województwach (stan aktualny)**

| Województwo | Masa odpadów komunalnych zmieszanych w 2014 r. | Moc przerobowa cz. mech. IMBP | Bilans | Ocena |
|---|---|---|---|---|
| | [Mg/rok] | [Mg/rok] | [Mg/rok] | |
| Dolnośląskie | 747 325 | 1 336 800 | 589 475 | nadwyżka |
| Kujawsko-pomorskie | 431 812 | 775 500 | 343 688 | nadwyżka |
| Lubelskie | 298 100 | 422 900 | 124 800 | nadwyżka |
| Lubuskie | 258 964 | 391 500 | 132 536 | nadwyżka |
| Łódzkie | 441 012 | 403 500 | -37 512 | niedobór |
| Małopolskie | 583 724 | 658 400 | 74 676 | nadwyżka |
| Mazowieckie | 1 136 426 | 1 850 480 | 714 054 | nadwyżka |
| Opolskie | 221 617 | 426 000 | 204 383 | nadwyżka |
| Podkarpackie | 274 900 | 288 000 | 13 100 | nadwyżka |
| Podlaskie | 218 013 | 227 667 | 9 654 | nadwyżka |
| Pomorskie | 511 085 | 782 600 | 271 515 | nadwyżka |
| Śląskie | 1 012 464 | 1 168 250 | 155 786 | nadwyżka |
| Świętokrzyskie | 139 726 | 200 800 | 61 074 | nadwyżka |
| Warmińsko-mazurskie | 310 551 | 583 000 | 272 449 | nadwyżka |
| Wielkopolskie | 897 496 | 581 203 | -316 293 | niedobór |
| Zachodniopomorskie | 414 217 | 702 500 | 288 283 | nadwyżka |
| RAZEM | 7 897 432 | 10 799 100 | 2 901 668 | nadwyżka |

Zarówno dla stanu aktualnego, jak i docelowego, mamy więc do wykorzystania potężną ilość frakcji paliwowej, która jest odpadem, której nie wolno składować, która powinna zostać wykorzystana energetycznie. Nierealnym jest termiczne przekształcenie całej masy wytwarzanego w Polsce RDF i pre-RDF w cementowniach, co często jest sugerowane. Przemysł cementowy jest zainteresowany jedynie paliwem o wartości opałowej ponad 20 MJ/kg, podczas gdy wartość opałowa RDF najczęściej wynosi 12-15 MJ/kg (sporadycznie 16 MJ/kg), a pre-RDF ok. 11-12 MJ/kg. Dla potrzeb przemysłu cementowego do paliwa z instalacji MBP musi zostać dodana znaczna ilość frakcji wysokokalorycznej - opon (gumy) lub tworzyw sztucz-

**Tab. 4. Ilość przewidywanych odpadów komunalnych zmieszanych a wydajność IMBP w poszczególnych województwach (stan planowany na 2022 r.)**

| Województwo | Masa odpadów komunalnych zmieszanych w 2020 r. | Moc przerobowa cz. mech. IMBP | Bilans | Ocena |
|---|---|---|---|---|
| | [Mg/r.] | [Mg/r.] | [Mg/r.] | |
| Dolnośląskie | 566 626 | 1 337 800 | 771 174 | nadwyżka |
| Kujawsko-pomorskie | 318 500 | 788 500 | 470 000 | nadwyżka |
| Lubelskie | 494 013 | 605 300 | 111 287 | nadwyżka |
| Lubuskie | 260 301 | 393 200 | 132 899 | nadwyżka |
| Łódzkie | 448 188 | 630 500 | 182 312 | nadwyżka |
| Małopolskie | 521 971 | 658 400 | 136 429 | nadwyżka |
| Mazowieckie | 888 987 | 1 945 480 | 1 056 493 | nadwyżka |
| Opolskie | 165 109 | 426 000 | 260 891 | nadwyżka |
| Podkarpackie | 346 770 | 529 100 | 182 330 | nadwyżka |
| Podlaskie | 307 131 | 402 000 | 94 869 | nadwyżka |
| Pomorskie | 527 696 | 788 600 | 260 904 | nadwyżka |
| Śląskie | 822 144 | 1 168 250 | 346 106 | nadwyżka |
| Świętokrzyskie | 256 182 | 219 800 | -36 382 | niedobór |
| Warmińsko-mazurskie | 212 730 | 583 000 | 370 270 | nadwyżka |
| Wielkopolskie | 862 075 | 859 703 | -2 372 | niedobór |
| Zachodniopomorskie | 427 821 | 805 500 | 377 679 | nadwyżka |
| RAZEM | 7 426 244 | 12 141 133 | 4 714 889 | nadwyżka |

**Tab. 5. Ilość wytwarzanego paliwa z odpadów RDF i pre-RDF dla stanu aktualnego oraz projektowanego na 2022 r. wg KPGO oraz WPGO**

| Województwo | STAN AKTUALNY | | STAN PROJEKTOWANY | |
|---|---|---|---|---|
| | Masa zm. odpadów komunalnych do przetworzenia w IMBP | Masa paliwa RDF i pre-RDF | Masa zm. odpadów komunalnych do przetworzenia w IMBP | Masa paliwa RDF i pre-RDF |
| | [Mg/r.] | [Mg/r.] | [Mg/r.] | [Mg/r.] |
| Dolnośląskie | 747 325 | 261 564 | 566 626 | 198 319 |
| Kujawsko-pomorskie | 251 812 | 88 134 | 138 500 | 48 475 |
| Lubelskie | 298 100 | 104 335 | 494 013 | 172 905 |
| Lubuskie | 258 964 | 90 637 | 260 301 | 91 105 |
| Łódzkie | 441 012 | 154 354 | 108 188 | 37 866 |
| Małopolskie | 363 724 | 127 303 | 171 971 | 60 190 |
| Mazowieckie | 1 076 426 | 376 749 | 583 787 | 204 325 |
| Opolskie | 221 617 | 77 566 | 165 109 | 57 788 |
| Podkarpackie | 274 900 | 96 215 | 106 770 | 37 370 |
| Podlaskie | 134 013 | 46 905 | 223 131 | 78 096 |
| Pomorskie | 511 085 | 178 880 | 527 696 | 184 694 |
| Śląskie | 1 012 464 | 354 362 | 822 144 | 287 750 |
| Świętokrzyskie | 139 726 | 48 904 | 256 182 | 89 664 |
| Warmińsko-mazurskie | 310 551 | 108 693 | 102 730 | 35 956 |
| Wielkopolskie | 593 496 | 207 724 | 458 075 | 160 326 |
| Zachodniopomorskie | 414 217 | 144 976 | 277 821 | 97 237 |
| RAZEM | 7 049 432 | 2 467 301 | 5 263 044 | 1 842 065 |

nych - w ilości nawet do 50%. Jeżeli więc przemysł cementowy deklaruje, że w przypadku dobrej koniunktury na cement może przyjąć ok. 1,5 mln Mg paliwa alternatywnego oznacza to, że tą drogą można wykorzystać jedynie maksimum ok. 1 mln Mg frakcji palowej z instalacji MBP. Zarówno energetyka jak i ciepłownictwo bardzo ostrożnie podchodzi do zagadnienia współspalania RDF z węglem. Barierą są tu dosyć ubogie systemy oczyszczania spalin. Resztę więc frakcji palnej z instalacji MBP trzeba będzie spalić w spalarniach odpadów, dedykowanych do spalania RDF, tj. przystosowanych do paliwa (odpadów) o wartości opałowej 12-15 MJ/kg.

Instalacje takie zostały przewidziane praktycznie we wszystkich WPGO (za wyjątkiem województwa podlaskiego i świętokrzyskiego). Listę tych propozycji przedstawiono w tab. 6.

Najbardziej w chwili obecnej prawdopodobna jest realizacja instalacji w Szczecinie (budowa na ukończeniu), Rzeszowie (ruszyła budowa), Warszawie, Gdańsku, Oświęcimiu, Chodzieży, Kostrzycy oraz w Olsztynie. Sumarycznie jest to 69 nowych instalacji o łącznej wydajności blisko 2 mln Mg/r.

Analiza szesnastu wojewódzkich planów gospodarki odpadami (WPGO) na lata 2016-2020 pokazuje dużą rozbieżność w sposobie ich przygotowania jak również pewne błędy metodologiczne. Przykładowo, często wydajność części mechanicznej i biologicznej IMBP jest sumowana a przecież procesy biologiczne prowadzone są następczo (szeregowo a nie równolegle) po procesach mechanicznych. Często także wydajność IMBP sumowana jest z wydajnością zakładów produkcji paliw alternatywnych, a przecież zakłady te najczęściej pracują na pre-RDF uzyskanym z IMBP. Większość propozycji budowy instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych - zarówno ITPOK jak i ITPOK-RDF nie posiada zadeklarowanej wydajności, a jedyną informacją w planie jest jej potencjalna lokalizacja. Zdarzają się też propozycje instalacji pracujących wg niesprawdzonych lub prototypowych technologii (piroliza, zgazowanie, „destylacja" itp.), które z oczywistych względów nie mogą liczyć na dofinansowanie z funduszy europejskich mimo takiej deklaracji w WPGO. Planowane instalacje mają mieć bardzo różną wydajność o dużych - powyżej 100 000 Mg/r. do instalacji lokalnych o wydajnościach rzędu 7 000-30 000 Mg/r.

System gospodarki odpadami komunalnymi w Polsce został w ostatnich latach oparty na funkcjonowaniu instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów (MBP). Praktycznie wszystkie odpady komunal-

**Tab. 6. Projektowane do wybudowania instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych zmieszanych (ITPOK) oraz frakcji palnej z instalacji MBP - RDF (itpok-rdf) do 2022 r. wg WPGO**

| Nazwa województwa | Planowane inwestycje | | |
|---|---|---|---|
| | Rodzaj, lokalizacja | ilość | Wydajność Mg/r. |
| Dolnośląskie | ITPOK-RDF: Lubawka, Rudna, Przystonie, Wrocław, Legnica, Kostrzyca | 6 | ? |
| Kujawsko-pomorskie | ITPOK-RDF: Bladowo, Lipno, Wąbrzeźno, Żnin, Służewo, Inowrocław | 6 | ? |
| Lubelskie | ITPOK-RDF: Lublin, Stara Wieś, Hrubieszów, Puławy, Dębowiec | 5 | ? |
| Lubuskie | ITPOK/ITPOK-RDF: Gorzów, Kostrzyn | 2 | ? |
| | ITPOK-RDF: Sulęcin, Krosno, Odrzańskie, Gubin | 4 | ? |
| Łódzkie | IPOK/ITPOK-RDF: Kleszczów, Łódź | 2 | 340 000 |
| Małopolskie | ITPOK: Oświęcim | 1 | 130 000 |
| Mazowieckie | ITPOK: Warszawa (rozbudowa) | 1 | 245 200 |
| | ITPOK-RDF: Radom, Siedlce, Płock, Pruszków | 4 | ? |
| Opolskie | ITPOK-RDF: Dzierżysław, Nysa, Kędzierzyn-Koźle | 3 | ? |
| Podkarpackie | ITPOK/ITPOK-RDF: Rzeszów | 1 | 180 000 |
| | ITPOK-RDF: Krosno, Stalowa Wola | 2 | 60 000 |
| Podlaskie | - | - | - |
| Pomorskie | ITPOK-RDF: Gdańsk | 1 | 160 000 |
| | ITPOK-RDF: Chlewnica, Nowy Dwór, Wejherowo, Starogard Gd., Gdynia, Słupsk | 6 | 90 000 |
| Śląskie | ITPOK: Ruda Śląska | 1 | 100 000 |
| | ITPOK-RDF: Mikołów, Wrzosowa, Zabrze, Katowice, Jastrzębie, Gliwice | 7 | ? |
| Świętokrzyskie | - | - | - |
| Warmińsko-mazurskie | ITPOK-RDF: Olsztyn | 1 | 110 000 |
| Wielkopolskie | ITPOK: Chodzież | 1 | 100 000 |
| | ITPOK-RDF: Wągrowiec, Piła, Kępno, Margonin, Czempiń, Jarocin, Gniezno, Kalisz, Krotoszyn, Oleśnica, Ostrów Wlkp. | 11 | 226 000 |
| Zachodnio-pomorskie | ITPOK: Szczecin | 1 | 150 000 |
| | ITPOK-RDF: Koszalin, Myślibórz, Kalisz Pom. | 3 | ? |

ne zmieszane powinny trafiać do IMBP pełniących funkcję RIPOK-ów. Pomimo już występujących znaczących nadwyżek mocy instalacji w wielu województwach, wciąż zgodnie z WPGO planuje się ich dalszy rozwój. Oparcie systemu gospodarki odpadami na funkcjonowaniu instalacji MBP nie rozwiązuje całości problemu zagospodarowania odpadów komunalnych ze względu na produkowane w części mechanicznej IMBP paliwo RDF lub pre-RDF, które w świetle przepisów pozostaje odpadem i to w dodatku takim, który nie może zostać poddany składowaniu. Ilość tego paliwa powstającego w instalacjach MBP rodzi istotny problem z zagospodarowaniem takiej masy. Ze względu na zakaz jego składowania, rozwój instalacji termicznego przetwarzania odpadów, w szczególności przystosowanych do spalania paliwa alternatywnego, jest więc konieczny.

W opracowanych WPGO jak również KPGO widać ogromną obawę autorów przed przewymiarowaniem systemu gospodarki odpadami. Takie przewymiarowanie jednak już dziś istnieje - w obszarze instalacji MBP. Ich wydajność znacznie przekracza ilość oficjalnie zbieranych odpadów, przez co instalacje te stają się konkurencją dla już istniejących i funkcjonujących instalacji termicznego przekształcania odpadów zmieszanych. Powstająca w IMBP frakcja palna (RDF lub pre-RDF) będzie jednak musiała zostać spalona, gdyż w świetle obowiązującego prawa nie może być składowana. W tej sytuacji zupełnie kuriozalnym wydaje się zapisane w KPGO ograniczenie ilości spalanych odpadów (zarówno zmieszanych jak i RDF oraz pre-RDF) do maksimum 30%, zarówno w skali całego kraju jak i w poszczególnych województwach. Ograniczenie to może doprowadzić do sytuacji, w której nie będzie technicznej możliwości spalenia całej ilości powstającej w IMBP frakcji palnej w skali kraju (także województwa), bądź przemieszczenia RDF z województwa, w którym powstało, a brak jest tam możliwości jego spalenia do województwa sąsiedniego, w którym są techniczne możliwości spalenia, ale ograniczeniem jest pułap 30%. Genezą pułapu 30% była najprawdopodobniej średnia ilość spalanych odpadów komunalnych w 28 krajach UE wynosząca właśnie ok. 30%. Są jednak w UE kraje (Niemcy, Belgia, Szwecja, Dania, Holandia) w których udział spalania wynosi 35-54%, przy jednoczesnym składowaniu odpadów na poziomie poniżej 1% i recyklingu (razem z kompostowaniem) na poziomie 44-64%, a więc z systemem gospodarki odpadami komunalnymi znacznie bardziej zbliżonym do założeń gospodarki o obiegu zamkniętym niż Polska. Wydaje się więc, że przyjęty w KPGO maksymalny udział spalania odpadów na poziomie 30% jest całkowitym nieporozumieniem.

W świetle przeprowadzonej analizy KPGO jak i 16 WPGO wynika, że planuje się wybudowanie w Polsce około 10-11 nowych spalarni zmieszanych odpadów komunalnych oraz RDF o wydajnościach powyżej 100 000 Mg/r. oraz ok. 58-59 spalarni frakcji energetycznej (nadsitowej) odpadów komunalnych (RDF i pre-RDF) uzyskanych z instalacji MBP, o wydajności najczęściej 7 000-30 000 Mg/r. Najprawdopodobniej spora część tych mniejszych instalacji nie powstanie, ale realizacja tego programu budowy instalacji powinna przybliżyć nas do standardu gospodarki odpadami komunalnymi w najbardziej rozwiniętych krajach UE. □

**Dagmara Kałus**, Wydawnictwo „Nowa Energia"

# Panel dyskusyjny IX Konferencji

## „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie"

Już zwyczajem każdej Konferencji organizowanej przez Wydawnictwo „Nowa Energia" stał się Panel Dyskusyjny. Tak więc również na IX Konferencji „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie" nie mogło zabraknąć tego punktu programu. Konferencja odbywała się w dniach 22-24 lutego 2017 r. w Krakowie. Moderatorem dyskusji był dr inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ z Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska Politechniki Łódzkiej.

Zagadnienia do dyskusji obejmowały następujące tematy: spalanie odpadów zmieszanych, czy spalarnia RDF?; optymalna wydajność spalarni odpadów/RDF; spalarnie w planach gospodarki odpadami; spalarnia jako obiekt edukacji ekologicznej społeczeństwa oraz przedstawiono przeszkody i bariery w budowie ITPOK.

W Panelu Dyskusyjnym udział wzięli (wg alfabetu): Janusz Fic, prezes zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.; Wojciech Głuszczak, prezes zarządu - dyrektor Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o.; Marek Goleń z Katedry Ekonomiki i Finansów Samorządu Terytorialnego, Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie; Tomasz Gulczewski, dyrektor ZTPOK, Międzygminnego Kompleksu Unieszkodliwiania Odpadów Pro-Natura Sp. z o.o.; Konrad Nowak, prezes zarządu, MPEC Sp. z o.o. w Olsztynie; Alina Pisiecka, wiceprezes zarządu Przedsiębiorstwa Usługowo-Handlowo-Produkcyjnego „LECH" Sp. z o.o.; Mariusz Radziszewski, naczelnik Departamentu Energii Odnawialnej ME; Aleksander Sobolewski, dyrektor Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla; Elżbieta Streker-Dembińska, dyrektor ZTUO, Miejskiego Zakładu Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie; Grzegorz Szastok, dyrektor handlowy - członek zarządu Amec Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o.; dr Tadeusz Żaba, dyrektor ZTPO ds. rozruchu, Krakowski Holding Komunalny SA w Krakowie.

**prof. G. Wielgosiński:** Na początku chciałbym zapytać o bariery w budowie ITPOK. Jako pierwszego poproszę o wypowiedź Pana Konrada Nowaka, prezesa zarządu MPEC Sp. z o.o. w Olsztynie.

**K. Nowak:** Rzeczywiście Spółka ciepłownicza MPEC Olsztyn podjęła wraz z miastem wyzwanie wybudowania ciepłowniczej instalacji termicznego przekształcania paliwa z odpadów komunalnych. Dlaczego do tego doszło? Instalacja - elektorciepłownia ma spalać paliwo alternatywne z odpadów komunalnych jako jeden z elementów rozwiązania potrzeb ciepłowniczych Olsztyna, nad czym pracujemy od kilku lat. Istotnym przyczynkiem do tych działań jest konieczność dostosowania istniejących źródeł ciepła do dyrektyw IED oraz ogłoszona jeszcze w 2012 r. decyzja obecnego zewnętrznego dostawcy ok. 50% ciepła o docelowym zaprzestaniu produkcji ciepła na potrzeby miasta. Wg przyjętej

przez Władze miasta strategii najważniejszym zadaniem do wykonania stało się więc wybudowanie nowego źródła ciepła. Pierwotnym pomysłem Spółki MPEC było zastosowanie paliwa konwencjonalnego, czyli węgla lub gazu. W tym samym czasie jednak w mieście był realizowany przez inną spółkę komunalną projekt gospodarki odpadowej, w wyniku którego miała być wytwarzana znaczna, tj. powyżej 50 tys. ton rocznie, ilość paliwa alternatywnego z odpadów komunalnych. Aby uzyskać synergię korzyści z obu projektów Władze miasta wraz ze Spółką uznały, że optymalnym rozwiązaniem będzie bazowanie na lokalnym surowcu paliwowym do produkcji ciepła, w tym wypadku paliwie alternatywnym typu RDF. Dobierając wielkość instalacji, nasz doradca techniczny firma Ramboll wziął pod uwagę zapotrzebowanie na ciepło w podstawie ogrzewania tj. ok. 25 MW termicznych, tak aby elektrociepłownia opalana paliwem alternatywnym mogła uzyskać 100% odzysku energii. Takie zapotrzebowanie zostało przekalkulowane na ilość paliwa, w związku z czym powstała koncepcja instalacji na 100 tys. ton paliwa alternatywnego typu RDF. Po zbilansowaniu ogólnej ilości różnego rodzaju paliw alternatywnych wytwarzanych w całym województwie, udało się taką ilość, a nawet większą niż 100 tys. ton zapewnić w formie zawartych porozumień horyzontalnych z regionalnymi RiPOK-ami w województwie. Jesteśmy jeszcze ciągle w fazie przygotowania do właściwej realizacji. Inwestycja napotyka na różnej natury problemy i zagadnienia, które powoli są przez nas pokonywane i rozwiązywane. Udało się nam już uzyskać m. in. prawomocną decyzję środowiskową, bardzo ważny wpis do Wojewódzkiego Planu Gospodarki Odpadami i Planu Inwestycyjnego. Obecnie największe wyzwanie dotyczy zorganizowania finansowania projektu. Wystąpiliśmy o dotację z programu POIiŚ do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Jesteśmy po pozytywnej ocenie formalnej i ocenie merytorycznej I stopnia. Czeka nas teraz ocena merytoryczna II stopnia. Dotacja ta nie pokryje oczywiście w pełni potrzeb finansowych inwestycji. Niezbędny jest kapitał na wkład własny i kredyty. W tym zakresie Spółka nawiązała już dwa lata temu współpracę z funduszem inwestycji samorządowych PIR SA (obecnie PFR) oraz prowadzi negocjacje z bankami. Równocześnie, co ma wpływ na nasze działania, prowadzona jest obecnie dyskusja o ogólny sens budowania instalacji termicznych w świetle oczekiwań unijnych, odnośnie poziomów recyklingu i ponownego użycia odpadów komunalnych. Naszym zdaniem, stosuje się w tej polemice dużo uproszeń oraz zbyt optymistycznych założeń, co wywołuje spory chaos. Uznajemy jednak, że skoro inwestycja została wpisana do WPGO, to jednak jej powstanie jest jak najbardziej zasadne. Argumentem za tym jest fakt, iż nie ma w naszym województwie żadnej instalacji, które mogłyby zagospodarować RDF i pre-RDF. Należy również podkreślić, że nasza instalacja nie będzie konkurowała z recyklingiem, ponieważ zgodnie z WPGO największy nacisk będzie kładziony na pozyskiwanie wtórnych surowców materiałowych, a odzysk energetyczny z pozostałej frakcji kalorycznej ma być dopełnieniem i zamknięciem systemu oraz sposobem na ograniczenie składowania. W porównaniu do innych miast, w których planuje się realizację inwestycji elektrociepłowni opalanych RDF-em, protesty lokalnej społeczności Olsztyna nie są zbyt duże. Przeprowadziliśmy i dalej kontynuujemy w tym zakresie gruntowną kampanię informacyjną oraz zleciliśmy wykonanie badań opinii publicznej, co na pewno podniosło świadomość społeczną w tym temacie.

**prof. G. Wielgosiński:** Cieszy nas fakt, że jest szansa na realizację inwestycji w Olsztynie. O wypowiedź poproszę, kolejnego przedstawiciela sektora ciepłowniczego Pana Janusza Fica, prezesa zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.

**J. Fic:** Miejskie Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o. realizuje bardzo podobny projekt do Olsztyna. Różnica jest taka, że w przeciwieństwie do Olsztyńskiego MPEC-u posiadamy swój RIPOK i ciepłownię. Jesteśmy więc przedsiębiorstwem gospodarki odpadowej. Jako, że doszło do sytuacji, iż pozostałości po sortowaniu musieliśmy oddawać do energetycznego wykorzystania (co było związane z wysokimi nakładami finansowymi) stwierdziliśmy, że projekt

Fot. NE (13)

budowy instalacji TPOK jest najlepszym rozwiązaniem. Prace nad zintegrowanym systemem odpadowo-energetycznym rozpoczęły się w 2013 r. W mojej opinii największym problemem przy tego typu projektach oprócz oporu społecznego jest zagwarantowanie strumienia odpadów. Jako, że w naszym regionie są dwa RIPOK-i, nie powinno być problemu z gwarancją strumienia odpadów zaś opór społeczny m in. dzięki pomocy prof. Wielgosińskiego został zminimalizowany. Obecnie największym problemem Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o. jest brak wpisu do wojewódzkiego planu gospodarki odpadami. Krosno przez długi czas było w wojewódzkim planie gospodarki odpadami. Niestety przestaliśmy tam figurować, co jest wynikiem wdrażania zasad Circular economy do ustawodawstwa krajowego. Nasz system, czyli zbiórka od początku poprzez RIPOK, poprzez odzysk, paliwo resztkowe idealnie wpisuje się w zasadę Circular economy , ale niestety bilansowanie ilości odpadów jest na poziomie tylko 30% w województwie. Brak wpisu do wojewódzkiego planu gospodarki odpadowej rodzi nie tylko problem z dostaniem dofinansowania, ale niestety jak czytamy w Ustawie o utrzymaniu czystości i porządku w gminach Art. 38a: instalacją które nie zostały ujęte w wojewódzkim planie gospodarki odpadami, odmawia się wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwolenia na budowę, pozwolenia zintegrowanego lub zezwolenia na przetwarzania odpadów w tej instalacji. Z tego powodu realizacja tego typu inwestycji w Krośnie stoi pod dużym znakiem zapytania.

**prof. G. Wielgosiński:** Szanowni Państwo, w Europie Zachodniej instalacje TPOK pełnią rolę punktu edukacji ekologicznej społeczeństwa. Jak wygląda ta kwestia w naszym kraju? Czy udało się przekonać społeczeństwo do budowy spalarni? Proszę o zabranie głosu Panią Alinę Pisiecką, wiceprezes zarządu Przedsiębiorstwa Usługowo-Handlowo-Produkcyjnego „LECH" Sp. z o.o.

**A. Pisiecka:** Ostatecznie udało nam się przekonać mieszkańców Białegostoku, że instalacja nie jest szkodliwa dla środowiska i dla zdrowia białostoczan. Jednak w okresie planowania i uzyskiwania wymaganych prawem pozwoleń na budowę, inwestycja budziła spore obawy i sprzeciw części lokalnej społeczności. Na etapie przygotowań do realizacji zorganizowaliśmy bardzo intensywne kampanie edukacyjno-informacyjne, które miały rozwiać te obawy. Pomimo tego, prowadzone były aż 44 postępowania sądowe, które miały na celu zablokowanie budowy spalarni. Protesty spowodowały, że okres przygotowania projektu od złożenia wniosku o uzyskanie decyzji środowiskowej do wydania prawomocnego pozwolenia na budowę i "wbicia pierwszej łopaty" trwał aż 50 miesięcy. Dla porównania - sama budowa zajęła już tylko 25 miesięcy.

W początkowej fazie realizacji inwestycji pojawiały się jeszcze nieliczne protesty, a mieszkańcy przekonali się do zakładu od momentu uruchomienia instalacji. Wówczas, gdy sami mogli zaobserwować działanie, to ostatecznie ich przekonało, że instalacja nie ma negatywnego wpływu na środowisko. Od samego początku eksploatacji w zakładzie organizowane są festyny edukacyjne i dni otwarte oraz zajęcia edukacyjne o tematyce ekologicznej dotyczące odpadów. Mieszkańcy polubili spalarnię. Jest bardzo chętnie odwiedzana. W pierwszych tygodniach od uruchomienia ścieżki edukacyjnej, zainteresowanie przerosło nasze przewidywania. Przez 10 miesięcy zakład obejrzało ok. 2300 osób. Wśród nich najwięcej jest uczniów szkół i studentów, którzy uczestniczą w prezentacji instalacji i m.in. mogą zapoznać się z technologią wytwarzania energii z odpadów oraz przekonać się, że system oczyszczania spalin skutecznie chroni środowisko.

**prof. G. Wielgosiński:** Jedyną instalacją, która nie została oprotestowana na etapie decyzji środowiskowej był Konin. W takim razie poproszę o wypowiedź Panią Elżbietę Streker-Dembińską, dyrektora ZTUO, Miejskiego Zakładu Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie.

**E. Streker-Dembińska:** To, że Konin nie został oprotestowany zawdzięczamy dobremu zbiegowi okoliczności, ale również dobrej pracy. Muszę tutaj przywołać postać Pana Andrzeja Drewniaka - Pełnomocnika ds. Realizacji Projektu (MAO) który zadbał o to, żeby na etapie przygotowania projektu zgodnie z prawem przeprowadzić wszystkie konsultacje społeczne. Natomiast projekt udało się wprowadzić bezboleśnie również z tego powodu, że początkowo „spadł z listy" projektów i organizacje przestały się nami interesować. Dopiero w ostatniej chwili, kiedy okazało się, że inne projekty nie miały decyzji środowiskowych sięgnięto po projekt koniński i tak znalazł się w fazie realizacji. W tym okresie organizacje zainteresowały się inwestycją. Poproszono nawet Urząd Miasta Konina o pełną dokumentację prowadzenia postępowań i konsultacji. Po zapoznaniu się z informacjami wystosowano do urzędu pismo gratulacyjne za prawidłowo przeprowadzone konsultacje społeczne. Potwierdzę tutaj to, co powiedziała przed chwilą Pani Alina Pisiecka, że na etapie przygotowań i budowy zainteresowanie społeczne było duże. Z czasem mieszkańcy w pełni zaakceptowali realizację inwestycji. Wszystkich, którzy są na etapie podjęcia decyzji uprzedzam, że w tym momencie jesteście Państwo w najtrudniejszej sytuacji. Jeśli chodzi o działalność edukacyjną to prowadzimy ją w bardzo różnych i wyszukanych formach, m in. organizowane są projekcje

filmów i przedstawienia teatralne głównie dla dzieci i młodzieży, wydaliśmy bajkę o Spalarku, organizujemy konkursy literackie, plastyczne, ale nie tylko. Ponad 3 tys. dzieci i młodzieży zwiedziło nasz zakład. Najtrudniej zachęcić do zwiedzania dorosłych mieszkańców Konina. Pomimo, że organizujemy prezentacje, zapraszamy na dni otwarte i podstawiamy autobusy, zainteresowanie jest minimalne. Pozwolę odnieść się jeszcze do opłacalności inwestycji. Nasza instalacja jest najmniejsza. Została odebrana zgodnie z planem 21 grudnia 2015 r. 2016 r. to pierwszy rok naszej działalności, niezupełnie samodzielnej. W grudniu 2016 r. zamknęliśmy cały proces rozliczenia. Rozliczyliśmy się „co do złotówki" bez żadnych kłótni, kar i protestów. Za ten rok składamy sprawozdania i dopiero teraz widzimy ile jeszcze przed nami pracy organizacyjnej, co musimy jeszcze w naszej instalacji poprawić, jakie czynności musimy wykonać żeby rzeczywiście móc powiedzieć - *Jesteśmy w pełni gotowi.* 2016 r. nie będzie, więc dla nas sukcesem, jeśli chodzi o wystąpienie o świadectwa pochodzenia bądź osiągnięcie wspaniałych wyników, czy porównanie się z innymi instalacjami, co do wydajności. Dopiero 2017 będzie rokiem optymalizacji, dostosowania i uzupełnienie instalacji. Problemy jednak drodzy Państwo mamy takie same jak wszystkie inne instalacje, czyli zagospodarowanie odpadów poprocesowych. Wprawdzie pod kątem efektu ekologicznego, czyli zminimalizowania ilości składowanych pozostałości osiągnęliśmy bardzo dobre wyniki, ale ponieśliśmy bardzo wysokie koszty. Pracujemy obecnie nie tylko nad optymalizacją technologiczną, ale również ekonomiczną.

**prof. G. Wielgosiński:** W tym samym temacie poproszę Pana dr Tadeusza Żabę, dyrektora ZTPO ds. rozruchu, Krakowskiego Holdingu Komunalnego SA w Krakowie, a następnie Pana Tomasza Gulczewskiego, dyrektora ZTPOK, Międzygminnego Kompleksu Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.

**T. Żaba:** Myślę, że edukację ekologiczną i współpracę z mieszkańcami można podzielić na dwa etapy. Pierwszym jest etap dochodzenia do pozwolenia, drugim zaś etap rozpoczęcia pracy. My przejęliśmy od wykonawcy naszą spalarnie w czerwcu ub. r. Na początku września zorganizowaliśmy dni otwarte. W przeciągu dwóch dni ponad 1000 chętnych osób zwiedziło zakład. Na bieżąco utrzymujemy kontakty ze szkołami i uczelniami. Wtorki od rana do popołudnia odwiedzają nas szkoły podstawowe zaś w pozostałe dni głównie uczelnie. Niejednokrotnie mam też przyjemność osobiście oprowadzać niektóre wycieczki. Najprzyjemniejsze wtedy jest zderzenie wyobrażeń odbiorców, z tym co zastają na terenie zakładu. Najczęściej wizytom towarzyszy zdziwienie odwiedzających, że w spalarni jest czysto a przede wszystkim nie roznoszą się brzydkie zapachy. Myślę, że właśnie ten drugi etap, już po uruchomieniu spalarni dla każdego eksploatatora jest bardzo przyjemny, ponieważ każdy odwiedzający jest zaskoczony porządkiem i wszystkimi pozostałymi elementami. Dodatkowo dane z monitoringu jakości spalin udostępniamy na stronie internetowej http://www.khk.krakow.pl/, gdzie każdy zainteresowany na bieżąco może przeglądać parametry procesu spalania.

**T. Gulczewski:** W Bydgoszczy moment do uzyskania decyzji środowiskowej był drogą przez mękę. Skończyła się w Naczelnym Sądzie Administracyjnym na szczęście z pozytywnym wyrokiem. Dużym zainteresowaniem uczelni i studentów cieszył się etap budowy spalarni. Od momentu przejęcia przez nas instalacji do eksploatacji jest ona systematycznie odwiedzana przez mieszkańców i nie tylko. W przyszłości szkoły będą miały możliwość rezerwacji konkretnych terminów odwiedzin spalarni on-line. Jest to nowa instalacja i powoduje to, że zainteresowanie odwiedzinami jest bardzo duże. Jak wszędzie jest grupa oporująca. Jak wiemy opór jest jedną z faz zmiany mamy jednak nadzieję, że oporujący widząc nasze działania zmienią swoje podejście. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom mieszkańców zostały udostępnione przy budynku administracyjnym ZTPOK oraz w dwóch szkołach tablice, na których codziennie aktualizowane są średniodobowe emisje z naszej instalacji.

**prof. G. Wielgosiński:** Podsumując powyższe wypowiedzi chciałbym zauważyć, że w miastach gdzie instalacje pracują, ludzie uwierzyli w bezpieczeństwo tego typu procesu i zaakceptowali te inwestycje. Jak wygląda ta sytuacja w Gdańsku, przekazuję głos Panu Wojciechowi Głuszczakowi, prezesowi zarządu - dyrektorowi Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o.

**W. Głuszczak:** Projekt budowy ITPOK w Gdańsku jest w trakcie realizacji. Chciałbym jednak wrócić tutaj do kwestii problemów przy projektowaniu wielkości ITPOK. Mianowicie wielkim dla nas problemem jest niestety to, co dzieje się obecnie w branży odpadowej. Z przytaczanej wielokrotnie ilości 3,5 mln ton frakcji energetycznej, których od 1 stycznia 2016 r. ze względu

na kaloryczność nie można składować, przemysł cementowy odbiera 1,5 mln ton, gdzie się zatem podziewa te pozostałe 2 mln ton? Druga kwestia to skuteczne 25-letnie zabezpieczenie strumienia odpadów. My w Gdańsku z projektu na 250 tys. ton frakcji wysortowanej, która miała zabezpieczać całe województwo, przez te wszystkie lata projektu, ze względu na ciągłe wycofywanie się gmin stale zmniejszamy założenia ilościowe, pogarszając tym samym ekonomikę projektu. W mojej ocenie wójtowie i burmistrzowie nie postrzegają spalarni jako długofalowego rozwiązania ich problemów z odpadami tylko jako zagrożenie, które może odebrać im głosy. Ze społeczeństwem jest już zdecydowanie łatwiej, ponieważ w kraju funkcjonuje już pięć spalarni, opory ekologiczne są mniejsze. Z każdym kolejnym projektem będzie zapewne podobnie, czyli łatwiej.

**prof. G. Wielgosiński:** Jako, że padło wiele kwestii dotyczących pewności strumienia odpadów pozwolę sobie poprosić o wypowiedź Pana Marka Golenia z Katedry Ekonomiki i Finansów Samorządu Terytorialnego, Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie.

**M. Goleń:** Jak wiecie Państwo obecnie odpadów jest więcej, niż możemy spalić. Natomiast spoglądając strategicznie strumień do spalania będzie w mojej ocenie malał do czego przyczyni się przede wszystkim polityka Circular economy. W koncepcji tej spalanie czegokolwiek w ogóle się nie mieści, ponieważ koncepcja Circular economy zakłada, że nie konsumujemy zasobów naturalnych tylko obracamy nimi w cyklach zamkniętych. Jest to koncept, który na pewno będzie rozwijany, a miejmy też nadzieję, że dołączą do niego przełomy technologiczne, m. in. w pozyskiwaniu, magazynowaniu i przesyle energii. Moim zdaniem na zmniejszenie ilości strumienia odpadów do spalania mają wpływ trzy czynniki: rozporządzenie mające regulować kwestię separacji bioodpadów na posesjach, rozporządzenie wydane na podstawie art. 3b ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach oraz planowane wprowadzenie pakietu dyrektyw unijnych nazywanych skrótowo Circular economy, ale faktycznie będącymi jedynie działaniami ku gospodarce o obiegu zamkniętym. Wreszcie może zabierzemy się za unikanie powstawania odpadów. Mam wielkie nadzieje, że właśnie w tym kierunku będą szły te działania. W obecnym stanie tworzenia odpadów szacuję, że odpadów resztkowych do spalania powinno być nie więcej niż 25% ogólnej masy ich wytwarzania, pod warunkiem, że będziemy mieć wysoką dyscyplinę ich segregacji. Bez tego będziemy mieli do czynienia z „porażką odpadowców", w tym miejscu „spalarniowcy" będą wybawieniem, ale to już jest moim zdaniem filozofia „końca rury", którą w mojej ocenie powinniśmy starać się zmniejszyć.

**prof. G. Wielgosiński:** Dr Goleń poruszył w swojej wypowiedzi kwestie nowych technologii. Korzystając z okazji występowania w panelu Pana Grzegorz Szastoka, dyrektora handlowego - członka zarządu Amec Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o., proszę go o wypowiedź.

**G. Szastok:** W swojej wypowiedzi chciałbym nawiązać do pierwszego pytania, mianowicie: czy spalanie odpadów zmieszanych, czy spalarnia RDF-u? Pozwolę sobie zauważyć, że to pytanie wyklucza trzecią możliwość jaką jest współspalanie RDF-u z węglem i biomasą. Jest to możliwe zarówno w dużych, nowoczesnych elektrociepłowniach wielopaliwowych jak i w małej „energetyce powiatowej". Przykładem rozwiązania pierwszego typu jest projekt Igelsta w Szwecji, gdzie pracuje kocioł naszej firmy. Do tego kotła dostarczane jest paliwo alternatywne z Holandii. Czyli RDF o dobrych ustandaryzowanych własnościach może być paliwem globalnym zapewniającym jego producentowi opłacalność. Dlatego też my, jako dostawca technologii zarówno fluidalnej jak i rusztowej (w Lizbonie w zakładzie Valorsul spalającym na ponad 600 tys. ton odpadów zmieszanych rocznie pracują trzy nasze kotły), sugerujemy wybór trzeciej drogi, czyli współspalanie. Uważamy, że jest ona opatrzona najmniejszym ryzykiem. Współspalanie RDF z węglem i biomasą pozwala na stosowanie stosunkowo prostych, niedrogich urządzeń. Dostępne technologie spalania i oczyszczenia spalin dostosowane są zarówno do dużych obiektów jak EC Zabrze (w której obecnie realizujemy wielopaliwowy kocioł CFB), jak i do mniejszych instalacji, w skali odpowiedniej dla średnich i mniejszych ciepłowni miejskich.

**prof. G. Wielgosiński:** Kolejne pytanie skieruję do Pana Aleksandra Sobolewskiego, dyrektora Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla. Jak widzimy jakość RDF-u i czy naprawdę wszystko co pochodzi z odpadów można nazwać RDF-em i pre-RDF-em?

**A. Sobolewski:** Postaram się w swojej wypowiedzi poruszyć zagadnienia skali, technologii i jakości paliwa. W Polsce ciągle występują dylematy „ile misji a ile biznesu"? Z jednej strony mamy świadomość tego, że zagospodarowanie odpadów to kwestia pew-

nego rodzaju misji społecznej (że się powinno, że się należy, że przyszłość, że następne pokolenia ….), zaś z drugiej strony mamy świadomość, że odpady to zwyczajny biznes. W związku z czym patrząc technologicznie najlepszym i najlogiczniejszym rozwiązaniem jest zaprojektowanie wielopaliwego i elastycznego kotła, w którym nawet przy małych ilościach dostępnego paliwa z odpadów da się produkować energię z zyskiem. Istnieje jednak kwestia dostępności odpowiedniego paliwa, gdyż z jednej strony problemem jest strumień odpadów, a z drugiej morfologia i jego właściwości paliwowe, które w przyszłości będą się zmieniały. W mojej ocenie UE nie odstąpi od Curkular economy, i z czasem na pewno będzie ona wdrażana. Tak więc trzeba brać po uwagę, że właściwości paliwowe będą się zmieniały. Najlepszym rozwiązaniem są więc kotły elastyczne paliwowo. Kończy się obecnie era budowy wielkich spalarni. W dużych miastach spalarnie się ugruntują, a będzie powstawało wiele małych powiatowych zakładów. Bardzo dobrym rozwiązaniem jest powstawanie układów klastrów energetycznych, które w oparciu o nowe technologie powinny zabezpieczać pełne spektrum potrzeb społeczeństwa. Największym obecnie wyzwaniem jest więc zaprojektowanie kotła, który byłby w stanie zaspokoić potrzeby małych, powiatowych spalarni. Trzeba wdrażać nowe układy i szukać nowych rozwiązań technologicznych. Nie należy zapominać, że lepiej i łatwiej projektuje się kocioł jeżeli ma się dobrze zdefiniowane paliwo. Jest tylko kwestią czasu, kiedy na rynku pojawi się relatywnie tani kocioł pozwalający na spalanie 25-30 000 t SRF rocznie. W RIPOK-ach technologia będzie się z czasem poprawiała ponieważ będzie na nich wymuszany większy stopień odzysku zarówno plastików jak i papieru. Tym samym na rynku - w miejsce oferowanych dzisiaj RDF-ów - pojawi się coraz więcej kwalifikowanych SRF-ów spełniających kryteria jakościowe opisane w normach europejskich. W tym momencie uważam, że jesteśmy na etapie dochodzenia do cywilizowanej gospodarki odpadami XXI w. i miejmy nadzieję, że dojdziemy do niej jak najszybciej.

**prof. G. Wielgosiński:** Miejmy świadomość, że w 2015 r. została przyjęta dyrektywa w sprawie średnich obiektów spalania, a w ub. r. w grudniu została przyjęta dyrektywa o docelowych poziomach emisji na lata 2020-2030 r. Dla emisji $SO_2$ 230 tys. ton do zredukowania w stosunku do emisji z 2014 r. Sama energetyka zredukuje 100 tys. ton schodząc ze standardu emisyjnego (400mg/m$^3$ na 200mg/m$^3$). Reszta natomiast to ciepłownictwo. Obecne kotły nie są w stanie spełnić tych dyrektyw także czeka nas rewolucja w ciepłownictwie. Tutaj być może jest miejsce na instalacje wielopaliwowe, które również będą współspalały odpady. Na zakończenie Panelu Dyskusyjnego proszę o wypowiedź Pana Mariusza Radziszewskiego, naczelnika Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Energii. Panie dyrektorze, w wielu biznesplanach projektów spalarniowych pojawiała się pozycja pt. przychód z zielonej energii. Czy ten przychód ma szansę istnieć, czy tez spalarnia stając do przetargu będzie na pozycji straconej?

**M. Radziszewski:** W ostatnim kwartale 2017 r. odbędą się aukcje, w których mogą wziąć udział instalacje z kompletnym pozwoleniem środowiskowym oraz z pozwoleniem na budowę. W poszczególnych koszykach, co do ilości i wartości energii, która jest przeznaczona do sprzedaży wg Rozporządzenia Rady Ministrów w przypadku TPOK będą brane pod uwagę tylko duże wolumeny energii. Odpowiadając na pytanie odnośnie strumienia środków dla zielonej energii. Jednym z tych strumieni jest wytwarzanie energii elektrycznej z TPOK, drugim zaś jest walka z niską emisją i rozwój sieci ciepłowniczych/rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Oznacza to, że musi być 75% wysokosprawnej kogeneracji, niezależnie od tego jaki jest rodzaj paliwa (w przypadku TPOK jest to paliwo odpadowe, które jest wpisane w ten strumień niezależnie od tego jaki jest udział frakcji biodegradowalnej. Obowiązek zakupu ciepła jest na cały wolumen ciepła wytworzonego z tych instalacji). Trzecim warunkiem jest ciepło klasyczne z OZE, które jest de facto droższe. Ścieżką dochodową dla TPOK jest rozwinięcie lokalnej sieci ciepłowniczej albo uzyskanie możliwości włączenia do istniejących sieci ciepłowniczych, jak również w miarę możliwości zmiana parametrów w tabelach temperaturowych, jeżeli dostarczane ciepło nie spełnia warunków temperaturowych. Podstawowym warunkiem jest jednak stabilny strumień paliwa, czyli odpadów. Toczy się dyskusja o nowelizacji Ustawy o odpadach, w tym konieczności uchylenia Art. 38a. Może sie okazać, ze jego zmiana jest konieczna ze względu na rozwój klastrów energii. W pewien sposób przywołany artykuł odpowiada natomiast na pytanie jak ustabilizować strumień odpadów, żeby w systemie aukcyjnym (który przewidziany jest na co najmniej 15 lat), i biorąc pod uwagę żywotność instalacji ustabilizować i zapewnić długoletnie kontraktowanie paliwa.

**prof. G. Wielgosiński:** Podsumowując Państwa wypowiedzi można dojść do wniosku, że dalszy rozwój instalacji TPOK będzie odbywał się w oparciu o przedsiębiorstwa ciepłownicze, a w przyszłości będą powstawały mniejsze, wielopaliwowe instalacje - spalające między innymi odpady komunalne. □

**mgr inż. Wojciech Stawiany**, ekspert, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

# Ogólnopolski system wsparcia doradczego

## dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE

NFOŚiGW jest wiodącym partnerem projektu „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii". Projekt ten jest realizowany ze środków Funduszu Spójności jako poddziałanie 1.3.3 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) w I osi priorytetowej: Zmniejszenie emisyjności gospodarki. W artykule przedstawiono założenia, realizacje i zamierzenia rozwojowe projektu.

### Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) 2014-2020

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) realizowany w okresie 2014-2020 wskazuje krajowe cele w obszarze zrównoważonego rozwoju, przy zachowaniu spójności i równowagi pomiędzy działaniami inwestycyjnymi w zakresie niezbędnej infrastruktury oraz wsparcia skierowanego do wybranych obszarów gospodarki. Głównym celem programu (wynika on ze Strategii Europa 2020) jest wsparcie gospodarki efektywnie korzystającej z zasobów i przyjaznej środowisku oraz sprzyjającej spójności terytorialnej i społecznej.

Cel ten będzie osiągany m.in. poprzez działania w obszarze czystej i efektywnej energii, w tym efektywności energetycznej, a także ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych, rozwojowi energii ze źródeł odnawialnych, adaptacji do zmian klimatu i efektywnego korzystania z zasobów, wzmocnieniu odporności systemów gospodarczych na zagrożenia związane z klimatem oraz zwiększeniu możliwości zapobiegania zagrożeniom (zwłaszcza zagrożeniom naturalnym) i reagowania na nie.

NFOŚiGW jest instytucją wdrożeniową (IW) dla podstawowych elementów I osi priorytetowej (energetycznej): Zmniejszenie emisyjności gospodarki i II osi priorytetowej (ekologicznej): Ochrona środowiska, w tym adaptacja do zmian klimatu. Zadania NFOŚiGW jako IW zostały określone w odpowiednich porozumieniach z Ministrem Energii (dla I osi) i Ministrem Środowiska (dla II osi).

W ramach I osi priorytetowej wsparcie uzyskają działania obejmujące m.in. zwiększenie efektywności wykorzystania energii pierwotnej, poprawę efektywności energetycznej sektora publicznego i mieszkaniowego (w tym zmniejszenie emisyjności) oraz obniżenie energochłonności przedsiębiorstw i zwiększenie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

Przewiduje się wsparcie dla obszarów posiadających uprzednio przygotowane plany gospodarki niskoemisyjnej (PGN), z zaakcentowaniem przebudowy i budowy nowych elementów sieci cie-

płowniczych oraz głębokiej kompleksowej modernizacji energetycznej budynków, czyli przedsięwzięć polegających na ociepleniu przegród budynku, wymianie okien lub drzwi oraz wymianie lub modernizacji źródeł ciepła (chłodu) i instalacji. W wyniku tego zostaną zmniejszone wartości rocznych wskaźników zapotrzebowania na energię użytkową, energię końcową oraz nieodnawialną energię pierwotną.

Dla zwiększenia efektywności przetwarzania energii pierwotnej będą wspierane działania w obszarze rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. W ramach tej osi priorytetowej zaplanowano też wspieranie przejścia na gospodarkę niskoemisyjną we wszystkich sektorach.

Sprzyjające kompleksowej realizacji celów sformułowanych w I osi priorytetowej będą (wynikające z przygotowanych przez samorządy PGN) działania, obejmujące takie zagadnienia jak: planowanie i zaopatrzenie w energię oraz racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii, a także zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, promowanie „czystego" transportu miejskiego uwzględniającego rosnące potrzeby mobilności mieszkańców miast i ich obszarów funkcjonalnych, poprawa jakości powietrza na obszarach gdzie odnotowano przekroczenia standardów jakości powietrza i realizowane są programy ochrony powietrza.

Realizacji celów I osi priorytetowej sprzyjają działania doradcze w zakresie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz działania w zakresie popularyzacji wiedzy i promocji inteligentnych systemów przesyłu i dystrybucji energii.

## Założenia, realizacje, zamierzenia rozwojowe projektu

W ramach I osi priorytetowej POIiŚ wyodrębniono więc poddziałanie 1.3.3 „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE".

Rys. 1. Struktura projektu: „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii"

Celem projektu jest promocja gospodarki niskoemisyjnej w Polsce. Wsparcie doradcze dotyczy zagadnień zrównoważonej energetyki - efektywności energetycznej oraz OZE.

Projekt obejmuje prowadzenie działań szkoleniowo-doradczych oraz zwiększających świadomość społeczeństwa (w tym grup, którym jest dedykowane wsparcie w ramach POIiŚ oraz Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO)), w zakresie efektywności energetycznej oraz wykorzystywania odnawialnych źródeł energii. System jest oparty o utworzoną strukturę doradców świadczących usługi z poziomu lokalnego i regionalnego. Struktura „Zasięgiem obejmuje cały kraj" (rys. 1).[1]

Wsparcie doradcze jest finansowane ze środków Funduszu Spójności UE. Budżet projektu ogólnopolskiego doradztwa energetycznego (poddziałanie 1.3.3 POIiŚ) wynosi 30 mln €, w okresie programowania 2014-2020. Umowa o dofinansowanie (określająca również zadania NFOŚiGW) została zawarta 3 marca 2016 r. pomiędzy ME (Instytucją Pośredniczącą (IP)) a NFOŚiGW (beneficjentem).

Ogólnopolski system wsparcia doradczego jest dla NFOŚiGW jednym z kluczowych zadań. W jego realizacji pełni rolę Partnera Wiodącego, a także prowadzi doradztwo dla województwa mazowieckiego. W tym celu w schemacie organizacyjnym Funduszu wyodrębniono Wydział - Jednostkę Realizującą Projekt (Doradztwa Energetycznego) - JRPDE. Czternaście wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej oraz Województwo Lubelskie ma status Partnerów. Budowa i realizacja systemu ogólnopolskiego systemu doradztwa energetycznego jest unikatowym i ważnym zadaniem NFOŚiGW. Unikatowym dlatego, że po raz pierwszy w dwudziestokilkuletniej historii Narodowego Funduszu jest on beneficjentem środków finansowych. Są to, jak wspomniano powyżej, środki Funduszu Spójności na realizację poddziałania 1.3.3 POIiŚ.

Zadanie to jest ważne, gdyż powinno się mieć świadomość, że dobrze realizowane zadania doradcze i przekazywana na odpowiednim poziomie wiedza techniczna, organizacyjna i finansowa w obszarze efektywności energetycznej i OZE, da kilkakrotnie większy efekt niż realizacja za te same pieniądze pojedynczych inwestycji. U osób mających związek z projektem wypracuje bowiem odpowiednie nawyki myślenia i działania według zasad zrównoważonego zarządzania energią.

Wsparcie w obszarze doradztwa energetycznego skierowane jest do instytucji publicznych, przedsiębiorców oraz osób prywatnych. Efekty realizacji poddziałania 1.3.3 wpłyną w głównej mierze na przygotowanie projektów w ramach poddziałania 1.1.1 Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, działania 1.2

Rys. 2. Cele projektu: „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii"

Promowanie efektywności energetycznej i korzystania z odnawialnych źródeł energii w przedsiębiorstwach, oraz poddziałań 1.3.1 Wspieranie efektywności energetycznej w budynkach publicznych i 1.3.2 Wspieranie efektywności energetycznej w sektorze mieszkaniowym POIŚ w okresie 2014-2020.

Projekt ogólnopolskiego systemu doradztwa przyczyni się do utworzenia w przyszłości sieci doradców energetycznych w gminach, czyli tzw. energetyków gminnych, poprzez zachęcanie gmin do tworzenia takich stanowisk pracy.

Do realizacji projektu zaplanowano zatrudnienie 76 przeszkolonych doradców, a ponadto specjalistów w JRPDE. W każdym regionie kraju są dostępni doradcy, którzy udzielają nieodpłatnych konsultacji i porad dla projektów i koncepcji inwestycyjnych powstających na danym terenie.

Szczegółowe cele projektu to podnoszenie świadomości społeczeństwa w zakresie rozwoju gospodarki niskoemisyjnej, wsparcie gmin w przygotowaniu i wdrażaniu Planów Gospodarki Niskoemisyjnej (PGN) oraz wsparcie w przygotowaniu i wdrażaniu inwestycji w zakresie efektywności energetycznej (EE) i odnawialnych źródeł energii (OZE). Planujemy docelowo w ramach projektu wykształcić 500 energetyków gminnych oraz wspomóc przygotowania do realizacji (w całym okresie funkcjonowania projektu - do 2023 r.), co najmniej 800 nowoczesnych i efektywnych energetycznie inwestycji (rys. 2).

W trakcie dotychczasowej (do 31 stycznia 2016 r.) działalności zweryfikowano pozytywnie 1462 PGN, udzielono ponad 8043 indywidualnych konsultacji, zrealizowano 1061 działań informacyjno-promocyjnych, którymi objęto 14 373 osób w całym kraju. Wsparto inwestorów w przygotowaniu do realizacji 81 inwestycji.

Jedną z inwestycji, która jest objęta wsparciem to „Modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczej na terenie Kędzierzyna-Koźla". Realizowana jest przez Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. Wsparcie dotyczy przedstawienia możliwych i najkorzystniejszych źródeł finansowania planowanego przedsięwzięcia oraz określenia sposobu obliczania efektu ekologicznego dla planowanej przez zakład inwestycji.

Kolejną inwestycją w zakresie poprawy efektywności dystrybucji ciepła, objętą systemem wsparcia doradczego jest projekt pn. „Modernizacja i przebudowa sieci ciepłowniczych celem zmniejszenia strat na przesyle i dystrybucji jak też budowę nowych odcinków sieci w celu zwiększenia jej przepustowości i podłączenia nowych odbiorców", która jest realizowana przez Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Suwałkach Spółka z o.o. Celem doradztwa przy tej inwestycji jest doprowadzenie projektu do aplikowania o środki UE z POIiŚ 2014-2020.

Projektem, który objęto wsparciem doradczym jest również inwestycja pn. „Wymiana źródła ciepła z kotłowni węglowej na pompy ciepła wraz z instalacją fotowoltaiczną", którą wykonuje Spółdzielnia Mieszkaniowa „Żuławy". Przedmiotem konsultacji dla inwestora było znalezienie źródeł finansowania montażu pomp ciepła. Rozważana była możliwość realizacji przykładowej inwestycji w jednym budynku, a w przyszłości również w pozostałych dziewięciu budynkach. Jednocześnie w ramach przedsięwzięcia planuje się wygaszanie kotłowni węglowej, a w konsekwencji jej likwidację. W ramach konsultacji doradzono również montaż paneli fotowoltaicznych, z których energia elektryczna w całości będzie wykorzystywana na potrzeby pomp ciepła.

Przewiduje się rozwój działalności doradczej NFOŚiGW o konkretyzującą się ideę klastrów energetycznych[2]

NFOŚiGW rozpoczął organizację, w regionach, cyklu około 50 konferencji „Efektywność energetyczna i OZE-oferta finansowa i wsparcie doradcze", podczas których oprócz prezentacji ogólnopolskiego systemu doradztwa energetycznego prezentowana jest oferta finansowa POIiŚ, NFOŚiGW, a także RPO i WFOŚiGW (w danych regionach). Uczestniczący w spotkaniach przedstawiciele Banku Ochrony Środowiska S.A. przedstawiają również swoją ofertę.

Pokazywane są też nowe (innowacyjne) tendencje i rozwiązania w energetyce - elektromobilność, klastry energii, samowystarczalność energetyczna oraz prace NFOŚiGW nad przygotowaniem nowych programów priorytetowych w tych obszarach. W trakcie spotkań, w wydzielonym bloku tematycznym, doradcy energetyczni (krajowi i regionalni) udzielają konsultacji i porad.

Dotychczas NFOŚiGW JRPDE zorganizował i przeprowadził sześć konferencji: w Siedlcach, Ostrołęce, Łomży, Szczecinie, Lublinie i Zakopanem. □

*Przypisy:*

*1) Grafiki autorstwa Jednostki Realizującej Projekt (Doradztwa Energetycznego) (JRPDE) w NFOŚiGW.*

*2) Patrz: Studium Ministerstwa Energii „Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce", Warszawa, marzec 2017 r.*

dr hab. inż. Dariusz Kardaś, dr inż. Grzegorz Żywica, dr inż. Piotr Klonowicz
Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego, Polska Akademia Nauk w Gdańsku

# Mała energetyka domowa

Polska energetyka i ciepłownictwo stoi przed szeregiem wyzwań związanych z zanieczyszczeniem środowiska, brakiem mocy i ubóstwem znacznej części społeczeństwa. Mikrosiłownie kogeneracyjne zasilane lokalnymi paliwami stałymi i węglem moją szansę stać się remedium na te problemy. Artykuł jest opisem działań jakie prowadziły do powstania pierwszej domowej mikrosiłowni kogeneracyjnej w Polsce oraz prezentuje potencjał jaki jest związany z tworzeniem energetyki rozproszonej. Przedstawiono działającą instalację badawczą oraz przedsięwzięcie IMP PAN i SARK sp. z o.o. zmierzające do zbudowania pierwszej komercyjnej mikrosiłowni ORC. Według zapowiedzi SARK sp. z o.o. przewidywana cena takiego urządzenia zaopatrującego dom w energię cieplną i elektryczną będzie mieścić się w zakresie 30÷40 tys. zł. Obszar sprzedaży mikrosiłowni kogeneracyjnych na paliwo stałe nie ogranicza się tylko do terenu Polski, lecz może obejmować inne kontynenty, zaś same mikrosiłownie mają szansę stać się polską specjalnością i naszą marką narodową.

## Wyzwania

W obliczu zmian klimatycznych oraz rosnących cen energii należy dążyć do poszukiwania nowych, czystych technologii jej produkcji, rozsądnego gospodarowania energią, a także poprawy efektywności jej wytwarzania. Obecnie wiele gospodarstw domowych używa do ogrzewania kotłów na paliwo stałe i pomimo coraz powszechniejszego wykorzystania biomasy, ciągle jeszcze stosuje się węgiel. Korzystanie z tych paliw tylko do celów grzewczych z energetycznego oraz ekonomicznego punktu widzenia jest marnotrawstwem, ponieważ wykorzystuje się wysokotemperaturowe ciepło spalania jedynie po to, by podnieść temperaturę o kilka stopni Celsjusza.

W erze wielkiego przyśpieszenia, gdy każdy rok przynosi zmiany energetyka jest jednym z najwolniej zmieniających się sektorów gospodarki. Przez długie dziesięciolecia struktura, technologie i urządzenia energetyczne nie zmieniały się, a sprawność produkcji energii elektrycznej stała na tym samym poziomie. Z powodu wysokich kosztów inwestycji i długiego czasu realizacji nowych bloków energetyką interesowała się wąska grupa specjalistów. Nie był to przedmiot rozmów zwykłych Polaków.

Energetyka w Polsce, duża i w skali mikro, obejmująca produkcję energii elektrycznej i cieplnej ma swoją specyfikę, którą jest wysokie wykorzystanie paliw stałych. Spalanie węgla i drewna w domowych piecach i kotłowniach powoduje wyjątkowo wysokie zanieczyszczenie powietrza, zimą wielokrotnie przekraczające dopuszczalne normy. Stosowanie węgla i drewna wynika z ich niskiej ceny, ubóstwa Polaków, istniejących już milionów urządzeń grzewczych oraz przyzwyczajeń, które preferują bardzo oszczędne gospodarowanie paliwami. Wszystkie te czynniki kumulują się i w efekcie w miesiącach zimowych nad Polską wisi gruba warstwa smogu.

W małych domowych piecach i kotłach spalane są miliony ton węgla i drewna, a przy okazji odpady plastikowe, gumy, makulatura - wszystko co ma nawet niewielką wartość energetyczną. Zwyczaj spalania odpadów wynika z jednej strony z ubóstwa energetycznego, a z drugiej strony jego przyczyną są głęboko zakorzenione zwyczaje oszczędzania wszystkiego o jakiejkolwiek wartości materialnej. Z takiej perspektywy stan środowiska ma znaczenie drugorzędne, najważniejsze jest żeby było tanio.

> Od kilkunastu lat w Instytucie Maszyn Przepływowych Polskie Akademii Nauk w Gdańsku prowadzone są prace nad rozwojem mikrosiłowni domowych

## Lekarstwo nie musi być gorzkie

Rozwiązanie tych kilku, związanych ze sobą problemów: smogu, niskiej innowacyjności energetyki, jej centralizacji i ubóstwa energetycznego jest możliwe, jeśli spełnione zostanie podstawowe oczekiwanie Polaków, czyli tania energia. To ono jest warunkiem akceptacji i rozwoju technologii przyjaznych dla środowiska.

Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w małych układach jest propozycją dla setek tysięcy Polaków, która może być przez nich zaakceptowana, ponieważ staną się producentami prądu elektrycznego i będą mieli stałe źródło dochodów. Zastąpienie dotychczas eksploatowanych domowych kotłów i pieców nowoczesnymi małymi siłowniami będzie pozytywną propozycją, zupełnie inną niż nakaz korzystania z drogich paliw i zakaz spalania miału.

Od kilkunastu lat w Instytucie Maszyn Przepływowych Polskie Akademii Nauk w Gdańsku prowadzone są prace nad rozwojem mikrosiłowni domowych. W 2006 r. ówczesny dyrektor Instytutu prof. J. Mikielewicz za-

Rys. 1. Mikrosiłownia ORC o mocy 2.5 kWe w IMP PAN

proponował zupełnie nowe podejście do ogrzewania domów i przebudowę tradycyjnych kotłów ciepłowniczych w układy składające się z kotła, turbiny i prądnicy. W ramach projektów badawczych kierowanych przez dyrektora IMP PAN prof. J. Kicińskiego w Instytucie powstały małe siłownie kogeneracyjne oparte na organicznym obiegu Rankine'a (ORC) o mocach elektrycznych od 2.5 kWe, do kilkudziesięciu kilowatów. Takie układy pozwolą produkować prąd elektryczny na potrzeby gospodarstwa domowego, małego zakładu produkcyjnego i dużego gospodarstwa rolnego, czyniąc prąd elektryczny dobrem powszechnym, a przez to tanim i łatwo dostępnym.

Sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej do sieci daje właścicielom mikrosiłowni dodatkowe i stałe źródło dochodów. Przyjmując jako zasadę stosowanie tanich paliw, kierując się troską o środowisko naturalne a także biorąc pod uwagę zaostrzenie przepisów dotyczących emisji spalin zakłada się, że wszystkie jednostki wyposażone będą w systemy ograniczające emisje pyłów i zanieczyszczeń gazowych. Instytut prowadzi intensywne prace nad różnego rodzaju filtrami i elektrofiltrami, które drastycznie redukują emisję cząstek.

## Jaki jest rynek?

Potencjalny rynek mikrosiłowni w Polsce zbliżony jest do rynku małych i domowych kotłowni i pieców obejmując gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne, małe firmy produkcyjne i usługowe. Obecnie ponad 3,5 mln budynków na terenie naszego kraju jest ogrzewana ciepłem z własnych kotłów. Liczba ta zmienia się, ponieważ każdego roku powstaje kilkadziesiąt tysięcy nowych budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej. Istniejące i planowane budynki stanowią bardzo duży potencjał dla wdrożenia instalacji kogeneracji prądu elektrycznego i ciepła. W sektorze gospodarstw domowych jest miejsce na ponad milion małoskalowych instalacji kogeneracyjnych. Oczywiście w początkowej fazie rozwoju technologii będzie ona stosowana w wybranej i ograniczonej grupie użytkowników,

Potencjalny rynek mikrosiłowni w Polsce zbliżony jest do rynku małych i domowych kotłowni i pieców obejmując gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne, małe firmy produkcyjne i usługowe

ale informacja o przychodach generowanych przez mikrosiłownie będzie napędzała popyt.

W Polsce kogeneracja prądu i ciepła w małej skali jest konieczna ze względu na klimat, wskazana ze względu na niską emisję oraz wysokie ceny energii elektrycznej. Obecnie domowa produkcja prądu i ciepła staje się możliwa dzięki rozwojowi energetycznych technologii małoskalowych. Przewaga mikrosiłowni zasilanych paliwami stałymi nad popularną obecnie fotowoltaiką i małą energetyką wiatrową wynika z jej niezależności od chwilowych warunków pogodowych oraz dużej dostępności i łatwości magazynowania paliwa.

Proponowana przez IMP PAN technologia skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w mikrosiłowniach typu ORC przeznaczona jest dla małych i bardzo małych jednostek wytwarzania ciepła opartych o węgiel i biomasę. Bardzo ważnym elementem proponowanej koncepcji jest spalanie tanich paliw, aby nie doprowadzić do wzrostu kosztów eksploatacji budynków. W gospodarstwach domowych w naszym kraju spalane jest około 10 mln ton węgla kamiennego oraz około 5 mln ton drewna opałowego. W przyszłości, mikrosiłownie ORC nadal będą korzystały z tych paliw stałych, ze względu na ich konkurencyjną cenę. Do biomasy stałej, którą można sto-

Rys. 2. Mikrosiłownia oprócz ciepła produkuje energię elektryczną o mocy 2.5 kWe

sować jako paliwo w małoskalowej energetyce rozproszonej zalicza się drewno pochodzące z lasów, sadów, plantacji wieloletnich roślin energetycznych, drewno odpadowe z przemysłu drzewnego i zieleni miejskiej, roślinne odpady z produkcji rolniczej (np. słoma) i przemysłu spożywczego (np. wytłoki) oraz odpady z przemysłu celulozowo-papierniczego.

## Mikrosiłownia ORC

Pierwsza, domowa mikrosiłownia kogeneracyjna ORC została opracowana i uruchomiona w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku (rys.1). Składa się ona z kotła na biomasę (prawa strona fotografii, niebiesko-srebrny prostopadłościan) oraz modułu kogeneracyjnego składającego się z turbiny, generatora prądu, wymienników ciepła i pompy zamontowanych na wspólnej ramie (lewa część fotografii). Wymiary modułu kogeneracyjnego wytwarzającego energię elektryczną są zbliżone do średniej wielkości lodówki (160x74x74 cm), kocioł jest nieznacznie większy. W kotle spaliny ogrzewają olej termalny, który oddaje ciepło do czynnika roboczego napędzającego bezpośrednio turbinę. Zastosowanie oleju termalnego wynika ze względów bezpieczeństwa, gdyż bezpośrednie ogrzewanie czynnika roboczego wymagałoby specjalnych zabezpieczeń. Przedstawiona na rys. 1 mikrosiłownia ORC jest instalacją badawczą, w której umieszczono bardzo wiele urządzeń pomiarowych służących do zbierania danych dotyczących pracy całego układu. Pomimo tego, że ta mikrosiłownia służy do badań, niemniej jednak jest w pełni operacyjna, umożliwia generację prądu i ciepła. Na rys. 2 widać zapalone żarówki zasilane prądem z mikrosiłowni. Moc cieplna urządzenia wynosi 25 kW, przy mocy elektrycznej 2,5 kWe. Mikrosiłownia jest w pełni zautomatyzowana, a jej podstawowym paliwem jest biomasa w postaci peletu. Uniwersalny kocioł umożliwia również spalanie innych paliw, np. syngazu pochodzącego z procesu zgazowania.

## Pierwsza polska komercyjna mikrosiłownia kogeneracyjna ORC

Po zakończeniu badań mikrosiłowni ORC w IMP PAN pojawiło się wielu przedsiębiorców, którzy byli zainteresowani urządzeniem. Ostatecznie Instytut podjął współpracę z firmą SARK sp. z o.o. która od kilku lat zajmuje się obrotem węgla oraz biomasy pochodzenia drzewnego i rolnego. Dla IMP PAN ważne było, że firma Sark sp. z o.o. jest związana z energetyką zawodową i z odbiorcami hurtowymi paliw, a swoją działalność prowadzi na terenie całej Polski. W wyborze partnera przemysłowego istotna była także jego wieloletnia obecność na polskim rynku paliw, stabilna pozycja oraz rosnący potencjał i wartość rynkowa.

> Pierwsza, domowa mikrosiłownia kogeneracyjna ORC została opracowana i uruchomiona w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

Od samego początku współwłaściciele Firmy: Robert Górczyński i Tomasz Zych z wielką energią przystąpili do tworzenia podstaw finansowych projektu na budowę komercyjnej mikrosiłowni ORC. Na początku 2017 r. przedsięwzięcie to uzyskało wsparcie z Polskiej Agencji Rozwoju Przemysłu w ramach programu Bony na Innowacje. Obecnie IMP PAN wraz z SARK Sp. z o.o. prowadzi prace projektowe nad kluczowymi podzespołami komercyjnej mikrosiłowni kogeneracyjnej ORC, która będzie przeznaczona do powszechnego użytku. Głównym celem tych działań jest dostarczenie tysiącom odbiorców efektywnego i niezawodnego urządzenia. Będzie to oferta skierowana zarówno do odbiorców indywidualnych oraz małych i średnich przedsiębiorstw, a także instytucji.

Według pierwszych wstępnych kalkulacji SARK sp. z o.o. cena mikrosiłowni ORC powinna być w przedziale 30÷40 tys. zł, co uczyni ją dostępną dla dużej grupy odbiorców. Ponieważ urządzenie jest we wczesnej fazie rozwoju można się spodziewać, że parametry mikrosiłowni w stosunkowo krótkim czasie ulegną znaczącej poprawie.

## Polska to za mało

Biorąc pod uwagę potencjał ekonomiczny i techniczny mikrosiłowni kogeneracyjnej daje ona realną możliwość zmiany sytuacji polskiej energetyki, pozwoli wyeliminować smog a także zdynamizować polską prowincję. Jednakże potencjalny obszar wpływu nowej technologii absolutnie nie ogranicza się do Polski. Ze względu na podstawowe cechy mikrosiłowni, czyli małą moc i zasilanie z lokalnych źródeł paliw, naturalnym miejscem jej zastosowania są kraje o słabej sieci elektroenergetycznej, własnych lokalnych zasobach paliw i dużej populacji ludności. W kontekście tych czynników należy wymienić Afrykę i Azję gdzie bez dostępu do stabilnych źródeł energii elektrycznej są miliony ludzi i tam upatrywane jest miejsce eksportu bardzo wielu tego typu urządzeń. Dzięki wyjątkowym cechom mikrosiłownie mogą stać się rozpoznawalnym na świecie polskim produktem i naszą marka narodową.

□

**Paweł Kwasowiec**, manager ds. sprzedaży i serwisu kogeneracji, Eneria Sp.z o.o.

# Najlepszy w swojej klasie...

## nowa generacja agregatów gazowych CAT®

Caterpillar jako jeden ze światowych liderów produkcji zespołów kogeneracyjnych, po raz kolejny zawiesza wysoko poprzeczkę konkurencji w swojej branży.

### Jak to możliwe?

Wychodząc naprzeciw obecnej sytuacji na rynku oraz oczekiwaniom Inwestorów nieustannie dążących do optymalizacji kosztów oraz zwiększenia wydajności ekonomicznej swoich inwestycji, koncern CATRPILLAR wprowadził na rynek nową generacje agregatów gazowych, serii G3500H.

**Seria G3500H - wysoka sprawność przy niskim koszcie eksploatacji**

Wprowadzając nową gamę produktów na rynek, CAT® stworzył agregaty gazowe o wysokiej wydajności energetycznej nawet do 90%, osiągając sprawność elektryczna nawet ponad 45% przy jednoczesnej redukcji kosztów związanych z ich codzienną eksploatacją, m.in. dzięki remontowi kapitalnemu wykonywanemu nawet po 80 000 godz.

**Nowe modele:**

- G3512H - 1500 kWe (12 cylindrów),
- G3516H - 2000 kWe (16 cylindrów),
- G3520H - 2500 kWe (20 cylindrów),

to przede wszystkim większa moc osiągana przy zastosowaniu mniejszej liczby cylindrów, co przekłada się bezpośrednio na zmniejszenie gabarytów urządzenia w stosunku od produktów konkurencji.

Obecnie dostępne na rynku jednostki kogeneracyjne o mocy 2000 kWe, wyposażone są w 20 cylindrowe silniki, natomiast agregaty nowej generacji marki CAT® z powodzeniem wytwarzają 2000 kWe z 16 cylindrów. W konsekwencji inwestor otrzymuje mniejsze urządzenie o nieporównywalnie większej wydajności energetycznej. Zastosowanie rozwiązań CAT® pozwala więc również na optymalizację powierzchni potrzebnej do posadowienia urządzenia, a co za tym idzie pomaga zredukować koszty związane z jego instalacją.

Seria G3500H udowodniła swoją niezawodność poprzez ponad 200 000 godz. działania w systemach kogeneracyjnych na całym świecie. W Polsce modele z tej serii zasilają z powodzeniem ciepłownie miejskie oraz zakłady mleczarskie i przetwórcze.

Gazowe zespoły kogeneracyjne CATERPILLAR to najskuteczniejsze narzędzie realizacji celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych przy zachowaniu wysokiej wydajności ekonomicznej inwestycji.

**Eneria Sp. z o.o. - doświadczenie i jakość CAT®**

Wyłączny przedstawiciel firmy Caterpillar w Polsce, w zakresie agregatów prądotwórczych i silników przemysłowych. Specjalizuje się w projektowaniu i realizacji wysokosprawnych instalacji kogeneracyjnych, bazujących na „elastycznych" pod względem paliwa zasilającego agregatach CAT® o mocach od 400 do 4500 kW. Eneria projektuje, realizuje i otacza fachową opieką serwisową nawet najbardziej skomplikowane projekty kogeneracyjne, a o jej doświadczeniu świadczy ponad 900 MW funkcjonujących instalacji kogeneracyjnych w Europie, w tym ponad 45 MWe mocy zainstalowanej w Polsce.

# WYŻSZA EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA? WIĘKSZA WYDAJNOŚĆ EKONOMICZNA? CZY TO MOŻLIWE?

## TAK, DZIĘKI ZASTOSOWANIU AGREGATÓW GAZOWYCH CAT® NOWEJ GENERACJI - SERII G3500H

Nasze agregaty pozwolą obniżyć koszty operacyjne Twojego biznesu przy zachowaniu wysokiej sprawności urządzenia! W ofercie posiadamy sprawdzone **agregaty gazowe CAT® o mocy do 4500 kWe.**

WYSOKA EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA
90%
NAWET

WYSOKA SPRAWNOŚĆ ELEKTRYCZNA
45%
AŻ DO

NAWET DO
80 000
GODZIN BEZ KAPITALNEGO REMONTU

Zapewniamy:

- Doradztwo i wsparcie na etapie projektowania oraz optymalizację rozwiązań
- Kompleksową realizację projektu
- Przeglądy serwisowe oraz remonty kapitalne zespołów kogeneracyjnych Caterpillar
- Wykwalifikowany personel z certyfikatami szkoleń Caterpillar
- Dwa magazyny części na Południu i Północy Polski

**AGREGATY GAZOWE CAT® SERII G3500H O WYSOKIEJ SPRAWNOŚCI DLA WYMAGAJĄCYCH!**

**Potrzebujesz więcej informacji?**
Skontaktuj się z nami: tel.: +48 606 873 069
email: kogeneracja@eneria.pl, www.eneria.pl

Eneria CAT

mgr inż. Iwona Kowal, Agencja Rynku Energii S.A.

# Kogeneracja - wczoraj, dziś, jutro

Rok 2016 był rokiem wielu zmian w polskiej energetyce. Opóźnienia w nowych inwestycjach OZE, zablokowanie rozwoju elektrowni wiatrowych poprzez wprowadzenie ustawy odległościowej, propozycja rynku mocy oraz zaproponowany przez Komisję Europejską pakiet zimowy to tylko nieliczne ze zmian, z jakimi miała styczność energetyka polska w minionym roku. Kluczowym elementem sektora energetycznego są jednostki kogeneracji[1] dlatego też postanowiono przeanalizować ich dotychczasową sytuację oraz zbadać możliwość rozwoju kryjącego się w nich potencjału.

## Kogeneracja wczoraj i dziś

Według danych ARE S.A. produkcja energii elektrycznej w kogeneracji w 2015 r. wyniosła ok. 26,6 TWh, co stanowiło wzrost o ok. 10% w porównaniu z rokiem poprzednim. W wysokosprawnej kogeneracji wyprodukowano 26,1 TWh, a jej udział w produkcji ogółem wzrósł o blisko 2 punkty procentowe w porównaniu z rokiem poprzednim.

Na wielkość produkcji w poszczególnych latach wpływają niezmiennie dwa główne czynniki:

- wieloletni malejący trend zapotrzebowania na ciepło, związany z termomodernizacją budynków i racjonalizacją gospodarki ciepłowniczej,
- warunki pogodowe w sezonach grzewczych, powodujące odchylenia od trendu, np. w 2010 r. w górę (bardzo zimny rok), a w 2014 r. w dół (bardzo ciepły rok).

*Źródło: baza danych ARE S.A.*

Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej z kogeneracji i w wysokosprawnej kogeneracji w elektrowniach cieplnych i elektrociepłowniach

W latach 2008-2009 miał miejsce wyraźny spadek produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, przy czym w 2009 r. dodatkowym powodem spadku był kryzys produkcji przemysłowej. W 2010 r. nastąpiło wyraźne zwiększenie produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, co wywołała bardzo mroźna zima oraz odbicie produkcji przemysłowej. Okres 2011-2014 to lata pogłębiającego się spadku produkcji w kogeneracji, przy czym spadek ten był wyjątkowo silny w

2014 r. Wpływ na to miały panujące warunki klimatyczne. Należy podkreślić, że duży spadek produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, związany z mniejszym zapotrzebowaniem na ciepło, nie był w 2014 r. niczym wyjątkowym na tle zużycia innych nośników energii. Na skutek bardzo ciepłej pogody zanotowano w tym roku spadek zużycia wszystkich nośników energii wykorzystywanych do celów grzewczych.

Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji związana jest nierozłącznie z produkcją ciepła, na które musi istnieć lokalne zapotrzebowanie. Zapotrzebowanie to, jest wprost proporcjonalne do wielkości lokalnej sieci ciepłowniczej. Im większa jest lokalna sieć ciepłownicza zaopatrująca odbiorców w gorącą wodę do centralnego ogrzewania (CO) i ciepłą wodę użytkową (CWU) tym większe jest zapotrzebowanie na lokalne ciepło. Według danych ARE S.A. produkcja ciepła w kogeneracji w 2015 r. wyniosła ok. 238,6 PJ, co stanowiło nieznaczny wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim (o ok. 0,3%). W wysokosprawnej kogeneracji wyprodukowano ponad 224,9 PJ.

*Źródło: ARE S.A. na podstawie rozporządzeń Ministra Gospodarki*
Rys. 2. Udział produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji z jednostek opalanych gazem i o mocy poniżej 1 MW vs obowiązek wynikający z rozporządzenia

*Źródło: ARE S.A. na podstawie rozporządzeń Ministra Gospodarki*
Rys. 3. Udział produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji z jednostek opalanych metanem vs obowiązek wynikający z rozporządzenia

## Wsparcie kogeneracji

System wsparcia energii elektrycznej pochodzącej z kogeneracji został wprowadzony ustawą z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności z dnia 24 lutego 2007 r. i obowiązywał do końca 2012 r.

Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne przywróciła mechanizm wsparcia na lata 2014-2018 i określiła poziom obowiązku udziałów ilościowych energii elektrycznej wynikających z uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji (lub uiszczenia opłaty zastępczej) w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Do 2018 r. minimalny udział świadectw pochodzenia wzrośnie w stosunku do początkowych lat obowiązywania systemu wsparcia, dla certyfikatów żółtych 3-krotnie, fioletowych ok. 6-krotnie, czerwonych o ponad 20%.

*Źródło: ARE S.A na podstawie rozporządzeń Ministra Gospodarki*
Rys. 4. Udział produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji z pozostałych jednostek vs obowiązek wynikający z rozporządzenia

Wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane do uzyskiwania i umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji (łącznie) nie miały dotychczas możliwości zrealizowania obowiązków w tym zakresie bez korzystania z opłaty zastępczej. Krajowe jednostki wytwórcze nie osiągały poziomu produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji umożliwiającego całkowite wypełnienia nałożonego obowiązku. W stosunku do wyznaczonego poziomu

obowiązków najkorzystniej kształtowała się sytuacja w zakresie produkcji energii elektrycznej z jednostek wytwórczych opalanych metanem. Zarówno w przypadku czerwonych jak i żółtych certyfikatów wymogi rosły znacznie szybciej aniżeli realne możliwości produkcji, a brak ściśle określonego długoletniego programu wsparcia nie wpływał mobilizująco na inwestorów. Poniższe rysunki przedstawiają stopień wypełnienia obowiązku[2] nakładanego na przedsiębiorstwa energetyczne.

Pomimo wznowienia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji wzrost mocy zaangażowanej w kogenerację jest minimalny i następuje głównie w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Przedsiębiorstwa te zamieniają ciepłownie na instalacje kogeneracyjne. Moce zaangażowane w kogenerację (wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej w kogeneracji) są znacznie niższe niż łączna moc jednostek kogeneracji[3] wyznaczonych przez przedsiębiorstwa wytwórcze. W Polsce łączna moc jednostek kogeneracji wynosi ponad 29,5 GW, a faktycznie energia z kogeneracji produkowana jest na urządzeniach o łącznej mocy ok. 8,5 GW.

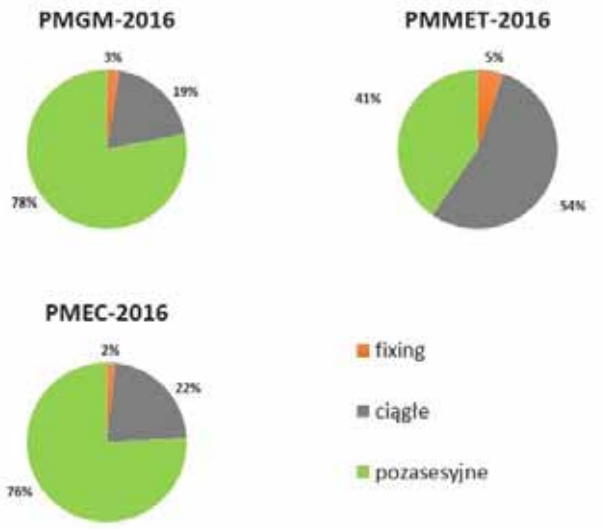
Co prawda tempo wzrostu mocy kogeneracyjnych jest minimalne, to jednak należy zauważyć, że elektrociepłownie są modernizowane. Łączne nakłady inwestycyjne w latach 2007-2014 (z przerwą w latach 2013, 2014), czyli w okresie obowiązywania systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, wyniosły ponad 12 mld zł. Kwota ta stanowi aż 40% nakładów poniesionych w tym samym czasie przez elektrownie zawodowe.

## Kogeneracja na TGE S.A

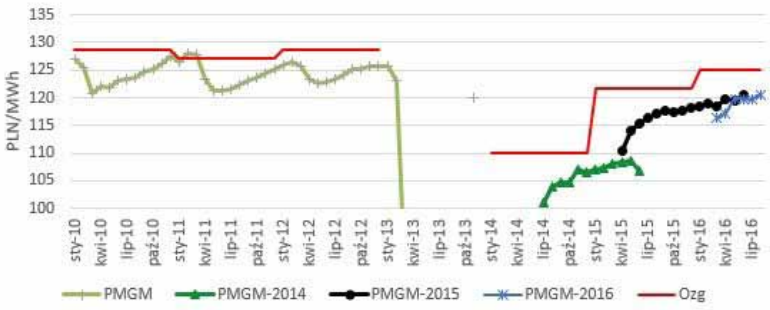
Początkowo w obrocie giełdowym występowały następujące instrumenty giełdowe:

- PMGM („żółte") - prawa majątkowe z kogeneracji gazowej lub o mocy zainstalowanej do 1 MW,
- PMEC („czerwone") - prawa majątkowe z pozostałych jednostek kogeneracji,
- PMMET („fioletowe") - prawa majątkowe z jednostek kogeneracji opalanych metanem (od 2011 r.).
- Wraz z wejściem w życie nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne Zarząd TGE zatwierdził zmiany do wszystkich Szczegółowych zasad obrotu i rozliczeń[4] na Rynku Praw Majątkowych. Wprowadzenie powyższego dokumentu zmieniło zasady obrotu w zakresie Praw Majątkowych z kogeneracji, wykluczyło z obrotu wskazane Prawa Majątkowe z kogeneracji oraz wprowadziło nowe indeksy dla Praw Majątkowych OZE, kogeneracji i biogazu. Z obrotu wycofano instrumenty przejściowe (PMGM-2013_P, PMEC-–2013_P, PMMET-2013_P) oraz instrumenty podstawowe (PMEC, PMGM, PMMET).

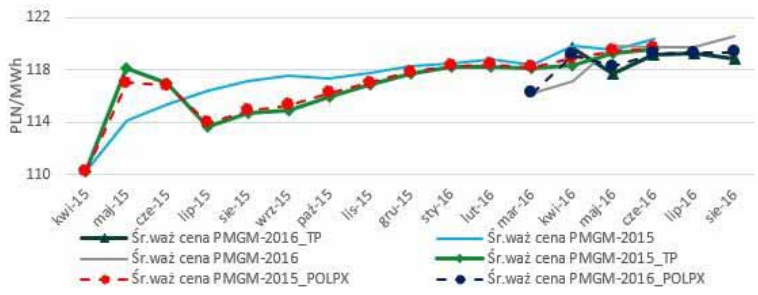
W obecnie funkcjonującym systemie wsparcia prawa majątkowe (kolorowe certyfikaty) stanowiły towar giełdowy, a obrót nimi realizowany był na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w transakcjach sesyjnych (rynek praw majątkowych) lub pozasesyjnych (kontrakty dwustronne podlegające obowiązkowej rejestracji na TGE S.A.). W systemie obrotu kolorowymi prawami majątkowymi zdecydowanie większy udział mają transakcje pozasesyjne (rys. 5). Dominują one w obrocie instrumentami PMGM-2016 i PMEC-2016. W 2016 r. udział transakcji pozasesyjnych wynosił 78% i 76% całkowitego wolumenu obrotu odpowiednio dla instrumentów PMGM-2016 i



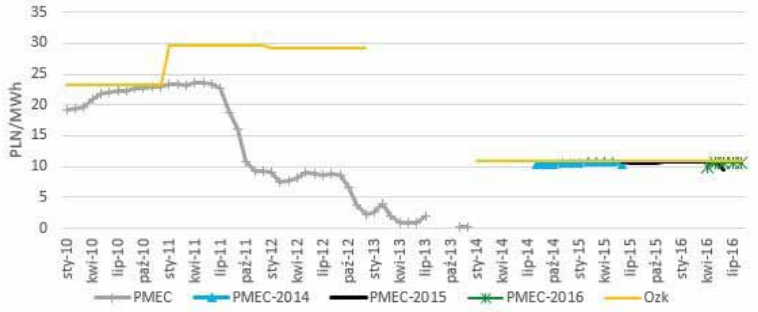

*Źródło: ARE S.A. na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 5. Struktura obrotu PMGM-2016, PMMET-2016, PMEC-2016



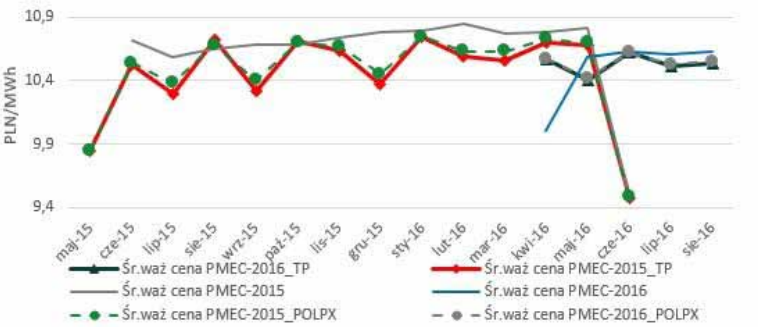

*Źródło: ARE S.A na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 6. Wartość indeksów PMGM, PMG-2014, PMGM-2015, PMGM-2016 notowanych na TGE S.A. w okresie styczeń 2010-sierpień 2016




*Źródło: ARE S.A. na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 7. Wartość indeksów PMGM-2015, PMGM-2016 notowanych na TGE S.A. w okresie kwiecień 2015-sierpień 2016




*Źródło: ARE S.A. na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 8. Wartość indeksów PMEC, PMEC-2014, PMEC-2015, PMEC-2016 notowanych na TGE S.A. w okresie styczeń 2010-sierpień 2016




*Źródło: ARE S.A. na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 9. Wartość indeksów PMEC-2015, PMEC-2016 notowanych na TGE S.A. w okresie maj 2015-sierpień 2016

PMEC-2016, natomiast fixingu 3% i 2%. W obrocie prawami majątkowymi fioletowymi w 2016 r. przeważały notowania ciągłe (54%), natomiast transakcje pozasesyjne stanowiły 41%.

W 2016 r. przedmiotem obrotu na TGE S.A. były prawa majątkowe odpowiadające energii elektrycznej wyprodukowanej w 2015 r.[5] lub 2016[6]:

- PMGM-2015 oraz PMGM-2016,
- PMEC-2015 oraz PMEC-2016,
- PMMET-2015 oraz PMMET-2016.

Przez dłuższy czas indeks PMGM utrzymywał się na stabilnym poziomie oscylując w okolicy 125 zł/MWh. Pod koniec notowań jego cena drastycznie spadła osiągając ok. 44 zł/MWh. Ostatnia operacja na tym indeksie została zawarta w marcu 2013 r.

Wartość indeksu PMGM-2014 utrzymywała stałą wartość (ok. 105 zł/MWh). Najniższą wartość osiągnęła w lipcu 2014 r., a najwyższą w maju 2015 r. i wynosiły one odpowiednio 101,14 zł/MWh i 108,61 zł/MWh (dla transakcji sesyjnych).

Wartość indeksu PMGM-2015 w całym okresie od marca 2015 r. do czerwca 2016 r. rosła. Średnioważona cena dla PMGM-2015 z transakcji sesyjnych i pozasesyjnych wyniosła 118,27 zł/MWh.

Wartość indeksu PMGM-20116 z transakcji sesyjnych wyniosła 119,44 zł/MWh natomiast z transakcji pozasesyjnych 119,07 zł/MWh.

Do czerwca 2011 r. indeks PMEC, podobnie jak indeks PMGM utrzymywał się na stabilnym poziomie. Wahania cen w skali roku były niewielkie, a ceny utrzymywały tendencję wzrostową. Gwałtowny spadek wartości indeksu PMEC nastąpił dopiero w lipcu 2011 r. i doprowadził do spadku wartości praw majątkowych o blisko 60% w przeciągu pół roku. Zapaść na rynku praw majątkowych PMEC spowodowana była gwałtownym wzrostem liczby świadectw pochodzenia na giełdzie. Przedsiębiorstwa energetyczne wypełniały swój obowiązek poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, licząc tym samym na większy zysk w przyszłości (wzrost wymaganego udziału produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji generowałby wzrost wysokości opłaty zastępczej i w konsekwencji cen świadectw pochodzenia). Przez pewien okres czasu ta strategia sprawdzała się. Od lipca 2011 r. ceny świadectw pochodzenia zaczęły spadać do poziomów znacznie niższych od ustalonej przez prezesa URE opłaty zastępczej. Spekulacja przedsiębiorstw doprowadziła do nagromadzenia bardzo dużej ilość bezterminowych świadectw pochodzenia i załamania cen na rynku czerwonych certyfikatów.

Poziom ok. 9 zł/MWh utrzymał się do końca trzeciego kwartału 2012 r. natomiast od października 2012 r. obniżył

się do wartości poniżej 5 zł/MWh. Powodem tego, był brak przedłużenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji po 31 marca 2013 r. Ostatnie transakcje na rynku PMEC odnotowano w listopadzie 2013 r.

Wartość indeksu PMEC-2015 od czerwca 2015 r. do maja 2016 r. utrzymywała tendencję wzrostową, po czym spadła do wartości 9,48 zł/MWh. Była to najniższa wartość tego indeksu. Średnioważona cena dla PMEC-2015 z transakcji sesyjnych wyniosła 10,72 zł/MWh, natomiast z transakcji pozasesyjnych-10,53 zł/MWh.

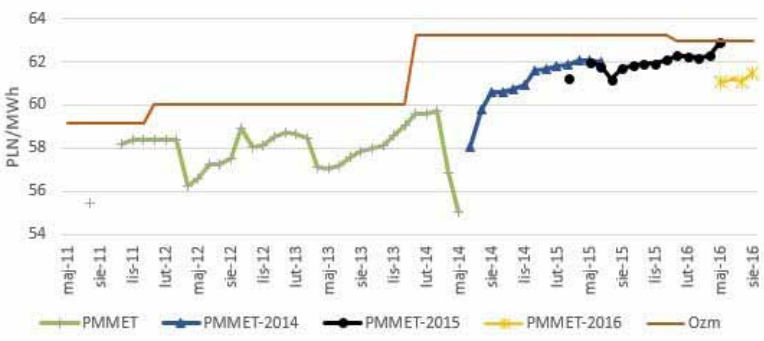
Średnioważona cena dla PMEC-2016 z transakcji sesyjnych wyniosła 10,61 zł/MWh, natomiast z transakcji pozasesyjnych-10,53 zł/MWh.

W odróżnieniu od rynków pozostałych certyfikatów kogeneracyjnych rynek fioletowych praw majątkowych został uregulowany w dłuższym horyzoncie czasowym i jako jedyny funkcjonował poprawnie. Określone ramy działania mechanizmu pozwoliły uniknąć ryzyka, jakie dotknęło pozostałe rodzaje kogeneracji.

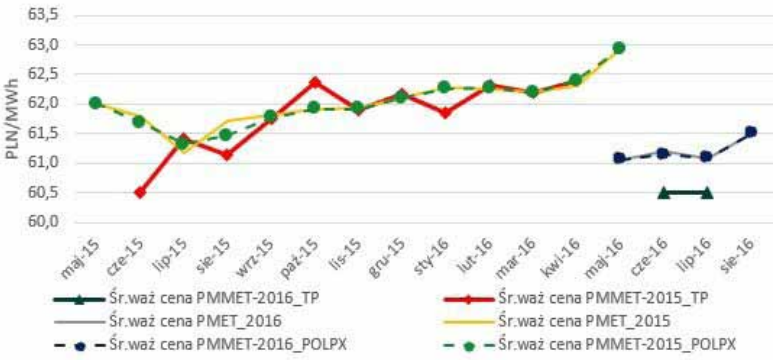
Indeks cenowy PMMET utrzymywał się w przedziale 57-59 zł/MWh oscylując w granicy wysokości opłaty zastępczej.

Wartość indeksu PMMET-2015 od lipca 2015 r. utrzymywała tendencję wzrostową osiągając wartość najwyższą w maju 2016 r. (62,93 zł/MWh) dla transakcji sesyjnych. Wartość indeksu PMMET-2015 dla transakcji pozasesyjnych osiągnęła wartość najwyższą w październiku 2015 r. (62,36 zł/MWh). Średnioważona cena dla PMMET-2015 z transakcji sesyjnych wyniosła 62 zł/MWh, natomiast z transakcji pozasesyjnych-61,82 zł/MWh.

Średnioważona cena dla PMMET-2016 z transakcji sesyjnych wyniosła 61,15 zł/MWh, natomiast z transakcji pozasesyjnych - 60,50 zł/MWh.




*Źródło: ARE S.A. na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 10. Wartość indeksów PMMET, PMMET-2014, PMMET-2015, PMMET-2016 notowanych na TGE S.A. w okresie styczeń 2010-sierpień 2016




*Źródło: ARE S.A. na podstawie danych TGE S.A.*
Rys. 11. Wartość indeksów PMMET-2015, PMMET-2016 notowanych na TGE S.A. w okresie maj 2015-sierpień 2016

## Przyszłość kogeneracji

Jak już wcześniej wspomniano moc zainstalowana elektryczna jednostek kogeneracji wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji wynosi ok. 30 GW. Przeprowadzane analizy dowodzą, że Polska posiada potencjał na zainstalowanie kolejnych od 7,5 do 10 GW mocy w kogeneracji[7]. Osiągnięcie dodatkowych mocy w kogeneracji jest możliwe np. poprzez modernizację jednostek wytwórczych w Przedsiębiorstwach Energetyki Cieplnej oraz modernizację zakładów przemysłowych. Innym możliwym do wdrożenia rozwiązaniem jest modernizacja już istniejących ciepłowni i budowa w nich nowych układów, dzięki którym obecnie wytwarzane w nich ciepło będzie pochodziło z wysokosprawnej kogeneracji. Ponadto, istnieją techniczne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego powstającego aktualnie np. w spalarniach śmieci, instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe. Prowadzone są także prace nad zastosowaniem w kotłach paliwa alternatywnego np. RDF (Refuse Derived Fuel-paliwo z odpadów). Jeszcze innym rozwiązaniem jest rozwój mikrokogeneracji oraz prosumentów.

Możliwości rozwoju potencjału kogeneracji jest więc wiele, wiele jest również barier mocno spowalniających ten rozwój. Kluczowe jest zatem klarowne określenie co będzie z wysokosprawną kogeneracją po 2018 r. Czy rząd przewiduje wsparcie? Jeśli tak, to w jakim wymiarze? Obecnie organy legislacyjne opracowują koncepcję rynku mocy, jednakże jego niski budżet daje niewielkie szanse na wsparcie całego potencjału kogeneracyjnego. Przedsiębiorstwa branżowe również opracowały własny projekt systemu wsparcia opierający się

na systemie aukcyjnym.

Z punktu widzenia gospodarki kraju mechanizmy wsparcia kogeneracji powinny gwarantować rozwój kogeneracji zapewniający oszczędność energii i ograniczenie negatywnego wpływu energetyki na środowisko oraz minimalizację kosztów ponoszonych przez skarb państwa. Natomiast z punktu widzenia inwestorów, mechanizmy wsparcia skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła powinny zagwarantować wsparcie dające godziwy zwrot z kapitału. Niestety nie ma pewnych przesłanek czy i w jakim stopniu kogeneracja będzie wspierana. W zależności od wyników negocjacji będzie można mówić o szansach lub zagrożeniach wykorzystania istniejącego potencjału kogeneracji. Jedno jest pewne, bez wypracowania ostatecznej formy systemu wsparcia, poprawne funkcjonowanie tego segmentu może okazać się trudne.

□

*Przypisy:*

*1) Moc zainstalowana elektryczna jednostek kogeneracji wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w 2015 r. wyniosła blisko 30 GW, co stanowi ponad 91% całkowitej mocy zainstalowanej w elektrowniach i elektrociepłowniach.*

*2) Faktyczny udział produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji potwierdzony wydanymi świadectwami pochodzenia w całkowitej sprzedaży do odbiorców końcowych.*

*3) Jednostka kogeneracji to wyodrębniony zespół urządzeń, który może wytwarzać energię elektryczną w kogeneracji, opisany poprzez dane techniczne. Energia elektryczna może być wytwarzana w zespołach o zróżnicowanej sprawności granicznej (może obejmować różne rodzaje urządzeń i technologii kogeneracyjnej). To wytwórcy energii decydują o tym, które urządzenia zaliczą w skład jednostki kogeneracji i jaka będzie ich moc.*

*4) Szczegółowe zasady obrotu i rozliczeń dla praw majątkowych do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wyprodukowania energii elektrycznej w wysokosprawnej Kogeneracji.*

*5) W obrocie do czerwca 2016 r.*

*6) W obrocie do czerwca 2017 r.*

*7) Wieczerzak-Kruścińska A., Miliardowe oszczędności. Wykorzystamy potencjał?, Rzeczpospolita nr 174 z dnia 27.07.2016 r.*

reklama

PUSZCZAMY KOSZTY ENERGII Z DYMEM

**Kompleksowe usługi energetyczne dla przemysłu, dużych nieruchomości oraz jednostek komunalnych.** Od analizy poprzez opracowanie koncepcji, finansowanie, procedury zezwoleniowe i realizację projektu aż po zarządzania paliwem, serwis i prowadzenie ruchu. Wszystko z jednej ręki. **Zarówno w ramach contractingu jak i usług modułowych.** W całej Europie. **Więcej na temat efektywności energetycznej i innowacyjnych technologii:** www.getec-polska.pl

GETEC Polska Sp. z o.o.

**dr inż. Krzysztof Fuzowski**, kierownik Biura Rozwoju Ciepłownictwa, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA

# Strategiczne wyzwania sektora ciepłowniczego XXI wieku - cz. 2

Wyzwania, w tym główne szanse i ograniczenia, wpływające na dalszy rozwój, konkurencyjność i możliwość funkcjonowania sektora ciepłowniczego, przedstawione w pierwszej części artykułu powodują, iż najbliższe lata nie będą łatwe dla krajowych wytwórców ciepła. W drugiej części artykułu zaprezentowano działania i inicjatywy jakie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna Spółka Akcyjna (PGE GiEK SA) realizuje w celu sprostania wymaganiom i dostosowaniu do zmieniających się wymogów regulacyjnych Unii Europejskiej.

## PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA w skrócie

PGE GiEK SA jest jednym z koncernów wchodzących w skład największej grupy energetycznej w kraju - Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA. Przedmiotem działalności Spółki jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Spółka PGE GiEK SA składa się z centrali i 12 oddziałów, zlokalizowanych na terenie dziewięciu województw. Są to kopalnie węgla brunatnego, elektrownie konwencjonalne oraz elektro-

ciepłownie. Centrala spółki znajduje się w Bełchatowie. PGE GiEK SA zatrudnia ponad 16 tys. pracowników. Spółka jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego - jej udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 79% krajowego wydobycia a także największym wytwórcą energii elektrycznej w Polsce - wytwarza ok. 34% krajowej produkcji energii elektrycznej. PGE GiEK SA jest również jednym z czołowych producentów ciepła - na rynki lokalne dostarcza ok. 18,5 mln GJ ciepła rocznie.

Charakter działalności Spółki, powoduje, iż zmiany regulacji unijnych i krajowych, bardzo często motywowane względami środowiskowymi oraz sytuacją gospodarczą w Unii Europejskiej, w coraz większym stopniu decydują o wyzwaniach jakie stoją przed PGE GiEK SA i prowadzonych w Spółce działaniach.

## Działania i projekty strategiczne w obszarze ekologiczno - środowiskowym

Największe działania w PGE GiEK SA prowadzone są głównie w obszarze wyzwań ekologiczno-klimatycznych, związanych z redukcją emisji zanieczyszczeń do środowiska i dostosowaniem do zmieniających się wymagań środowiskowych (Dyrektywy IED, MCP, Konkluzje BAT) a także ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych (Dyrektywa ETS). Należące do Spółki elektrownie i elektrociepłownie posiadają niezbędne pozwolenia i decyzje administracyjne w zakresie korzystania ze środowiska i spełniają wszystkie warunki uzyskanych pozwoleń, a zwłaszcza standardów emisji zanieczyszczeń do środowiska. Aby sprostać przyszłym wyzwaniom, wynikającym z implementowania do prawa krajowego poszczególnych Dyrektyw środowiskowych, PGE GiEK SA podejmuje aktywne działania na różnych płaszczyznach już od wielu lat. W 2011 r. Zarząd Spółki przyjął dokument pn. „Program dostosowania aktywów wytwórczych PGE GIEK SA do wymogów środowiskowych wynikających z Dyrektywy IED" [Program IED]. Program ten uzyskał rangę dokumentu kierunkowego przy planowaniu procesów inwestycyjnych z zakresu ochrony środowiska w Spółce w tym m. in. budowie instalacji odsiarczania spalin w Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz oraz modernizacji instalacji odpylania spalin w Elektrociepłowni Lublin oraz Elektrociepłowni Rzeszów.

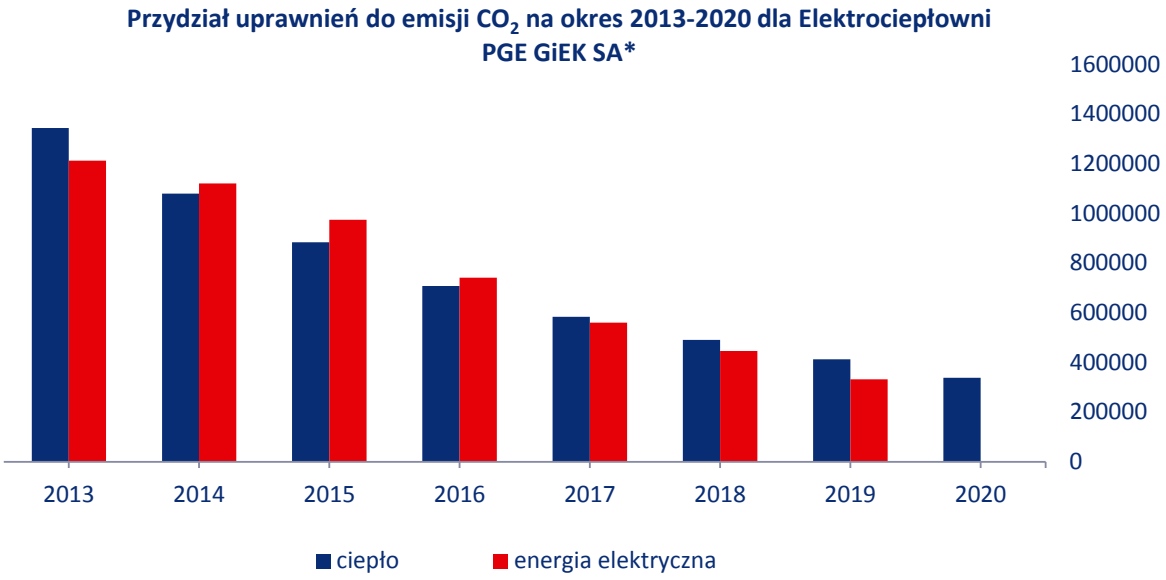
Program IED został również opracowany pod kątem maksymalnego wykorzystania możliwych do uzyskania odstępstw derogacyjnych praktycznie we wszystkich Elektrociepłowniach Spółki. Do derogacji naturalnych (17 500 godz.) zostały zgłoszone m. in. jednostki wytwórcze w Elektrowni Pomorzany, Elektrociepłowni Gorzów, Elektrociepłowni Lublin, Elektrociepłowni Kielce oraz Elektrociepłowni Rzeszów. Do derogacji ciepłowniczych natomiast zgłoszono jednostki wytwórcze w Elektrociepłowni Bydgoszcz, Elektrociepłowni Kielce oraz Elektrociepłowni Zgierz. Biorąc pod uwagę, iż możliwość korzystania z derogacji naturalnych w poszczególnych Oddziałach zostanie w Spółce wyczerpana w latach 2021-2023 (w zależności od wykorzystywania godzin derogacyjnych) a z derogacji ciepłowniczych w 2022 r., Zarząd Spółki w 2016 r. przyjął dokument pn. „Program dostosowania aktywów wytwórczych PGE GIEK SA do wymogów Konkluzji BAT" [Program BAT], który również uzyskał rangę dokumentu kierunkowego przy planowaniu inwestycji dostosowawczych do wymogów Konkluzji BAT. Konkluzje i inwestycje wynikające z Programu BAT są dodatkowo ściśle skorelowane z prowadzonym w Spółce projektem pn. „Program Rozwoju Elektrociepłowni PGE GiEK SA"., który ma na celu wypracowanie koncepcji rozwoju poszczególnych Elektrociepłowni Spółki z uwzględnieniem zmieniającego się otoczenia wewnętrznego i zewnętrznego GK PGE.

## Kwestia $CO_2$

W styczniu 2013 r. zaczął obowiązywać III okres rozliczeniowy (2013-2020) EU ETS, który wraz z dodatkową proponowaną reformą tego systemu z lutego 2017 r. ma doprowadzić do ograniczenia emisji $CO_2$ nawet o 40% w stosunku do poziomu z 1990 r. W okresie tym instalacje objęte KPRU (w tym i elektrociepłownie PGE GiEK SA) mają obowiązek sukcesywnego zakupu uprawnień do emisji ponad przyznane w systemie spadkowym bezpłatne uprawnienia w ramach derogacji dla energetyki do 2020 r. oraz ciepłownictwa maksymalnie do 2027 r. Począwszy zatem od 2013 r. darmowe przydziały $CO_2$ dla elektrociepłowni PGE GiEK SA maleją i z końcem 2020 r. będą one zobowiązane płacić praktycznie za emisję niemal całości wyemitowanego $CO_2$, co oznacza, iż produkcja energii elektrycznej a przede wszystkim cie-

**Tab. Emisja $CO_2$ w Elektrociepłowniach PGE GiEK w 2016 r. w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji $CO_2$ na 2016 r. (w Mg)**

| Operator | Emisja $CO_2$ w 2016 r. | Przydział uprawnień do emisji $CO_2$ na 2016 r. | Pokrycie emisji przydziałem darmowych uprawnień |
|---|---|---|---|
| Elektrownia Pomorzany | 468 746 | 248 395 | 53% |
| Elektrownia Szczecin | 1 489 | 76 212 | 100% |
| Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz | 770 355 | 442 383 | 57% |
| Elektrociepłownia Lublin Wrotków | 554 078 | 257 020 | 46% |
| Elektrociepłownia Gorzów | 437 569 | 201 665 | 46% |
| Elektrociepłownia Rzeszów | 313 875 | 107 381 | 34% |
| Elektrociepłownia Kielce | 183 701 | 83 196 | 45% |
| Elektrociepłownia Zgierz | 173 366 | 32 763 | 19% |




* obejmuje Elektrociepłownię Bydgoszcz, Gorzów, Lublin, Rzeszów, Kielce, Zgierz oraz Elektrownię Pomorzany i Elektrownię Szczecin

pła będzie sukcesywnie obciążana tymi kosztami.

Oznacza to, iż proces pozyskiwania uprawnień do emisji $CO_2$ staje się ważnym elementem kosztotwórczym prowadzenia działalności w elektrociepłowniach Spółki. Dla przykładu w 2015 r. emisja $CO_2$ w elektrociepłowniach została pokryta darmowymi przydziałami uprawnień $CO_2$ jedynie w 19-57% dla poszczególnych oddziałów. Pozostałą część brakujących uprawnień Spółka zobowiązana była zakupić do umorzenia.

W odpowiedzi na permanentną penalizację w obszarze $CO_2$, PGE GiEK SA od dawna realizuje szereg działań, które redukują emisję dwutlenku węgla. Można do nich zaliczyć poprawę sprawności wytwarzania energii, obniżanie energochłonności procesów wytwórczych, inwestycje w wysokosprawne, niskoemisyjne moce wytwórcze a także dywersyfikację paliw. W ramach tych działań w Spółce zostały opracowane wewnętrzne programy efektywnościowe w tym „Program Redukcji Emisyjności $CO_2$ Produkcji Energii Elektrycznej i Ciepła w PGE GiEK SA". Celem Programu była identyfikacja realizowanych działań obniżających emisję $CO_2$ w PGE GiEK SA oraz wymiana informacji i dobrych praktyk pomiędzy oddziałami a także działania z zakresu poprawy sprawności wytwarzania i zmniejszenie zużycia energii na własne potrzeby.

## Działania inwestycyjne w elektrociepłowniach

W ramach wdrażania wymienionych i zatwierdzonych w Spółce programów dostosowawczych oraz rozwojowych, w poszczególnych elektrociepłowniach Spółki prowadzonych jest wiele projektów inwestycyjnych.

W Elektrociepłowni Bydgoszcz w 2015 r. oddano do eksploatacji instalację odsiarczania spalin, co pozwoliło dostosować urządzenia wytwórcze w ZEC Bydgoszcz do nowych unijnych wymagań środowiskowych wynikających z Dyrektywy IED. Dzięki inwestycji roczna emisja pyłu została zredukowana o około 13 ton a emisja dwutlenku siarki zmniejszyła się o około 1 380 ton w skali roku. Aktualnie w Oddziale prowadzone są postępowania przetargowe na wybór wykonawców drugiej nitki instalacji odsiarczania spalin oraz odazotowania katalitycznego dla dwóch kotłów OP-230. Inwestycje te pozwolą dostosować Elektrociepłownie Bydgoszcz II do wymogów środowiskowych wynikających z Konkluzji BAT.

W Elektrowni Pomorzany aktualnie modernizowane są dwa bloki: Benson A i B wraz z zabudową instalacji odsiarczania spalin (w sierpniu 2016 r. podpisano kontrakt z Polimex Energetyka (lider konsorcjum) i Doosan Lentjes GmbH) i odazotowania katalitycznego spalin (październiku 2016 r. podpisano kontrakt z konsorcjum spółek Erbud oraz Yara Enviromental Technologies).

W Elektrociepłowni Zgierz w 2016 r. oddano do eksploatacji kocioł parowy rezerwowo-szczytowy, gazowo-olejowy VIESSMAN o mocy 24 MWt.

W Elektrociepłowni Gorzów 31 stycznia 2017 r. zakończyła się budowa bloku gazowo-parowego o mocy 138 MW elektrycznych i 100 MW cieplnych, którą w formule „pod klucz" wykonało konsorcjum firm Siemens Sp. z o.o. oraz Siemens Industrial Turbomachinery AB. Projekt ten, obok nowych bloków energetycznych w Opolu i Turowie, jest jedną z trzech strategicznych inwestycji w obszarze energetyki konwencjonalnej realizowanych w Spółce.

W Elektrociepłowni Rzeszów od grudnia 2015 r. budowana jest Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem

Energii (ITPOE), przez konsorcjum firm w składzie TM.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia i Astaldi S.p.A. Instalacja będzie posiadała moc elektryczną 8 MWe w kondensacji lub ok. 4,6 MWe i 16,5 MWt w kogeneracji. Budowa ITPOE ma potrwać ok. 30 miesięcy, a planowane uruchomienie instalacji to połowa 2018 r.

Dodatkowo w ramach Programu Rozwoju Elektrociepłowni Spółki na etapie przygotowania są koncepcje modernizacji istniejących jednostek wytwórczych oraz zabudowa instalacji dostosowujących do Konkluzji BAT w Elektrociepłowni Kielce, Elektrociepłowni Lublin, Elektrociepłowni Rzeszów oraz Elektrociepłowni Zgierz.

## Współpraca z samorządem terytorialnym oraz dystrybutorami ciepła

Elektrociepłownie PGE GiEK SA, we współpracy z samorządami terytorialnymi, aktywnie uczestniczą również w działaniach mających na celu redukcję emisji zanieczyszczeń powietrza, w tym walkę ze smogiem. Przykładem skutecznych działań jest Elektrociepłownia Gorzów, która wspólnie z Urzędem Miasta Gorzowa Wielkopolskiego jest zaangażowana w projekt redukcji zanieczyszczeń powietrza w dzielnicy Śródmieście. Projekt realizowany jest pod nazwą „Redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w śródmieściu Gorzowa Wlkp." i dofinansowywany przez NFOŚiGW oraz WFOŚiGW w ramach projektu KAWKA. Całkowita kwalifikowalna wartość projektu to 65 mln PLN a jego realizacja odbywa się w trzech etapach w latach 2015-2017 r. W ramach Projektu do miejskiej sieci ciepłowniczej zostanie podłączonych ok. 255 budynków o łącznej zamówionej mocy cieplnej ok. 18 MWt. Efektem projektu będzie również obniżenie rocznej emisji pyłów o 330 Mg, dwutlenku siarki o 401 Mg, tlenków azotu o 58 Mg i dwutlenku węgla o 17 343,5 Mg.

PGE GiEK SA jest również właścicielem lub udziałowcem kilku sieci ciepłowniczych (Gorzów Wielkopolski, Gryfino, PEC Bełchatów, PEC Zgierz), a także współpracuje z dystrybutorami ciepła w pozostałych lokalizacjach, posiadając praktycznie w każdej lokalizacji umowy długoterminowe z dystrybutorami ciepła. Taka ścisła współpraca obszaru wytwarzania z dystrybucją przynosi korzyści dla wszystkich interesariuszy, co przekłada się na stabilny rozwój przedsiębiorstw ciepłowniczych, konkurencyjność cen ciepła sieciowego w porównaniu do indywidualnych źródeł ogrzewania oraz korzyści dla środowiska oraz zdrowia mieszkańców poprzez spadek emisji zanieczyszczeń i zmniejszenie wykorzystania lokalnych wysokoemisyjnych źródeł ciepła.

## Podsumowanie

PGE GiEK SA jest świadoma wielkich wyzwań w obszarze ciepłownictwa, związanych z potrzebą unowocześnienia, dostosowania i rozwoju elektrociepłowni Spółki do zmieniających się wymogów regulacyjnych Unii Europejskiej oraz innych uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych. Obecnie bierze czynny udział w tych aspektach stosownie do swego potencjału i ambicji bycia liderem. Ponieważ segment kogeneracji Spółki posiada duży potencjał do rozwoju, w strategii GK PGE założono docelowe wdrożenie optymalnego modelu rozwoju segmentu ciepłowniczego, poprzez wydzielenie elektrociepłowni Spółki do nowej linii biznesowej. Takie działanie ma umożliwić dalszy rozwój elektrociepłowni, zapewnić synergię operacyjną i kosztową oraz silną pozycję na regionalnych rynkach ciepła oraz aktywnie odpowiadać na obecne oraz przyszłe wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym. □

dr inż. Karol Sztekler, dr hab. inż. Jan Górski, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
mgr inż. Tomasz Siwek, mgr inż. Wojciech Kalawa, inż. Łukasz Żak,
Katedra Maszyn Cieplnych i Przepływowych, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie

# Możliwości wykorzystania małych układów kogeneracyjnych

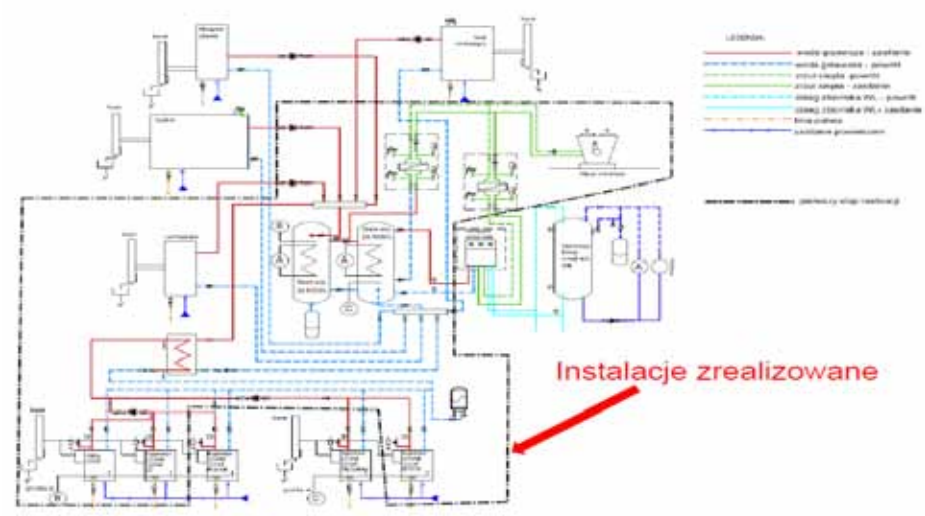
## w instalacjach prosumenckich

W niniejszej pracy zaprezentowano możliwości zastosowania małych układów kogeneracyjnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła łącznie, na przykładzie Laboratorium Układów Kogeneracji (LUK) w Centrum Energetyki - AGH oraz możliwości badawcze laboratorium LUK.

Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, nazywane również kogeneracją (rys.1) określane jest, jako równoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej bądź mechanicznej w jednym procesie technologicznym. Proces ten realizowany jest w jednym urządzeniu bądź układzie połączonych urządzeń [1]. Zgodnie z dyrektywą 2004/8/EC mikrokogeneracja oznacza układy o mocy zainstalowanej poniżej 50 kWe. Jednak coraz częściej w odniesieniu do układów najmniejszych mocy mówi się o instalacjach produkujących energię elektryczną z maksymalną mocą 15 kWe, ponieważ jednostki takie mogą być używane w domach jednorodzinnych, budynkach użyteczności publicznej czy w małych przedsiębiorstwach [8,7].

Rys.1. Porównanie produkcji energii w kogeneracji i produkcji rozdzielonej [3]

Idea zrównoważonego rozwoju oraz polityka klimatyczna prowadzi do wzrostu znaczenia źródeł rozproszonych w nowoczesnym modelu energetyki. Pod pojęciem generacji rozproszonej rozumie się obiekty wytwarzające energię na potrzeby własne użytkownika lub dostarczające energię do sieci dystrybucyjnej. Jednostki te nie podlegają zasadą centralnego dysponowania i mogą być podłączone bezpośrednio do sieci niskiego lub średniego napięcia. Instalacje rozproszone mogą posiadać moc od kilku kilowatów do kilkunastu megawatów [1,2,5,6]. Energetyka prosumencka jest częścią generacji rozproszonej obejmującej źródła wytwórcze o najmniejszych mocach. Prosumentem jest podmiot, będący jednocześnie producentem i konsumentem energii. Wytworzona energia jest wykorzystywana na własne potrzeby prosumenta, a ewentualne nadwyżki produkcyjne są odsprzedawane do sieci. Jednym z ważniejszych aktów prawnych określającym wsparcie energetyki rozproszonej jest ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. Definiuje ona mikroinstalacje, jako źródła energii o maksymalnej mocy elektrycznej wynoszącej 40 kWe, lub o mocy cieplnej nieprzekraczającej 120 kWt, które mogą być przyłączone do sieci elektroenergetycznej o maksymalnym napięciu znamionowym równym 110 kV. Ustawa ta określa również, że mikroinstalacja wykorzystuje wyłącznie odnawialne źródła energii. Ogranicza to zatem liczbę potencjalnych inwestorów, gdyż ustawa ta nie przewiduje wsparcia dla źródeł wykorzystujących paliwa niskoemisyjne takie jak gaz ziemny czy LPG [4,9]. Obowiązujące akty mogą się jednak przyczynić do rozwoju mocy zainstalowanej pochodzącej z małych układów kogeneracyjnych instalowanych w domach jednorodzinnych i budynkach użyteczności publicznej.




Rys. 2. Schemat laboratorium Luk w Centrum Energetyki

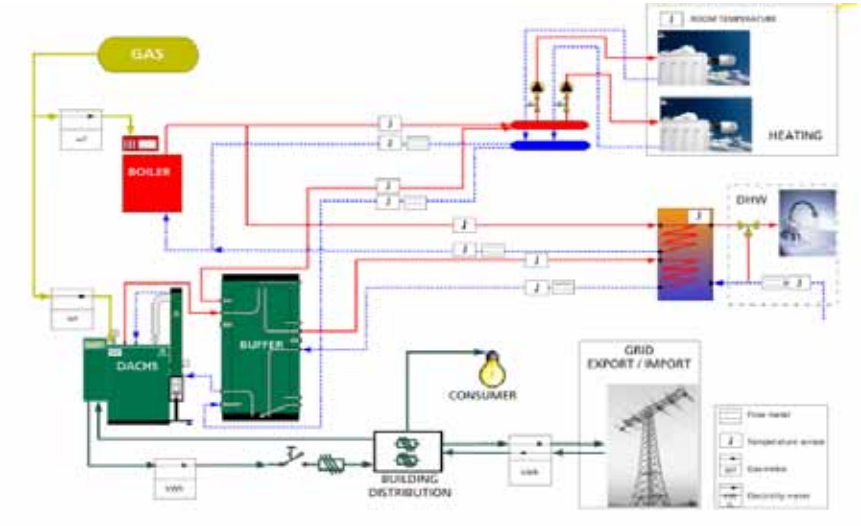
## Małe układy kogeneracyjne w laboratorium LUK Centrum Energetyki AGH

Zasadniczym przedmiotem badań laboratorium LUK (rys. 2) jest określenie optymalnych konfiguracji małych lokalnych układów mikro-kogeneracji, które mogą być wykorzystywane dla potrzeb indywidualnego zaopatrzenia budynków w energię elektryczną, ciepło, a także inne niezbędne media (chłód, cwu, powietrze dla celów wentylacji). Koncepcja tego typu laboratorium badawczo-dydaktycznego stanowi istotny element spełnienia przyszłościowych kryteriów bezpieczeństwa energetycznego i wymogów środowiskowych związanych z ograniczaniem emisji $CO_2$ i innych szkodliwych substancji. Laboratorium zajmuje się kompleksowo problematyką małej kogeneracji opartej na różnego typu źródłach energii i technologiach jej przetwarzania. Zakres prowadzonych badań w LUK dotyczą nie tylko diagnozowania stanów i parametrów pracy poszczególnych urządzeń cieplnych, ale też określenia optymalnych warunków odbioru generowanej mocy elektrycznej i cieplnej przez sieć wewnętrzną (w budynku) i zewnętrzną (SmartGrid, sieć energetyczną), oceną stanów dynamicznych, jakości energii, bezwładności i niezawodności małych układów CHP i ich współpracy w ramach wspólnej sieci (w warunkach laboratoryjnych).

Infrastruktura laboratorium pozwala na prowadzenie badań efektywności układów kogeneracji dla różnych profili zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło, tj. energia elektryczna produkowana przez generator może być doprowadzana do odbiorców, gromadzona w akumulatorach lub przekazywana do sieci. Podobnie, ciepło odbierane od spalin lub w wyniku chłodzenia silnika, może być gromadzone w buforze, dostarczane do odbiorników (wymienników ciepła), konwertowane na inne parametry lub inną formę energii.

W instalacji laboratoryjnej LUK znalazły się następujące jednostki CHP wraz z układami wspomagającymi i zabezpieczającymi funkcjonowanie LUK (np. symulujące stany obciążeń oraz zabezpieczające przed przeciążeniem elektrycznym i cieplnym):

- Układ kogeneracyjny oparty o silnik z wewnętrzna komorą spalania na gaz ziemny - Senertec Dachs, Moc elektryczna: 5,5 kWe , Moc cieplna: 12,5÷15,5 kWt,
- Układ kogeneracyjny oparty o silnik z wewnętrzna komorą spalania na biodiesel - Senertec Dachs,
- Układ kogeneracyjny oparty o silnik




Rys. 3. Idea pracy układ mikrosiłowni z silnikiem z wewnętrzna komorą spalania CHP

Stirlinga - Senertec Dachs z silnikiem Stirlinga Moc elektryczna: 1 kWe , Moc cieplna: 3÷5.8 kWt,

- Układ kogeneracyjny oparty o tłokowy silnik parowy - Lion Powerblock z silnikiem parowym Moc elektryczna: 0,3÷2 kWe, Moc cieplna: 3,5÷16 kWt,
- planowana rozbudowa laboratorium o stanowisko do badań układów kogeneracji z mikroturbiną gazową, z ogniwem paliwowym na gaz ziemny, oraz stanowisko do badań adsorpcyjnych układów chłodniczych.

Laboratorium daje możliwość poszukiwania optymalnej, ze względu na efektywność, strategię obciążania poszczególnych elementów układu CHP ( przy różnej konfiguracji (zmiennej w zależności od aktualnego stanu aktywności odbiorców). W okresach mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną analizowana będzie charakterystyka sprawności całkowitej układu CHP w warunkach jego dociążania przez urządzenia rozpraszające energię elektryczną i cieplną. Do laboratorium układów kogeneracyjnych zostały dobrane urządzenia w taki sposób aby stanowiły istotną bazę do prowadzonych badań z zakresu układów mikrokogeneracyjnych, i skupiały jednostki najbardziej powszechnie wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz nowe małe nowe układy wytwórcze, które są wprowadzane na rynek i mogą w przyszłości być rozpowszechnione w instalacjach prosumenckich. I tak na przykład ponad stuletni rozwój technologii silników spalania wewnętrznego sprawia, że układy te są dobrze rozwinięte zapewniając wysoką efektywność konwersji energii paliwa. Prowadzi to do ich bardzo powszechnego wykorzystania w wielu urządzeniach takich jak środki transportu, generatory prądotwórcze, czy układy skojarzone. Silniki te zapewniają również znakomite właściwości dynamiczne przy zmiennym obciążeniu i w przeciwieństwie do innych technologii są dostępne w dużym zakresie mocy. Dzięki temu są one szeroko stosowane od urządzeń w skali mikro aż do napędu okrętów [7,8].

Dla jednostek mikrokogeneracyjnych wysoka sprawność jest jedną z głównych zalet silników spalania wewnętrznego, dlatego technologie z ich wykorzystaniem są wiodącymi układami na rynku dla mocy elektrycznej w zakresie 1-5 kWe. Silniki te są w stanie pracować wykorzystując, jako paliwo gaz ziemny, dzięki czemu mogą korzystać z dobrze rozwiniętej infrastruktury dostaw gazu w wielu krajach. Innymi zaletami silników spalinowych wykorzystywanych w kogeneracji to niski koszt inwestycyjny, łatwa konserwacja. Z kolei wibracje, emisja hałasu i spalin to główne wady dla wykorzystania silników w instalacjach jednorodzinnych [6]. W porównaniu z silnikami tłokowymi, silniki Stirlinga mogą być zasilane różnymi paliwami. Najczęściej stosowany jest gaz ziemny, jednak silnik Stirlinga może być również zasilany ciepłem ze źródła odnawialnego, geotermalnego, bądź odpadowego. Zewnętrzne spalanie umożliwia większą kontrolę procesu spalania, jak również skutkuje bardzo niskimi wskaźnikami emisji zanieczyszczeń, niskim poziomem hałasu oraz wysoką efektywnością. Co więcej, brak kontaktu produktów procesu spalania z częściami ruchomymi silnika powoduje zwiększeniem trwałości urządzenia i zmniejszeniem użycia oleju smarnego. Silnik zewnętrznego spalania cechuje się niską ceną na jednostkę wyprodukowanej energii i wysoką niezawodnością. Jednak użycie drogich materiałów i złożoność konstrukcji sprawia, że stosunek ceny do mocy zainstalowanej jest prawie dwukrotnie wyższy niż w przypadku silników tłokowych. Są one również cięższe od jednostek z silnikami spalinowymi o tych samych mocach. Jest to spowodowane koniecznością zastosowania dobrych wymienników ciepła pozwalających na przekazywanie ciepła z zewnętrznych źródeł ciepła do czynnika roboczego [6].

Układ kogeneracyjny oparty o tłokowy silnik parowy zamieniający energię cieplną na energię mechaniczną i dalej poprzez generator liniowy na energię elektryczną. Technologia wykorzystująca generatory parowe, służące do kogeneracyjnego wytwarzania energii, jest wykorzystywana komercyjnie. Nie jest jeszcze bardzo rozpowszechnioną technologią, ale są firmy, które oferują takie produkty. Do wiodących firm w tym obszarze należą: Spilling, Tenza, Lion energy. Lion-energy jako jedyna firma oferuje takie rozwiązanie, w postaci Lion-Powerblock, kogeneracyjnego wytwarzania energii dla indywidualnego odbiorcy. Zarówno dzięki gabarytom urządzenia jak i mocy elektrycznej urządzenie jest przystosowane do pracy w układzie prosumenckim. To urządzenie pozwala

a) b) c)

Rys. 4. Układy kogeneracyjne: a) silnik z wewnętrzna komorą spalania na gaz ziemny - Senertec Dachs; b) Lion Powerblock z silnikiem parowym; c) silnik Stirlinga - Senertec Dachs

zaspokoić całkowicie zapotrzebowanie na ciepło odbiorcy indywidualnego, oraz jednocześnie zapewnić 80% zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednakże ze względu na duże koszty jednostkowe tego typu urządzenia nie stanowią konkurencji dla małych kogeneratorów spalinowych, a prace nad zwiększeniem efektywności tego typu urządzeń wymagają dalszych badań.

## Wnioski

Opłacalność zastosowania układów kogeneracyjnych zależy przede wszystkim od kosztu urządzenia a także od czasu pracy urządzenia w podstawie. Urządzenia tego typu wymagają przy eksploatacji aby zapewnić im stały odbiór ciepła, dzięki temu sprawność modułu w tym trybie jest wyższa, a tym samym zwrot poniesionych nakładów szybszy. Zaleca się aby małe kogeneratory pracowały w okresie zimowym w podstawie ciepłowniczej, natomiast w okresie letnim były skonfigurowane z chłodziarkami adsorpcyjncymi i produkowały chłód na cele klimatyzacyjne, dzięki takiemu rozwiązaniu instalacje te mogą pracować bardziej efektywnie. Jak na razie tylko układy z silnikiem tłokowym posiadają cenę pozwalającą na jej zwrot w czasie krótszym niż zakładana żywotność urządzenia pod warunkiem że pracuje w sposób ciągły. Zbyt słaby system wsparcia instalacji zasilanych gazem ziemnym w postaci dofinansowania na zakup i montaż urządzenia powoduje, że układy o wysokich kosztach początkowych takie jak silnik parowy czy silniki Stirlinga są nierentowne przy wykorzystaniu ich w obiektach wielorodzinnych. Układy kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym i bazujące na silnikach tłokowych są jak na razie jedyną technologią skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, która jest opłacalna przy zastosowaniu w budynkach wielorodzinnych. Inne technologie wydają się być interesującą perspektywą dla energetyki prosumenckiej, jednak wysokie koszty oraz niezbyt wystarczające środki wsparcia niskoemisyjnych źródeł energii utrudnia popularyzację technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wielorodzinnym budownictwie mieszkaniowym. Jednakże obserwowane tendencje wzrostowe jeśli chodzi o liczbę nowo instalowanych modułów kogeneracyjnych świadczą o dużym zainteresowaniem tej technologii stąd też AGH Centrum Energetyki wychodząc naprzeciw potrzebom rynku stworzyło Laboratorium małych układów kogeneracyjnych w, którym to można prowadzić szereg badań mających na celu zoptymalizowanie pracy urządzeń kogeneracyjnych oraz poszukiwaniu nowych rozwiązań technicznych mogących wpłynąć na bardziej efektywną prace kogeneratorów.

□

*Literatura*

*[1] Skorek J., Kalina J., Gazowe układy kogeneracyjne. Warszawa, WNT, 2005.*

*[2] Paska J., Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Warszawa, OWPW, 2010.*

*[3] Matuszczyk P., Rozwój energetyki prosumenckiej na przykładzie kogeneracji CHP, Przegląd Elektrotechniczny, vol. 1, no. 1, pp. 107-110, 2016.*

*[4] Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Dz. U. 2015 nr. 478.*

*[5] Przewodnik po programach priorytetowych NFOŚiGW na lata 2015-2020. Warszawa, 2014.*

*[6] Beith R., Ed., Small and micro combined heat and power (CHP) systems, Advanced design and applications. Oxford, Woodhead Publishing, 2011.*

*[7] Pehnt M. et al., Micro cogeneration: Towards decentralized energy systems. Berlin, Springer, 2006.*

*[8] Maghanki M.M., Ghobadian B., Najafi G., Galogah R.J., Micro combined heat and power (MCHP) technologies and applications, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 28, pp. 510-524,*

*[9] Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Dz. U. 2016 nr. 925.*

Rozmowa ze **Sławomirem Burmannem**, członkiem zarządu, dyrektorem ds. produkcji i zarządzania majątkiem, Veolia Energia Łódź S.A.

# Kogeneracja - szanse na rozwój

**Panie dyrektorze, jakie regulacje prawne powinny się pojawić dla rozwoju kogeneracji?**

Obecnie wsparcie elektrociepłowni związane jest ze sprzedażą czerwonych certyfikatów - w przypadku takich źródeł jakimi zarządza Veolia w Łodzi i Poznaniu. Ten rodzaj wsparcia będzie obowiązywał tylko do końca 2018 r. Wobec tego branżowe organizacje ciepłownicze rozmawiają z rządem w sprawie zasad systemu wsparcia dla kogeneracji, jaki mógłby obowiązywać od 2019 r. Jest to już bardzo niedaleka perspektywa. Ma to szczególne znaczenie jeżeli spojrzymy na procesy inwestycyjne w energetyce, dla których liczą się nawet kilkudziesięcioletnie okresy. Z tego względu trudno jest odpowiedzialnie podejmować decyzje dotyczące modernizacji istniejących źródeł, czy budowy nowych elektrociepłowni, nie znając uregulowań w długim okresie. A wyzwania jakie stoją przed polską energetyką w kontekście dostosowania źródeł, m.in. do nowych norm emisyjnych, wymagają znaczących środków. Zwracam przy tym uwagę, że właśnie rozwój źródeł wytwarzających ciepło systemowe i energię elektryczną w jednym procesie technologicznym jest w mojej ocenie jednym z najlepszych rozwiązań dla polskich miast, w których istnieje problem tzw. niskiej emisji. Ponadto, niewątpliwie na kształt przyszłego systemu wsparcia dla kogeneracji będzie miał wpływ model rozwiązań rynku mocy, nad którym obecnie prowadzi prace Ministerstwo Energii.

**Na jakim paliwie powinna się rozwijać kogeneracja? Tradycyjnie na węglu, gazie czy może biomasa, odpady komunalne-RDF?**

Uważam, że w źródłach kogeneracyjnych jest miejsce na wszystkie dostępne w naszej gospodarce paliwa, na mix paliwowy - węgiel, biomasę, gaz oraz odpady, w tym również w formie RDF-u. Wyzwania środowiskowe będą powodować dążenia firm ciepłowniczych do ograniczania spalania węgla, ale nie stanie się to z dnia na dzień. Dlatego trudno sobie wyobrazić, że nagle wszystkie nasze urządzenia wytwórcze będą na przykład zasilane gazem. Być może w przyszłości część kotłów szczytowych lub blok gazowo-parowy mogłyby pracować z wykorzystaniem paliwa gazowego, ale to w dużej mierze zależy od możliwości pozyskania wystarczających ilości tego paliwa oraz od rozbudowy infrastruktury sieci gazowej w Łodzi. Przykładowo, blok gazowo-parowy o mocy 120 MW elektrycznych (100 MW termicznych) potrzebuje ok. 27 tys. $m^3$ gazu. Typowy kocioł wodny o mocy ok. 140 MW potrzebuje ok. 15 tys. $m^3$ gazu. Pobór takich ilości gazu zimą byłby wyzwaniem żeby zabezpieczyć funkcjonowanie systemu zasilania miasta w to paliwo.

Należy natomiast interesować się wykorzystaniem RDF-u jako paliwa. Veolia ma bardzo szerokie doświadczenie w zakresie tzw. gospodarki w obiegu zamkniętym. Na świecie współpracuje z przemysłem i samorządami w różnych modelach biznesowych w obszarach energii, wody i odpadów. Takie miasto jak Łódź ma wszelkie możliwości aby z tych doświadczeń skorzystać. Jednak, biorąc pod uwagę dostępne ilości tego paliwa (odpadów) i potencjalną ilość wyprodukowanego z niego ciepła, nie są to aż tak znaczące rezultaty w porównaniu do pracy naszych łódzkich bloków energetycznych.

Jeśli powstałaby instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych, to byłaby z pewnością włączona w nasz system produkcji i dystrybucji ciepła, którym zarządzamy. Veolia po-

winna taką instalację eksploatować. Jest to wg mnie oczywiste, gdyż moglibyśmy tak skonfigurować system, aby optymalnie wykorzystać urządzenia wytwórcze.

**Czy kogeneracja to dobry sposób na niezależne obszary energetyczne? Jak wiemy Klastry energetyczne mogą stać się podstawowym elementem bezpieczeństwa energetycznego gmin, powiatów czy przemysłu.**

Rozwój kogeneracji w kontekście klastrów energii to również ciekawe rozwiązanie, które może znaleźć zastosowanie szczególnie na mniej zurbanizowanych terenach naszego kraju. Jednym z celów, jakie przyświecają projektowi tworzenia klastrów jest budowa bezpieczeństwa energetycznego właśnie w obszarach słabiej zurbanizowanych, co z kolei może być napędem dla rozwoju energetyki rozproszonej. Współpraca kilku podmiotów zajmujących się wytwarzaniem energii, w tym z odnawialnych źródeł, może dać efekty w postaci samowystarczalnych energetycznie obszarów. Mogę sobie wyobrazić, że Veolia, która ma bogatą wiedzę i doświadczenie w zakresie efektywnego zarządzania energią, jest liderem umowy o wspólnym wytwarzaniu energii.

**W ostatnim czasie „bohaterem" stał się smog. Czy mikrokogeneracja-przydomowa to dobre rozwiązanie do walki z tym zjawiskiem?**

Powstanie mikrokogeneracji na przykład w domu jednorodzinnym jest możliwe, ale z pewnością mało efektywne z ekonomicznego punktu widzenia. Oprócz kosztów samej inwestycji doliczyć trzeba koszty późniejszej eksploatacji instalacji, w tym serwisu. Tego nie mają na głowie nasi klienci korzystający z ciepła systemowego z sieci ciepłowniczej. Wiemy z doświadczenia, że komfort bezobsługowego korzystania z naszego ciepła i gwarancja bezpieczeństwa dostaw są przez klientów bardzo cenione. W przypadku mikrokogeneracji trzeba zakładać, że będziemy musieli korzystać z usług specjalistów lub firm, które będą takie urządzenia obsługiwać. Jeżeli będziemy robić to samemu, to wtedy trudno mówić o komforcie. Na pewno lepszym rozwiązaniem - wykorzystującym efekt skali - byłaby budowa jednostki kogeneracyjnej zasilającej kilkanaście czy kilkadziesiąt obiektów. Wobec tego, mikrokogeneracja może być dobrym rozwiązaniem dla mikrosystemów ciepłowniczych, o ile nie znajdują się w obszarze zasilania ciepłem systemowym. Wówczas takie rozwiązanie, wobec systemu ciepłowniczego zasilanego z dużej elektrociepłowni, będzie nieefektywne. Dlatego twierdzę, że tam, gdzie istnieje odpowiednia infrastruktura, najlepszym wariantem jest podłączenie się do sieci ciepła systemowego. Również jest to najlepsza propozycja w kontekście walki z tzw. niską emisją. Przykładowo, Veolia współpracuje z Urzędem Miasta Łodzi w programie rewitalizacji miasta podłączając do sieci ciepłowniczej wyremontowane kamienice. Takie działanie ma wymierny wpływ na ograniczanie niskiej emisji w centrum miasta i poprawę warunków życia mieszkańców. Wspólnie z władzami miasta przygotowaliśmy koncepcję podłączenia ośmiu położonych w centrum priorytetowych kwartałów o szacowanym zapotrzebowaniu na ciepło ok. 80 MW. Działamy nie tylko na polu technologicznym. Edukujemy lokalną społeczność o zagrożeniach jakie niesie ze sobą niska emisja. Od 2015 r. w Grupie Veolia prowadzimy projekt informacyjno-edukacyjny „Niska emisja - wielka sprawa". Wyjaśniamy czym różni się niska emisja od niskiej emisyjności. Tłumaczymy dlaczego ciepło systemowe jest najlepszą alternatywą. Raz w roku podczas Dnia otwartych drzwi w elektrociepłowniach w Łodzi i Poznaniu mieszkańcy mogą zobaczyć jak produkowane jest ciepło i energia elektryczna oraz dzięki jakim instalacjom dbamy o środowisko.

**Kiedy kogeneracja może się zmienić w trigenerację?**

Początki już są, ale wciąż jest to jednak duże wyzwanie technologiczne. Zasadność budowania jednostki produkującej chłód uwarunkowana jest skalą odbioru ciepła z elektrociepłowni. Po sezonie grzewczym produkcja w trigeneracji może w przyszłości mieć wpływ na poprawę ekonomiki wytwarzania w kogeneracji. Zastosowanie takiego rozwiązania w polskich miastach gdzie znajdują się elektrociepłownie jest projektem na przyszłość.

*Rozmawiał:*
*Mariusz Marchwiak*
*Wydawnictwo „Nowa Energia"*

VEOLIA

W 2017 r. Veolia obchodzi jubileusz dwudziestolecia działalności w Polsce. Przez ten czas spółki grupy Veolia w Polsce konsekwentnie inwestowały w modernizację swoich jednostek produkcyjnych, infrastruktury dystrybucyjnej oraz rozbudowę sieci. W ciągu ostatnich pięciu lat (2012-2016) Veolia przeznaczyła na inwestycje blisko 2,5 mld zł. Dziś zarządza sieciami:

- ciepłowniczymi o długości ponad 3500 km,
- wodociągowymi o długości 683 km,
- kanalizacyjnymi o długości 393,4 km.

Veolia ściśle współpracuje z przemysłem w obszarach energii, wody i odpadów, aby jak najefektywniej wykorzystać zasoby zgodnie z zasadami gospodarki o obiegu zamkniętym.

Grupa może pochwalić się prawie 48 tys. klientów, zatrudnia obecnie 4,5 tys. pracowników i prowadzi działalność w 75 miastach. W sumie grupa Veolia obsługuje ponad 7 tys. obiektów w całym kraju.

**dr inż. Dominik Kryzia,** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

# Uwarunkowania rozwoju technologii zgazowania węgla dla wytwarzania energii w Polsce

Rozwój technologii zgazowania węgla w Polsce dla wytwarzania energii uwarunkowany jest wieloma czynnikami. Jednym z takich czynników jest niekorzystna struktura wiekowa krajowych jednostek wytwórczych, która wymusza realizację nowych inwestycji, w tym takich które wykorzystują technologie zgazowania węgla. Sprzyjają temu rosnące wymagania dotyczące ochrony środowiska przyrodniczego i ograniczenia w zakresie emisji gazów cieplarnianych.

fot. freeimages.com

Biorąc pod uwagę fakt, iż węgiel jest podstawowym źródłem energii w Polsce dominującym trendem w zakresie nowych inwestycji energetycznych będą technologie węglowe. Istotnym ograniczeniem mogą być jednak wysokie koszty wytwarzania energii w technologiach zgazowania węgla. Wynikają one ze znacznych nakładów inwestycyjnych oraz wysokich kosztów eksploatacji, a także kurczącej się bazy zasobowej, której zwiększenie będzie wymagało realizacji nowych inwestycji w krajowym górnictwie, co jeszcze bardziej wpłynie na wzrost kosztów wytwarzania energii. Ponadto technologie zgazowania węgla nie są na tyle dojrzałe, aby łatwo i szybko wprowadzać je do komercyjnego użycia. Pojawiają się także obawy społeczne, które mogą doprowadzić do zablokowania realizacji niektórych inwestycji, zwiększając tym samym ryzyko inwestycyjne i zniechęcając inwestorów do finansowania tego rodzaju przedsięwzięć.

Od dziesięcioleci krajowa energetyka jako podstawowy surowiec energetyczny wykorzystuje węgiel. O popularności tego nośnika energii pierwotnej przesądzają jego znaczne zasoby, którymi dysponuje Polska. Przewiduje się, że w najbliższej przyszłości nie dojdzie do istotnych zmian w strukturze surowców wykorzystywanych do produkcji energii w Polsce, co przy rosnących wymogach w zakresie ochrony środowiska kreuje potrzebę rozwoju niskoemisyjnych technologii węglowych. Technologie zgazowania węgla należą do tych, z którymi wiąże się największe nadzieje. Ich rozwój zależy od szeregu czynników, których fundamentem są działania ukierunkowane na zapewnienie równowagi pomiędzy: bezpieczeństwem dostaw surowców energetycznych, wzrostem konkurencyjności krajowej gospodarki i standardami ochrony środowiska [1][3].

## Ochrona środowiska i aspekt społeczny

Energetyczne wykorzystanie węgla stwarza liczne problemy w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska. Wymogi te z roku na rok są zaostrzane, co zmusza sektor energetyczny do podejmowania kolejnych wysiłków, mających na celu osiągnięcie zrównoważonej i niskoemisyjnej gospodarki. Silny nacisk na obniżenie emisji polutantów, w tym szczególnie ditlenku węgla, może przełożyć się na zdecydowane pogorszenie konkurencyjności polskiej energetyki, a tym samym krajowej gospodarki. Powstaje zatem potrzeba podjęcia działań ograniczających niekorzystne konsekwencje wdrażania wymagań polityki klimatyczno-energetycznej UE. Wybór konkretnej technologii wytwarzania energii dla nowych inwestycji energetycznych będzie wynikał przede wszystkim z rachunku ekonomicznego, ale coraz większe znaczenie będą miały również względy ekologiczne. Kluczowe znaczenie w tym względzie mogą odgrywać technologie naziemnego zgazowania węgla.

Technologie podziemnego zgazowania węgla, pomimo swych licznych zalet, z powodu niskiej dojrzałości oraz trudności z utrzymaniem kontrolowanych warunków procesu zgazowania pod powierzchnią ziemi, nie znajdą w najbliższym czasie zainteresowania ze strony inwestorów. Przyczyni się również do tego niska akceptacja społeczna dla tego typu rozwiązań, wynikająca głównie z obawy przed potencjalnymi zagrożeniami stwarzanymi przez te technologie [3][4].

## Potrzeba inwestycji

Jednym z najważniejszych obecnie problemów krajowego podsektora wytwarzania energii jest niewątpliwie zawansowany wiek krajowych jednostek wytwórczych zasilanych węglem. W najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji. Potrzeba odbudowy wycofywanych z użycia mocy wytwórczych, celem zapewnienia pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię, będzie wymuszała realizacje wielu nowych inwestycji sprzyjających rozwojowi technologii zgazowania węgla [2].

## Nakłady, koszty i ryzyko

Podstawowym mankamentem technologii zgazowania węgla jest niska efektywność ekonomiczna w zakresie wytwarzania energii. Wynika ona z wysokich nakładów inwestycyjnych, jakie należy ponieść oraz wyższych (w porównaniu do stosowanych obecnie technologii) kosztów eksploatacyjnych. Krajowe badania prowadzone w zakresie oceny efektywności ekonomicznej technologii zgazowania węgla jednoznacznie wskazują, że w chwili obecnej budowa pełnoskalowych komercyjnych elektrowni IGCC *(Integrated Gasification Combined Cycle)* jest nieuzasadniona ekonomicznie. Szacuje się jednak, że w przyszłości w Polsce realizacja tego typu inwestycji może być atrakcyjna ekonomicznie. Ponadto niektórzy wskazują, że problem wysokich nakładów inwestycyjnych i kosztów wytwarzania energii w jednostkach wytwórczych bazujących na technologiach zgazowania węgla można rozwiązać poprzez dotacje rządowe. Utrzymanie jednak takiego rozwiązania „na dłuższą metę" może być niemożliwe, gdyż polski rząd nie dysponuje odpowiednimi zasobami finansowymi (wartość inwestycji szacowana jest na kilkadziesiąt miliardów złotych). Jednocześnie stosunkowo niska dojrzałość technologii zgazowania węgla odpowiedzialna jest za wysokie ryzyko technologiczne, którym trudno zarządzać, i które utrudnia realizację nowych inwestycji. Ograniczając przede wszystkim dostęp do kapitału i zwiększając koszty finansowania, a tym samym koszty wytwarzania energii w tych technologiach [2][3].

## Ceny

Ze względu na niskie ceny gazu ziemnego i energii elektrycznej oraz wprowadzane zmiany w systemie handlu uprawnieniami do emisji ditlenku węgla (które mogą znacząco wpłynąć na rynek energii po 2020 r.), realizacja jakichkolwiek inwestycji w zakresie wytwarzania energii w jednostkach wytwórczych zasilanych węglem jest (w chwili obecnej) obarczona znacznym ryzykiem rynkowym. Niskie ceny gazu ziemnego przyspieszyły w ostatnim czasie budowę bloków gazowych, ograniczając szanse na budowę instalacji IGCC. Nadzieją są jednak planowane zmiany w systemie handlu uprawnieniami do emisji $CO_2$, co może w przyszłości spowodować znaczny wzrost ich cen i potrzebę budowy czystych, bezemisyjnych technologii.

## Krajowe zasoby węgla

Inną kwestią jest fakt, że krajowe zasoby przemysłowe węgla maleją. Ich zwiększenie wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych na udostępnienie nowych pokładów i uruchomienie ich eksploatacji, w celu utrzymania produkcji surowca na poziomie przyszłego zapotrzebowania. Nowe inwestycje wymuszą znaczny wzrost kosztów

wydobycia, wynikający z konieczności poniesienia nakładów inwestycyjnych na przygotowanie nowych mocy wydobywczych do eksploatacji. Wobec czego krajowy węgiel będzie coraz droższy. Przełoży się to na wzrost dostaw węgla kamiennego z importu, co obniży poziom krajowego bezpieczeństwa energetycznego [2].

## Postęp technologiczny

Ważnym czynnikiem, o którym często się zapomina, mogącym mieć kluczowe znaczenie dla rozwoju technologii zgazowania węgla, są prace badawcze prowadzone w zakresie rozwoju alternatywnych technologii energetycznych. Od czasu do czasu postęp technologiczny w zakresie wytwarzania energii przybiera charakter przełomu technologicznego. Jest to istotne, gdyż badania w zakresie technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii są znacznie bardziej zawansowane niż w przypadku technologii węglowych. Przykładem takich technologii, posiadających olbrzymi potencjał w zakresie rozwoju, są ogniwa fotowoltaiczne wykorzystujące perowskity, które mając postać farby będą mogły być nanoszone na dowolne powierzchnie. Upowszechnienie tej technologii niewątpliwie będzie przełomem w zakresie wytwarzania energii spychającym technologie węglowe na dalszy plan.

## Podsumowanie

Mimo, iż potencjał wytwarzania energii w elektrowniach IGCC jest olbrzymi, to zgazowanie węgla (ze względu na wysokie ryzyko i nakłady inwestycyjne oraz niską efektywność ekonomiczną) w obecnych warunkach rynkowych może być rozważane jedynie jako technologia dla przemysłu chemicznego, pozwalająca wytwarzać substytuty importowanych do Polski gazu ziemnego i ropy naftowej. Przewiduje się, że budowa pierwszych komercyjnych elektrowni IGCC z instalacją usuwania i sekwestracji ditlenku węgla będzie możliwa najwcześniej w perspektywie lat 2025-2030. Niemniej jednak niektóre spółki energetyczne już dziś pracują nad takimi rozwiązaniami, deklarując chęć uruchomienia bloków energetycznych wykorzystujących proces zgazowania węgla. Decyzje w tym zakresie są jednak podejmowane na bazie przesłanek strategicznych. Z biegiem czasu zmieniać się będą jednak kryteria decyzyjne w zakresie realizacji inwestycji. Nastąpi ograniczenie znaczenia argumentów strategicznych na rzecz argumentów ekonomicznych. Pomimo to do 2030 r., to właśnie argumenty o charakterze strategicznym będą determinować realizację inwestycji bazujących na technologiach zgazowania węgla.

*Literatura*

*[1] Hausner, J. i Białecka, B. 2012. Analiza procesu wdrażania czystych technologii węglowych w Polsce. Prace Naukowe GIG: Górnictwo i Środowisko 2 (11), s. 33-47.*

*[2] Kryzia i in., 2016 - Kryzia, D., Gawlik, L. i Pepłowska, M. 2016. Uwarunkowania rozwoju czystych technologii wytwarzania energii z paliw kopalnych. Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal 19 (4), s. 63-74.*

*[3] Kwaśniewski i in. 2015 - Kwaśniewski, K., Kopacz, M., Grzesiak, P., Kapłan, R. i Sobczyk E.J. 2015. Zgazowanie węgla: uwarunkowania, efektywność i perspektywy rozwoju. Wydawnictwa AGH, Kraków.*

*[4] Kaliski i in. 2009 - Kaliski M., Siemek J., Sikora A., Staśko D., Janusz P., Szurlej A., 2009. Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i UE - szanse i bariery. Rynek Energii 8, s. 2-7.*

□

reklama

ZAMÓW
PRENUMERATĘ
NA ROK 2017

Magazyn „Nowa Energia"
to specjalistyczne czasopismo
dedykowane branży energetycznej

Cena egzemplarza 15 PLN

www.nowa-energia.com.pl

**Grzegorz Szastok**, członek zarządu, dyrektor handlowy, Amec Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o.

# Wielopaliwowe elektrociepłownie z kotłami CFB

## - zintegrowane rozwiązanie w zakresie zagospodarowania odpadów i ciepłownictwa

Na Polsce jako na członku wspólnoty międzynarodowej, i zarazem Unii Europejskiej, ciąży odpowiedzialność w zakresie realizacji celów odpowiedzialnego rozwoju. Wiąże się to ze spełnieniem istotnych zobowiązań w zakresie ochrony środowiska, w tym zwłaszcza osiągania celów redukcji emisji $CO_2$. Przekłada się to na odpowiednie uregulowania prawne na poziomie państwowym oraz szereg zadań podejmowanych przez poszczególne działy gospodarki.

W tych działaniach szczególny udział mają sektory zajmujące się gospodarką odpadami oraz zaopatrzeniem w energię elektryczną, ciepło i wodę. Każdy z nich stoi przed poważnymi wyzwaniami. Obok tradycyjnych sposobów sprostania im, polegających na osobnym rozwiązywaniu problemów w ramach każdego z tych sektorów, możliwe jest podejście zintegrowane, polegające na budowie wielopaliwowych elektrociepłowni. Zakłady tego typu są w stanie produkować, zachowując najwyższe standardy ekologiczne, energię elektryczną i cieplną w wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem tanich paliw pochodzących z odpadów, paliw neutralnych pod względem emisji $CO_2$ oraz węgla. Z pomocą tego typu obiektów można jednocześnie rozwiązać następujące problemy stojące przed gospodarką narodową.

1. W sektorze energetyki:
   - odbudowa mocy;
   - osiągnięcie krajowych celów udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.
2. W sektorze ciepłownictwa:
   - likwidacja części źródeł smogu w ogrzewnictwie;
   - osiągnięcie wymaganych odnośnymi normami (IED. LCP, MCP, BAT) emisji zanieczyszczeń.
3. W sektorze komunalnej gospodarki odpadami:
   - eliminacja problemu nadprodukcji paliw alternatywnych i ich wysokosprawna waloryzacja energetyczna.
4. W sektorze wodociągowo-kanalizacyjnym:
   - eliminacja problemu zagospodarowania osadów ściekowych i ich wysokosprawna waloryzacja energetyczna.

Przykładem takiego obiektu jest realizowana w Zabrzu dla firmy Fortum wielopaliwowa elektrociepłownia.

Sercem elektrociepłowni jest kocioł CFB dostosowany do opalania następującymi paliwami ( w nawiasach podano udziały energetyczne):

- biomasa (0-100%);
- węgiel kamienny (0-100%);
- RDF i pre-RDF (o znacznie niższych wymaganiach jakościowych niż w przypadku cementowni, 0-40%);
- muły węglowe.

W zakresie ograniczenia emisji kocioł będzie spełniał odpowiednie wymogi (dyrektywy IED i WID). Podczas współspalania RDF czas przebywania spalin w temperaturze powyżej 850°C wynosił będzie co najmniej 2s.

Kocioł dla EC Zabrze zaprojektowany został z wykorzystaniem rozwiązań sprawdzonych na ponad 400 zrealizowanych przez Amec Foster Wheeler kotłach CFB do spalania zarówno klasycznych paliw (takich jak węgiel, torf, biomasa), jak i dedykowanych do spalania paliw alternatywnych jak RDF i SRF. W przypadku Zabrza udział węgla i biomasy w mieszaninie

paliwowej umożliwił zaproponowanie optymalnej kosztowo, zrównoważonej koncepcji kotła, stanowiącej bezpieczny kompromis pomiędzy prostotą kotłów na paliwa klasyczne, a zaawansowanymi technologicznie lecz droższymi rozwiązaniami, stosowanymi w kotłach dedykowanych do spalania paliw trudnych.

Na rynku europejskim elektrociepłownie wielopaliwowe mają szansę stać się rozwiązaniem uzupełniającym, a nawet alternatywnym wobec tradycyjnych spalarni odpadów. Z tej perspektywy projekt w Zabrzu ma charakter przełomowy, torując drogę dla następnych projektów opartych na podobnej koncepcji.

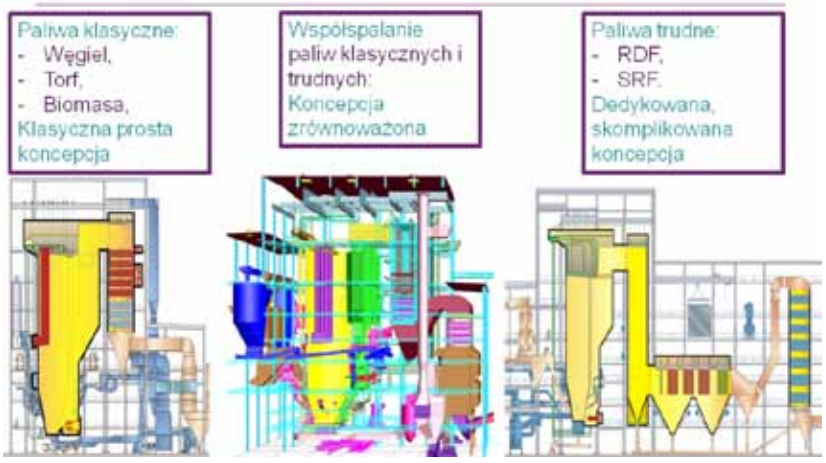
Przewaga elektrociepłowni wielopaliwowych w stosunku do rozwiązań tradycyjnych bierze się stąd, że „międzysektorowa" gospodarka zintegrowana opłaca się bardziej niż osobna budowa (elektro-) ciepłowni (ciepłownictwo), elektrowni (energetyka) czy spalarni odpadów (gospodarka odpadami). Ponadto, dzięki swojej elastyczności paliwowej, jest ona narażona na o wiele niższe ryzyko inwestycyjne.

Tę przewagę najlepiej widać przy porównaniu parametrów techniczno-ekonomicznych 2 inwestycji tradycyjnych - spalarni odpadów w Krakowie i węglowej elektrociepłowni Tychy z wielopaliwową elektrociepłownią w Zabrzu.

W powyższym porównaniu warto zwrócić uwagę na następujące aspekty:

- przy podobnej ilości utylizowanych odpadów nakłady na spalarnię odpadów i elektrociepłownię wielopaliwową różnią się o ok. 20%, przy czym elektrociepłownia wielopaliwowa jest w stanie wyprodukować kilkakrotnie więcej ciepła i energii elektrycznej;
- parametry pary spalarni odpadów są bardzo niskie w stosunku do dwóch pozostałych obiektów, wskutek czego energia z odpadów jest w niej przetwarzana w energię elektryczną z bardzo niską sprawnością;
- spalarnia odpadów obarczona jest najwyższym ryzykiem związanym z możliwością braku paliwa, co potwierdzają najnowsze doniesienia z polskich miast, w których niedawno powstały lub mają powstać takie obiekty.

Rys. 1. Wielopaliwowa elektrociepłownia w Zabrzu




Rys. 2. Rodzaje paliwa a koncepcja kotłów CFB

**Tab. 1. Porównanie tradycyjnej spalarni odpadów, elektrociepłowni węglowej i elektrociepłowni wielopaliwowej**

| | Spalarnia odpadów w Krakowie | EC Tychy | Wielopaliwowa EC Zabrze |
|---|---|---|---|
| Koszty inwestycyjne | 160 mln € | 140 mln € | 200 mln € |
| Roczna ilość paliwa z odpadów | 220 000 ton odpadów zmieszanych | - | 200 000 ton paliwa alternatywnego |
| Parametry pary | 40 bar / 415° C | 122/547° C | 92 bar / 536° C |
| Moc cieplna | 35,7 MWt | 86 MWt | 145 MWt |
| Roczna produkcja ciepła | 280 GWh | 450 GWh* | 730 GWh |
| Moc elektryczna | 17 MWe | 65 Mwe | 75 MWe |
| Roczna produkcja en. elektr. | 65 GWh | 400 GWh* | 550 GWh |
| Zakres paliw | Odpady komunalne | węgiel | Węgiel 0-100 %<br>Biomasa 0-100%<br>RDF 0-40%<br>Muły węglowe 0-10% |

**Szacunek własny autora*

Jeszcze dobitniej przewagę elektrociepłowni wielopaliwowej możemy dostrzec, gdy porównamy elektrociepłownię wielopaliwową z inwestycją al-

ternatywną, która w pełni jest w stanie spełnić jej funkcje tj. przy porównywalnej ilości utylizowanych odpadów wyprodukować porównywalną ilość ciepła i energii elektrycznej. Taką inwestycją alternatywną w stosunku do EC Zabrze może być inwestycja polegająca na jednoczesnej budowie spalarni odpadów, jak w Krakowie oraz elektrociepłowni, jak w EC Tychy (tab. 2).

Z powyższego porównania wynika jednoznacznie, iż przy podobnych ilościach waloryzowanego paliwa z odpadów i produkowanej energii elektrycznej oraz ciepła inwestycja alternatywna (spalarnia odpadów i elektrociepłownia węglowa), jest o 50% droższa od elektrociepłowni wielopaliwowej.

Koncepcja elektrociepłowni wielopaliwowych może być stosowana nie tylko do budowy dużych obiektów, jak to jest w przypadku EC Zabrze. Można ją wykorzystać również niedużym kosztem dostosowując istniejące kotły fluidalne do współspalania RDF-u. Na jej bazie można też realizować małe lokalne elektrociepłownie wielopaliwowe o mocach rzędu kilku MWe, dostosowane dzięki elastyczności paliwowej kotłów CFB do lokalnie dostępnych tanich paliw. Wychodząc z ilości ok. 4 mln ton RDF produkowanych rocznie w Polsce, tymi sposobami w oparciu o krajowe zasoby paliw alternatywnych, można zbudować jednostki różnej wielkości o łącznej mocy rzędu 2000 MWe. Wpisuje się to doskonale w krajowe plany odbudowy mocy energetycznych, które niekoniecznie trzeba odtwarzać poprzez budowę dużych i mało elastycznych jednostek nadkrytycznych, skazanych na spalanie stosunkowo wąskiego zakresu węgli, co skutkuje ich wysokimi wskaźnikami emisyjności $CO_2$ przekraczającymi 750 g/kWh.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom krajowego ciepłownictwa oraz lokalnych przedsiębiorstw zajmujących się przetwarzaniem odpadów, na bazie rozwiązań zastosowanych w EC Zabrze. Firma Amec Foster Wheeler rozwinęła koncepcję małych elektrociepłowni wielopaliwowych, które są dedykowane dla średnich i małych gmin i powiatów. Idealnym przypadkiem do pełnego wykorzystania wszystkich jej zalet może być średnie miasto:

- z własnym przedsiębiorstwem ciepłowniczym, wymagającym dużych nakładów na dostosowanie emisji z istniejących, zdekapitalizowanych źródeł ciepła do wymagań MCP/IED/BAT;
- z własnym RIPOK-iem, borykającym się z problemem ekonomicznego zagospodarowania produkowanego paliwa alternatywnego;
- z własną oczyszczalnią ścieków, której niechcianym produktem ubocznym są osady ściekowe;
- położonym w regionie o łatwej dostępności lokalnych tanich paliw (biomasa, SRF, muły węglowe).

Wielkość proponowanej elektrociepłowni wielopaliwowej została dobrana tak, aby mogła ona w produkcji ciepła zastąpić najbardziej rozpowszechniony w polskim ciepłownictwie kocioł WR-25. Oczywiście możliwa jest również budowa jednostek o mniejszej i większej mocy. Na rys. 3 przedstawiono widok budynku głównego oraz schemat technologiczny.

Zakres paliw dla bloku wielopaliwowego określono następująco:

- węgiel 0-100%;
- biomasa (w tym agro) - 0-100%;
- RDF do 40%;
- osady ściekowe 0-10%, możliwe jest również wykorzystanie mułów węglowych.

Zakres spalanych paliw pokazano obrazowo na rys. 4.

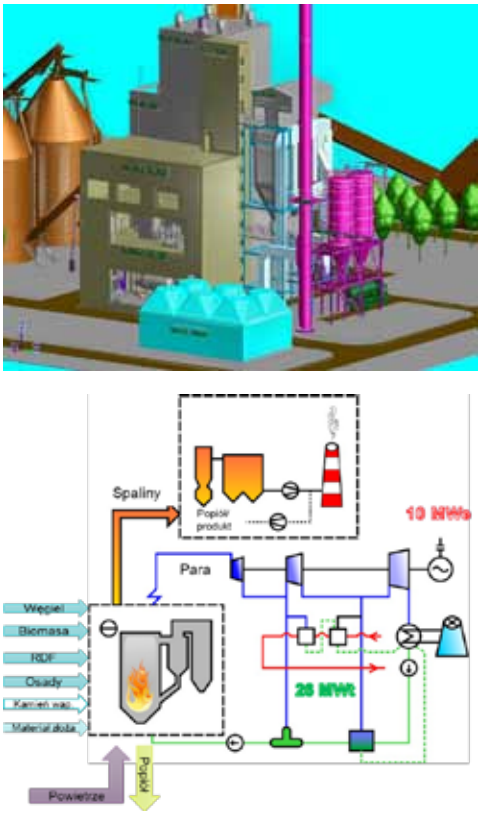
Poniżej podano podstawowe parametry bloku.

- Kocioł fluidalny CFB
  - Wydajność 41 t/h
  - Para świeża 490°C / 67.5 bar(a)
  - Zakres pracy 40-100% WMT*)
  - Temp. wody zas.140°C
- Turbozespół ciepłowniczy, upustowo-kondensacyjny
  - Moc elektryczna brutto (kondensacja) 10,9 MWe
  - Szczytowa moc członu ciepłowniczego 26MWt.

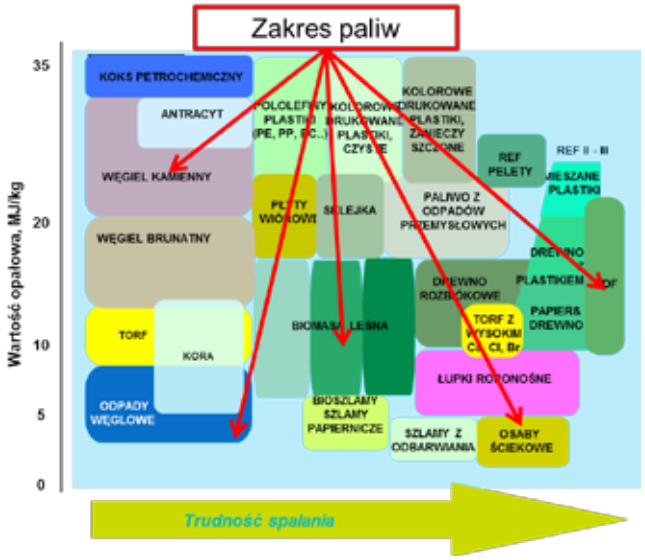
Przy opalaniu węglem lub biomasą kocioł CFB będzie spełniał odpowiednie wymogi emisyjne przewidziane w dyrektywie MCP. Przy współspalaniu paliw alternatywnych spełnione zostaną odpowiednie wymogi dyrektywy WID w zakresie emisji $NO_x$, $SO_2$, pył, HCl,

| | Spalarnia w Krakowie + EC Tychy | Wielopaliwowa EC Zabrze |
|---|---|---|
| Koszty inwestycyjne | 300 mln € | 200 mln € |
| Roczna ilość spalanych odpadów | 220 000 ton MSW | 200 000 ton RDF |
| Moc cieplna | 123,5 MWt | 145 MWt |
| Roczna produkcja ciepła | 730 GWh | 730 GWh |
| Moc elektryczna | 85 MWe | 75 MWe |
| Roczna produkcja en. elektr. | 465 GWh | 550 GWh |

Tab. 2. Porównanie inwestycji alternatywnej (tradycyjna spalarnia odpadów + elektrociepłownia węglowa) z elektrociepłownią wielopaliwową




Rys. 3. Mały blok wielopaliwowy, budynek główny oraz schemat technologiczny




Rys. 4. Zakres spalanych paliw

Rys. 5. Aranżacja przestrzenna bloku wielopaliwowego

HF, TOC, metali ciężkich, dioksyn i furanów, a temperatura spalin będzie utrzymana powyżej 850$^0$C przez co najmniej 2 s.

Ponadto dla wszystkich spalanych mieszanek paliw o udziale energetycznym węgla poniżej 50% emisja $CO_2$ nie będzie przekraczać 550 g/kWh, co zgodnie z najnowszymi projektami europejskich uregulowań prawnych może uprawniać do uzyskania wsparcia w ramach rynku mocy.

Poniżej zestawiono podstawowe dane eksploatacyjne bloku wielopaliwowego przy maksymalnym wykorzystaniu mocy produkcyjnych.

- Roczna produkcja energii elektrycznej 74 GWh
- Roczna produkcja ciepła grzewczego 76 GWh
- Roczne zużycie paliwa (typowy miks energetyczny - 40% RDF, 10% osad ściekowy, 50% węgiel kamienny):
  - RDF 32.2 tys.t/r.
  - Osad ściekowy 16.3 tys.t/r.
  - Węgiel kamienny 22.8 tys.t/r.

Podsumowując zauważmy, że elektrociepłownie wielopaliwowe posiadają godne uwagi potencjalnych inwestorów zalety:

- są o wiele tańsze od tradycyjnych rozwiązań opartych o spalarnie odpadów i ciepłownie;
- z o wiele wyższą sprawnością niż tradycyjne spalarnie przetwarzają paliwa z odpadów na energię;
- pozwalają na utylizację odpadów komunalnych „u źródła”, nawet w małych ilościach;
- uwalniają potencjał kogeneracji w ciepłownictwie, a przez to pozwalają osiągać długie okresy wykorzystania mocy zainstalowanej (dla porównania klasyczna ciepłownia pracuje głównie tylko w sezonie grzewczym);
- same stanowią OZE, jednak o dyspozycyjności równej dużym elektrowniom systemowym, stąd na dużych obszarach Polski mogą stanowić elastyczne uzupełnienie dla niestabilnych wiatrowych i solarnych OZE już w lokalnych sieciach energetycznych, bez konieczności przesyłu sieciami najwyższych napięć, idealnie wpisując się w koncepcję klastrów energetycznych;
- poprzez rozproszoną generację poprawiają istotnie stabilność systemu energetycznego i uodparniają go na skutki cyberataków i ataków terrorystycznych;
- umożliwiają zastąpienie starych, „sztywnych” mocy wytwórczych czystymi, elastycznymi źródłami;
- dzięki niskim kosztom paliwa mogą konkurować ceną energii z dużymi elektrowniami systemowymi.

W skali kraju te zalety mogą przełożyć się na jednoczesne rozwiązanie następujących problemów:

- spełnienie kryteriów KE dla wsparcia rynku mocy (emisja $CO_2$ < 550 g/kWh);
- wzrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej, potencjalnie o 35% w stosunku do 2015 r.,
- odbudowę mocy w systemie na poziomie 2000 MWe;
- zapewnienie stałego zbytu krajowego węgla i biomasy;
- rozwiązanie problemu nadprodukcji paliw alternatywnych;
- całkowitą utylizację wytwarzanych osadów ściekowych.

□

# Emobility

I KONFERENCJA „E-MOBILITY”

**20-21 CZERWCA 2017 r.**

**KRAKÓW**

**CENTRUM ENERGETYKI AGH**

## ZAKRES TEMATYCZNY:

- Elektromobilność - szanse i zagrożenia
- Infrastruktura sieciowa a elektromobilność
- Ładowanie pojazdów elektrycznych
- Magazynowanie energii
- Emobility - wyzwanie dla samorządów

**Na konferencję zapraszają:**

Centrum Energetyki
Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie
i Wydawnictwo „Nowa Energia”

Szczegóły: www.konferencje.nowa-energia.com.pl/emobility/2017

AGH CENTRUM ENERGETYKI

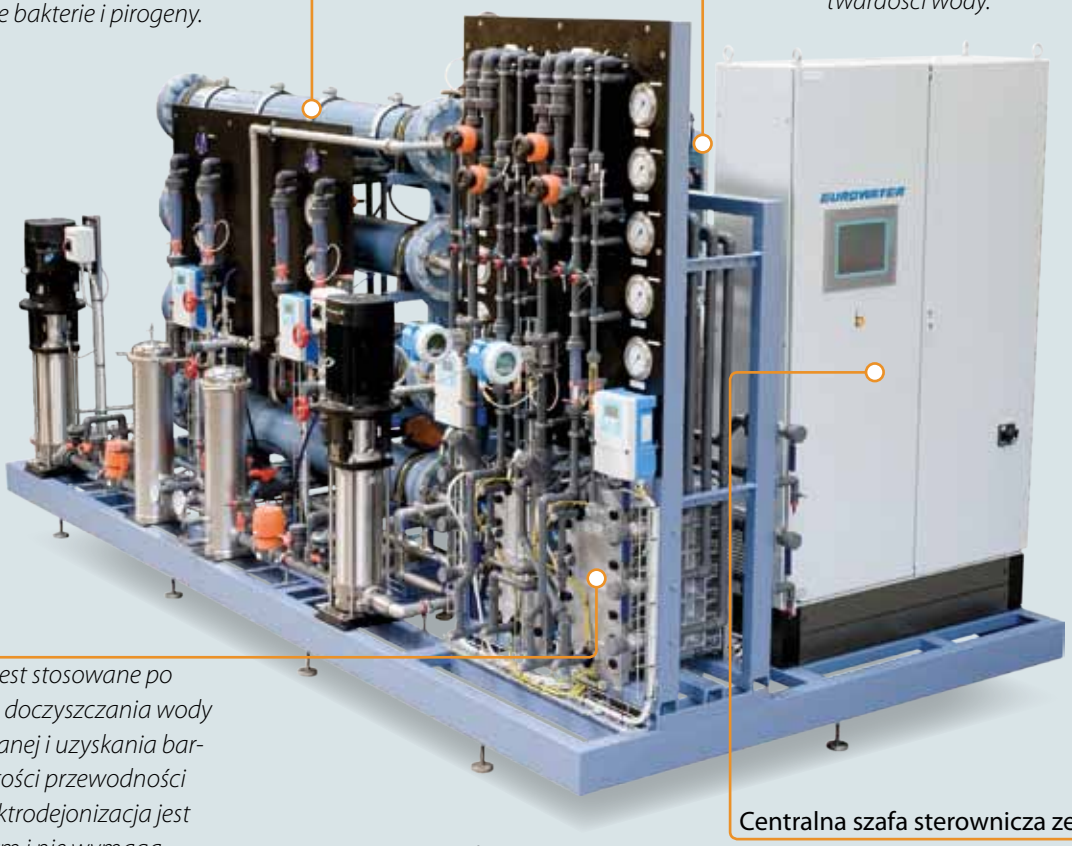
nowa Energia

**Jednostka zmiękczania wody**

*W procesie zmiękczania wody zawarte w wodzie sole wapnia i magnezu są wymieniane na sole sodu, które nie tworzą twardości wody.*

**Jednostka RO**

*Urządzenia RO usuwają > 99% soli zawartych w wodzie a także bakterie i pirogeny.*



**Jednostka EDI**

*Urządzenie EDI jest stosowane po jednostce RO do doczyszczania wody zdemineralizowanej i uzyskania bardzo niskich wartości przewodności i krzemionki. Elektrodejonizacja jest procesem ciągłym i nie wymaga chemikaliów do regeneracji.*

**Centralna szafa sterownicza ze sterownikiem PLC**

*Szafa sterownicza służy do monitorowania i sterowania kompletną stacją uzdatniania wody. Centralna szafa stanowi centrum kontroli wszystkich napędów i zawiera sterownik swobodnie programowalny, ekran dotykowy, przetwornicę częstotliwości, przetworniki pomiarowe oraz komunikację Ethernet, Profibus lub Profinet.*

# Uzdatnianie wody w elektrociepłowniach

Uzdatnianie wody dla producentów energii jest jednym z kluczowych obszarów działania firmy EUROWATER. Właściwe uzdatnianie wody zapewnia bezawaryjną pracę systemu oraz optymalne koszty eksploatacji. W tej gałęzi przemysłu woda wykorzystywana jest jako woda uzupełniająca do kotłów w elektrociepłowniach oraz woda obiegowa w sieciach ciepłowniczych.

Technologia uzdatniania wody zwykle składa się z kilku procesów, na przykład filtracji, zmiękczania, demineralizacji, doczyszczania wody – wszystkie sterowane z centralnej szafy sterowniczej. Wszystkie urządzenia niezbędne w dobranej technologii, montowane są jako kompletna stacja w docelowym miejscu. Istnieje jednak możliwość zakupienia kompletnej stacji z orurowaniem i okablowaniem wewnętrznym wykonanym fabrycznie. W takim przypadku stacja jest testowana wydajnościowo i ciśnieniowo w fabryce i wysyłana jako gotowa do pracy.

Uzdatnianie wody od 1936 roku. Firma EUROWATER posiada wiedzę, doświadczenie i technologie do zaprojektowania najbardziej optymalnych stacji uzdatniania wody.


Centrala Warszawa

**EUROWATER Spółka z o.o.**
Ul. Izabelińska 113, Lipków
PL 05-080 Izabelin
Tel.: +48/22/722-80-25

info@eurowater.pl
www.eurowater.pl

Wrocław

**EUROWATER Spółka z o.o.**
ul. Mydlana 1
PL 51-502 Wrocław
Tel.: +48/71/345-01-15

Gdańsk

**EUROWATER Spółka z o.o.**
ul. Radarowa 14A
80-298 Gdańsk
Tel.: +48 509 590 071


EUROWATER
UZDATNIANIE WODY