DWUMIESIĘCZNIK 5-6(65)/2018
ISSN 1899-0886
CENA – 15 ZŁ (W TYM 5% VAT)

nowa Energia

Ecol

PCA Polskie Centrum Akredytacji
BADANIA
AB 1564

Akredytowane Laboratorium
Analiz Olejowych w Ecol Sp. z o.o.

spełniające wymagania normy
PN-EN ISO 17025:2005
certyfikowane przez
Polskie Centrum Akredytacji
pod numerem AB 1564

analizyolejowe.pl

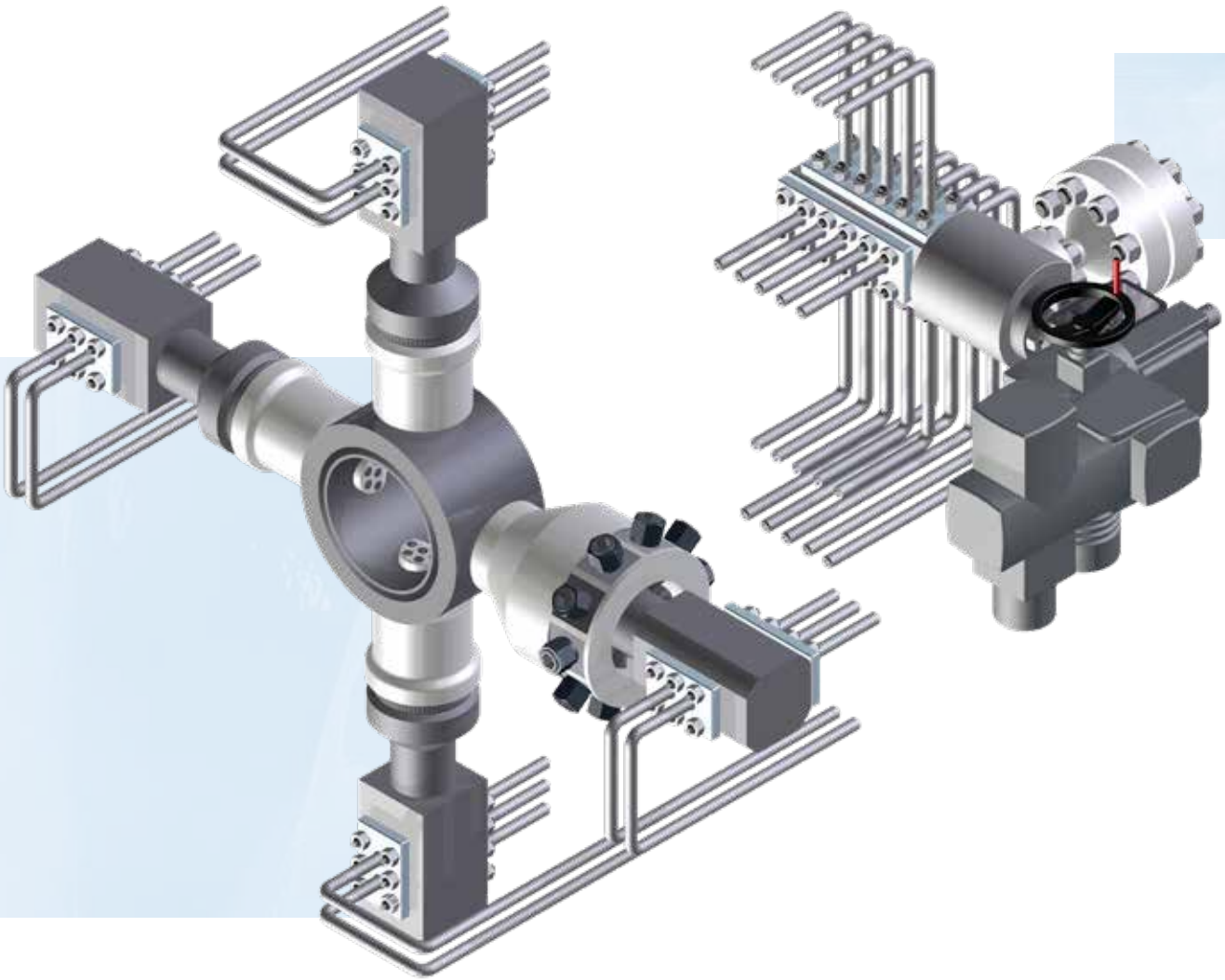
poprzez dostęp on-line:

- zamawiaj badania i śledź ich status
- szybko otrzymuj wyniki
- generuj raporty
- zyskaj dostęp do historii diagnostycznej urządzenia
- śledź analizę trendów zmian
- prowadź aktywne utrzymanie ruchu

Ecol Sp. z o.o. ul. Podmiejska 71 A PL 44-207 Rybnik tel.: +48 32 739 18 30
fax: +48 32 739 18 29 e-mail: ecol@ecol.com.pl www.ecol.com.pl

STACJE KONWERSJI PARY HI-TECartec

w warunkach nadkrytycznych



AVK Armadan Sp. z o.o.
ul. Jakubowska 1
62-090 Pniewy

Mirosław Kopyta
+48 605 053 860
kopyta.m@avk.com.pl

tec artec Expect... AVK

PLANY WYDAWNICZO-KONFERENCYJNE
WYDAWNICTWA „NOWA ENERGIA" - 2019 r.*

Miesiąc	Nr wydania dwumiesięcznika „Nowa Energia" - termin publikacji	Konferencje NE
Luty	Nr 1/2019 **19 lutego 2019**	VI Konferencja „Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie" 5-6 lutego 2019 - Katowice
		XI Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie" **Partner: Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie** 20-22 lutego 2019 - Szczecin
		V Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje" 6-7 marca 2019 - Kazimierz Dolny / Kozienice (Hotel Król Kazimierz)
Kwiecień	Nr 2/2019 **8 kwietnia 2019**	Seminarium „Nowe biznesy dla Ciepłownictwa - chłód, ciepło odpadowe" 11-12.04.2019 - Zielona Góra
Maj		X Konferencja „Gaz w Energetyce - technologie, eksploatacja, serwis" 29-30 maja 2019
Czerwiec	Nr 3/2019 **10 czerwca 2019**	III Konferencja „E-mobility - wyzwania dla energetyki, samorządu i transportu" **Współpraca: CE na AGH** 11-12 czerwca 2019 - Kraków (Centrum Energetyki AGH)
Sierpień	Nr 4/2019 **27 sierpnia 2019**	IV Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia" 28-29 sierpnia 2019
Październik		IV Konferencja „Cyberbezpieczeństwo w przemyśle - IT/OT" 1-2 października 2019 - Kazimierz Dolny (Hotel Król Kazimierz)
		X Konferencja „Inwestycje w Energetyce, Ciepłownictwie i Przemyśle - Nowe Technologie dla Ochrony Środowiska" 8-9 października 2019
		III Seminarium „Aktualne problemy funkcjonowania OSDn" 24-25 października 2019 r. - Katowice
Listopad	Nr 5-6/2019 **15 listopada 2019**	VII Konferencja Techniczna „Realizacja i Eksploatacja Bloków na Parametry Nadkrytyczne" 20-22 listopada 2019 - Kazimierz Dolny (Hotel Król Kazimierz) / Kozienice

*Organizator zastrzega sobie prawo zmian w harmonogramie

nowa Energia

ZAPISZ SIĘ DO NEWSLETTERA NA: www.nowa-energia.com.pl

POLECAMY:

ZOBOWIĄZANIA POLSKI W ŚWIETLE DECYZJI KOMISJI EUROPEJSKIEJ ZATWIERDZAJĄCEJ RYNEK MOCY
Michał Andruszkiewicz, Counsel w Departamencie Energetyki i Projektów Infrastrukturalnych, Kancelaria CMS
Str. 5
Elektroenergetyka

GOSPODARCZE WYKORZYSTANIE METANU Z POKŁADÓW WĘGLA
Artur Michałowski, Zastępca Prezesa Zarządu, PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.
Str. 22
Paliwa dla energetyki

ODZYSK ENERGII ODPADOWEJ Z ŻUŻLA KOTŁA CIEPŁOWNICZEGO - PRZYMIARKA TECHNICZNA
Dr inż. Mariusz Tańczuk, Energetyka Cieplna Opolszczyzny SA
Str. 39
Ciepłownictwo - Kogeneracja

ODPOWIEDZIALNOŚĆ KLUCZEM DO BEZPIECZEŃSTWA W STREFACH ZAGROŻENIA WYBUCHEM
Michał Górny, Urząd Dozoru Technicznego
Str. 50
Technologie

PIERWSZA POLSKA MOBILNA STACJA TANKOWANIA WODORU
Dagmara Uhl, UAVS Poland sp. z o.o., Tomasz Siwek, UAVS Poland sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
Wojciech Kalawa, Magdalena Dudek, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
Str. 64
E-Mobility

PODEJŚCIE HOLISTYCZNE MINIMALIZACJA EMISJI RTĘCI, SO_X I PYŁU LOTNEGO
Dr inż. Andreas Gruber-Waltl, dr inż. Artur Salamon, ANDRITZ AG
Str. 72
Ochrona Środowiska

Spis **TREŚCI**

5 Zobowiązania Polski w świetle decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej rynek mocy
Michał Andruszkiewicz, Counsel w Departamencie Energetyki i Projektów Infrastrukturalnych, Kancelaria CMS

10 50 lat Elektrowni Kozienice. Rozwój i kluczowe przemiany
Dr Sebastian Piątkowski

14 Analiza ryzyka w budownictwie energetycznym
Mgr inż. Łukasz Mortas, Specjalista ds. Elektrycznych, GK Polimex-Mostostal

17 Ocena ryzyka w perspektywie przedsiębiorstwa energetycznego
Dr inż. Grzegorz Kunikowski, Wydział Zarządzania, Politechnika Warszawska

22 Gospodarcze wykorzystanie metanu z pokładów węgla
Artur Michałowski, Zastępca Prezesa Zarządu, PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

25 PGNiG TERMIKA uruchamia jeden z najnowocześniejszych bloków energetycznych w Polsce
PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

28 Zastosowanie wysokotemperaturowej elektrolizy opartej na stałotlenkowych ogniwach elektrochemicznych (SOC) w układach P2X
Dr inż. Jakub Kupecki, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP), Instytut Energetyki; National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine, USA
Mgr inż. Grzegorz Koziński, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP), Instytut Energetyki; Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Warszawska

34 Paliwa alternatywne. Wybrane technologie wytwarzania paliw alternatywnych - cz. 2
Dr inż. Krzysztof Biernat, prof. ndzw., Szef Pionu Paliw Płynnych i Biogospodarki, Przemysłowy Instytut Motoryzacji

39 Odzysk energii odpadowej z żużla kotła ciepłowniczego - przymiarka techniczna
Dr inż. Mariusz Tańczuk, Energetyka Cieplna Opolszczyzny SA

45 XXII Forum Ciepłowników Polskich za nami
Wydawnictwo „Nowa Energia"

48 Technologia blockchain - możliwości, ryzyka, fakty i mity
Dr Ewa Mataczyńska, Ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

50 Odpowiedzialność kluczem do bezpieczeństwa w strefach zagrożenia wybuchem
Michał Górny, Urząd Dozoru Technicznego

53 Analiza potencjalnych zagrożeń obiektu infrastruktury krytycznej na przykładzie Grupy LOTOS
Mgr inż. Robert Wódkiewicz, Doktorant, Akademia Marynarki Wojennej, Wydział Dowodzenia i Operacji Morskich, Zakład Zarządzania Kryzysowego

59 Elektromobilność - bezpieczna teraźniejszość i elektryzująca przyszłość
Katarzyna Papis, Departament Innowacji i Rozwoju, Urząd Dozoru Technicznego

62 LCC drogą do ekologii
Jacek Fink-Finowicki, Siemens Mobility Sp. z o.o.

64 Pierwsza polska mobilna stacja tankowania wodoru
Dagmara Uhl, UAVS Poland sp. z o.o., Tomasz Siwek, UAVS Poland sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wojciech Kalawa, Magdalena Dudek, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

70 Innowacyjne technologie - klucz do zrównoważonego rozwoju
Magdalena Drac-Tatoń, Prezes Zarządu, MEGMAR Sp. z o.o.

72 Podejście holistyczne. Minimalizacja emisji rtęci, SO_x i pyłu lotnego
Dr inż. Andreas Gruber-Waltl, dr inż. Artur Salamon, ANDRITZ AG

76 Kompleksowa oferta producenta i dostawcy reduktantów
Grupa Azoty S.A.

78 Spoiwa geotechniczne na bazie popiołów - pierwszy krok w kierunku bezodpadowej energetyki
Kamil Szczygielski, Prezes Grupy EKOTECH

Wydawca:
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
Adres Redakcji:
ul. Wesoła 23, 47-400 Racibórz
Tel. (+48) 32 777 43 35-38
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:
tel. (+48) 32 666 00 10
redakcja@nowa-energia.com.pl
Dział organizacyjny:
Karolina Babiniec
Specjalista ds. Biurowych
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
Mateusz Szynol
Specjalista ds. Organizacyjnych
tel. (+48) 32 777 43 38
konferencje@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
Monika Jureczko
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 577 311 211
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:
Dorota Kubek
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:
Ecol Sp. z o.o.

VI Konferencja

KOGENERACJA

- technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

5-6 luty 2019 - Katowice

Blok Fluidalny CFB EC Zofiówka
- PGNIG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

Organizator:

nowa Energia

www.konferencje.nowa-energia.com.pl/kogeneracja/2019/

Michał Andruszkiewicz, Counsel w Departamencie Energetyki i Projektów Infrastrukturalnych, Kancelaria CMS

Zobowiązania Polski

w świetle decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej rynek mocy

W przededniu przeprowadzenia pierwszych aukcji mocy na okresy dostaw przypadające na lata 2021-2024 warto wrócić do decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. w sprawie polskiego rynku mocy („Decyzja") w kontekście planowanej reformy funkcjonującego w Polsce rynku energii oraz innych działań, do których zobowiązała się Polska w ramach procedury notyfikacyjnej. Decyzja opiera się na założeniu, że aby osiągnąć standard europejski gwarantujący pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie wynoszący 99,7% (co oznacza brak pokrycia w roku co najwyżej 3 godzin), konieczne jest wprowadzenie mechanizmu mocowego - dającego odpowiednie sygnały inwestycyjne i pozwalające zapobiec niedoborom mocy w systemie.

W dniu 18 stycznia 2018 r. weszła w życie ustawa o rynku mocy[1], której celem jest stworzenie w Polsce dwutowarowego rynku energii i mocy w miejsce dotychczas funkcjonującego rynku jednotowarowego (jedynie energii). Podstawową cechą rynku jednotowarowego jest to, że wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ze sprzedaży usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Z powodu niskich cen energii koszty funkcjonowania tych przedsiębiorców nie są przenoszone przez rynek energii, co prowadzi do powstania problemu brakujących przychodów (ang. *missing money*). Problem brakujących przychodów prowadzi natomiast do powstania problemu braku odpowiedniej ilości mocy w KSE (ang. *missing capacity*). Uznano za wiarygodną ocenę przedstawioną przez Polskie Sieci Elektroenergetycznych S.A. („PSE") wskazującą na możliwość niedoboru mocy w 2020 r. na poziomie 2 750 MW.

Odpowiedzią na te problemy jest właśnie wprowadzany w Polsce dwutowarowy rynek, w którym wytwórcy energii pokrywają koszty swojej działalności przychodami ze sprzedaży energii oraz przychodami w związku z gotowością dostarczania mocy do systemu.

W pierwszej kolejności należy pochylić się nad samą konkluzją Decyzji, gdyż brak sprzeciwu Komisji Europejskiej wobec przyjętej przez Polskę struktury rynku mocy nie jest bezwarunkowy. Komisja Europejska postanowiła nie wnosić sprzeciwu w związku z zobowiązaniami Polski opisanymi w samej Decyzji w punktach 16 (reforma rynku energii elektrycznej), 43 (wartości CAPEX w PLN/MW wpływające na okres obowiązywania umowy mocowej), 73 (rezerwacja części mocy dla mocy zagranicznych w ramach aukcji dodatkowych), 2.5.2.2 oraz 2.5.2.3 (zobowiązania dotyczące obniżenia dostępnej mocy na połączeniach wzajemnych w pierwszych okresach dostaw na potrzeby umożliwienia udziału w aukcjach mocy zagranicznych). Ważne jest również zastrzeżenie poczynione w punkcie 133 Decyzji, gdzie Komisja Europejska wskazała, że Decyzja będzie musiała być interpretowana w świetle wtórnego prawa europejskiego (w szczególności rozporządzeń i dyrektyw), które dopiero zostanie uchwalone. Rynek mocy zatwierdzono na okres dziesięciu lat, licząc od dnia przeprowadzenia pierwszej aukcji mocy.

1) Ustawa o rynku mocy; Dz.U. z 2018 r., poz. 9.

Reforma polskiego rynku energii elektrycznej

Polska zobowiązała się do przeprowadzenia reformy rynku energii, w szczególności w zakresie rynku bilansującego. Dotychczasowy kształt rynku nie dawał bowiem wystarczających sygnałów cenowych prowadzących do podejmowania działań inwestycyjnych zwiększających dostępną moc w systemie. Pierwsza ze zmian, do której Polska zobowiązała się, dotyczy zmiany limitów cen energii elektrycznej na rynku bilansującym w celu dostosowania ich do limitów na hurtowym rynku energii elektrycznej. Ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wynikają z cen po jakich oferowana jest energia elektryczna w ofertach bilansujących oraz ofertach redukcji obciążenia. Od dnia 1 stycznia 2019 r. limity cen energii elektrycznej na rynku bilansującym nie będą niższe niż limity na rynku dnia bieżącego. Przedmiotowa regulacja zostanie wprowadzona do IRiESP Bilansowanie Systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi mocą Karty Aktualizacji nr CB/20/2018[2], a wyznaczone limity muszą być zgodne z odpowiednimi przepisami Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1022 z dnia 24 lipca 2015 r.[3] („Rozporządzenie 2015/1022"). Ustanowione limity będą zgodne z decyzją Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki nr 05/2017 z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych stosowanych we wszystkich obszarach rynkowych uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków[4] (*European single day-ahead and intraday coupling*), gdzie odpowiednio cena minimalna i maksymalna powinny wynosić: -9 999 EUR/MWh i 9 999 EUR/MWh (tj. - 50 000 PLN/MWh i 50 000 PLN/MWh). Nastąpi więc znaczne zwiększenie limitów cen, gdyż dotychczas limity te wynosiły odpowiednio 70 PLN/MWh oraz 1500 PLN/MWh. Limity cen energii muszą być jednak zgodne z limitami technicznymi ustanowionymi zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/219[5] („Wytyczne dotyczące bilansowania"). Przypomnijmy, że Wytyczne dotyczące bilansowania ustanawiają przepisy techniczne, operacyjne i rynkowe służące zarządzaniu funkcjonowaniem rynków bilansujących w całej Unii Europejskiej i faktycznie umożliwią integrację rynków energii bilansującej w Unii Europejskiej.

Polska zobowiązała się również do zapewnienia aby od dnia 1 stycznia 2021 r. ceny energii na rynku bilansującym były wyznaczane zgodnie z art. 30 (1)(a) Wytycznych dotyczących bilansowania, tj. aby metoda ich wyznaczania opierała się na cenach krańcowych. Podkreślono jednak, że powyższe nie ogranicza możliwości stosowania przy wyznaczaniu cen nowoczesnych sposobów modelowania kosztowych i technicznych aspektów funkcjonowania rynku bilansującego, w tym poprzez wyznaczanie wartości energii elektrycznej bilansującej na podstawie cen krańcowych, odzwierciedlających bieżące warunki realizacji dostaw energii elektrycznej (ang. *Locational Marginal Pricing* - LMP), czy też uwzględnianie w procesach rynku bilansującego pełnego modelu sieci elektroenergetycznej (ang. *Full Network Model* - FNM). Warto podkreślić, że polski operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest na etapie wdrażania Informatycznego Systemu Zarządzania Rynkiem Bilansującym Energii Elektrycznej (ang. *Market Management System* - system MMS), którego uruchomienie planowane jest na początek 2021 r., co umożliwi integrację polskiego rynku bilansującego z rynkiem europejskim.

W terminie do 1 stycznia 2021 r. Polska zobowiązała się do umożliwienia dostawcom usług bilansujących aktualizowanie ofert zintegrowanego grafikowania w czasie możliwie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego, przy uwzględnieniu zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego - zgodnie z Wytycznymi dotyczącymi bilansowania. Umożliwione zostanie więc dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej składanie ofert, a także dokonywanie zmian swoich ofert na hurtowym rynku energii elektrycznej co najmniej do zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego. Polska zobowiązała się również do ustanowienia dodatkowego mechanizmu rozliczeniowego odrębnego od rozliczania niezbilansowania energii na potrzeby rozliczenia: (i) kosztów zakupu mocy bilansującej tzw. rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastęp-

> Rynek mocy zatwierdzono na okres dziesięciu lat, licząc od dnia przeprowadzenia pierwszej aukcji mocy

2) Zob:https://www.pse.pl/-/komunikat-osp-w-sprawie-procesu-konsultacji-zmian-iriesp-wynikajacych-z-projektu-karty-aktualizacji-nr-cb-20-2018-iriesp-bilansowanie.

3) Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1022 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

4) Zob: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf

5) Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania.

czych, (ii) kosztów administracyjnych oraz (iii) innych kosztów związanych z bilansowaniem. Wszystkie opisane powyżej działania związane z możliwością składania ofert, a także wprowadzeniem odpowiedniego systemu wynagradzania mają na celu dostarczenie zachęt inwestorom i tym samym mają się przełożyć na ożywienie inwestycji w nowe źródła wytwórcze lub modernizację istniejących. Komisja Europejska uznała jednak, że powyżej opisane reformy rynku energii same nie spowodują zabezpieczenia zapotrzebowania szczytowego na energię w nadchodzących latach i tym samym uzasadnione jest wprowadzenie w Polsce mechanizmu mocowego.

Zmiany dotkną również zasad funkcjonowania DSR (*Demand Side Response* - zarządzanie stroną popytową energii elektrycznej), gdyż do dnia 1 stycznia 2021 r. Polska zobowiązała się zapewnić możliwość udziału jednostek DSR w hurtowym rynku energii elektrycznej, w szczególności w rynku dnia bieżącego oraz rynku dnia następnego, a także w rynku bilansującym. Jednostki DSR mają być traktowane jak inni uczestnicy rynku, czy dostawcy usług bilansowania, przy czym będą mogły one działać samodzielnie albo poprzez agregatorów. Komisja uznała, że obecnie w Polsce DSR jest rozwinięty w minimalnym stopniu i nie jest wykorzystywany potencjał tej usługi. Komisja Europejska oceniła potencjał Polski w zakresie DSR pomiędzy 1 200 MW, a 2 500 MW.

> Komisja Europejska oceniła potencjał Polski w zakresie DSR pomiędzy 1 200 MW, a 2 500 MW

Najważniejsze zmiany w związku z Decyzją dotkną jednak funkcjonowania w Polsce usług systemowych świadczonych na potrzeby OSP elektroenergetycznego, gdyż do dnia 1 stycznia 2021 r. - tj. do dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw mocy należy zakończyć możliwość świadczenia tych usług. Decyzja dotyczy następujących usług: (i) Interwencyjna Rezerwa Mocy (zimna), (ii) Praca Interwencyjna, (iii) Gwarantowany Interwencyjny Program DSR, (iv) Operacyjna Rezerwa Mocy. Wszystkie te programy niewątpliwie stanowiły alternatywę dla wprowadzanego w Polsce rynku mocy. Uznano więc, że wprowadzenie jednolitego systemu w oparciu o ustawę o rynku mocy wymaga usunięcia możliwości świadczenia usług systemowych. Wydaje

fot: Pixabay.com

się, że taki zabieg był konieczny aby Komisja Europejska mogła uznać, że pomoc publiczna w ramach polskiego rynku mocy jest zgodna z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Warto zauważyć, że zgodnie z ustawą o rynku mocy udział jednostek świadczących usługi systemowe z mocy samej ustawy o rynku mocy jest wyłączony, gdyż w skład jednostki rynku mocy na dany rok dostaw nie może wchodzić jednostka fizyczna w odniesieniu do której wytwórca lub odbiorca energii elektrycznej będzie w danym roku świadczył na rzecz operatora systemu przesyłowego usługę określoną w IRiESP, o charakterze świadczenia i wynagradzania zbliżonym do obowiązku mocowego.

Proponowana reforma ma sprawić, że z jednej strony łączna cena uzyskiwana przez wytwórców będzie wystarczająco wysoka do podjęcia decyzji inwestycyjnych, ale z drugiej nie może prowadzić do obniżenia aktywności wytwórców na samym rynku energii elektrycznej (stąd reforma związana z rynkiem bilansującym). Warto zauważyć, że Komisja Europejska zakłada, że rynek mocy doprowadzi do obniżenia ceny energii elektrycznej, gdyż część kosztów przedsiębiorców będzie pokrywane właśnie wynagrodzeniem otrzymywanym w związku ze świadczeniem usługi przez dostawcę mocy. Można mieć jedynie nadzieję, że dla odbiorców końcowych rzeczywiście ta prognoza się ziści, a obniżenie ceny energii elektrycznej nie będzie iluzoryczne w związku z koniecznością pokrywania opłaty mocowej.

Wartości nakładów inwestycyjnych a okres obowiązywania umowy mocowej

Zgodnie z art. 25 ust 4 ustawy o rynku mocy certyfikat wydany przez OSP kwalifikuje daną jednostkę rynku mocy do oferowania obowiązku mocowego przez określoną liczbę okresów dostaw zależną od: (i) rodzaju jednostki rynku mocy (jednostka zagraniczna, wytwórcza albo redukcji zapotrzebowania); (ii) tego czy jednostka jest nowa czy modernizowana, (iii) wysokości nakładów inwestycyjnych do mocy osiągalnej netto, o której mowa w art. 32 ust 1 pkt. 4 ustawy o rynku mocy. W Decyzji wskazano, że zgodnie z informacjami uzyskanymi od polskich władz: (i) umowy mocowe jednoroczne będą zawierane dla jednostek, które nie wymagają nakładów inwestycyjnych (istniejące jednostki), (ii) umowy mocowe pięcioletnie będą zawierane dla jednostek będących nowymi lub istniejącymi jednostkami, a także jednostkami redukcji zapotrzebowania, dla których przewidziano nakłady inwestycyjne o wartości powyżej 0,5 mln PLN/MW, (iii) umowy mocowe piętnastoletnie będą zawierane dla nowych jednostek wytwórczych, dla których przewidziano nakłady inwestycyjne powyżej 3 mln PLN/MW. Te ostatnie umowy przewidziane są dla nowobudowanych jednostek węglowych, gazowych, biomasowych oraz kogeneracyjnych. Dodatkowo umowy zawierane na okres dłuższy niż rok będą dostępne jedynie dla jednostek rynku mocy, które startowały w aukcji głównej. Zgodnie z decyzją, polskie władze zobowiązały się zastosować powyżej opisane progi wartości. Zmiana progów będzie dopuszczalna jedynie w dół (co do wartości) dopiero od czwartego roku dostaw, jeśli pierwsze trzy okresy dostaw potwierdzą, że zmiana progów jest uzasadniona. Ponadto Polska zobowiązała się notyfikować Komisji Europejskiej zmianę jeżeli planowana obniżka wyniesie ponad 20% pierwotnej wartości. Polska zobowiązana jest zagwarantować, że jednostki gazowo-parowe (CCGT) w całym okresie obowiązywania mechanizmu mocowego będą uprawnione do zawierania umów piętnastoletnich. Z powyższego wynika, że Decyzja ograniczyła możliwość dowolnego kształtowania przez Polskę zasad funkcjonowania rynku mocy, w szczególności poprzez zamrożenie przynajmniej na pewien czas progów wartości nakładów inwestycyjnych, z którymi powiązane jest uprawnienie do zawarcia długoterminowych umów.

Należy również wspomnieć, że wartość nakładów inwestycyjnych dla danej jednostki rynku mocy będzie determinowana w oparciu o koszty inwestycji jakie przewiduje się ponieść w ciągu pięciu lat przed okresem dostaw. Wyjątkiem jest jednak pierwsza aukcja, w której jednostki rynku mocy będą uprawnione do zawierania umów pięcioletnich albo piętnastoletnich na podstawie nakładów inwestycyjnych poniesionych od stycznia 2014 r., tj. kilka miesięcy od ogłoszenia planów wprowadzenia w Polsce mechanizmu mocowego, jednak z zastrzeżeniem, że jednostka nie rozpoczęła wytwarzania energii elektrycznej wcześniej niż 1 lipca 2017 r. Ta norma ma zapobiec sztucznemu opróżnieniu realizacji projektu, aby skorzystać z długoterminowego kontraktu (piętnastoletniego).

> Do dnia 1 stycznia 2021 r. tj. do dnia rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw mocy należy zakończyć możliwość świadczenia usług systemowych tj.: (i) Interwencyjna Rezerwa Mocy (zimna), (ii) Praca Interwencyjna, (iii) Gwarantowany Interwencyjny Program DSR, (iv) Operacyjna Rezerwa Mocy

Rezerwacja części mocy dla mocy zagranicznych

W Decyzji zagwarantowano również udział mocy zagranicznych w ramach aukcji dodatkowych i to już w pierwszych okresach dostaw, czyli w latach 2021-2024. Polska w swojej notyfikacji wskazała, że udział w aukcjach jednostek mocy zagranicznych wymaga zawarcia odpowiednich umów pomiędzy polskim a zagranicznym OSP, co może nie być możliwe przed zorganizowaniem pierwszych aukcji w 2018 r. Wobec powyższego Polska zaproponowała, że zarezerwuje część mocy, tj. co najmniej 1160 MW na potrzeby aukcji dodatkowych, w których będą mogły wziąć udział zagraniczne jednostki mocy. Tym samym o wartość co najmniej 1160 MW muszą zostać zredukowane parametry aukcji głównych prowadzonych dla okresów dostaw w latach 2021-2024.

Uzupełnieniem dla powyższego jest zobowiązanie Polski dotyczące obniżenia dostępnej mocy na połączeniach wzajemnych w pierwszych okresach dostaw na potrzeby udziału zagranicznych jednostek mocy w aukcjach dodatkowych. Wspomniana rezerwacja mocy dla aukcji dodatkowych została rozłożona na połączenia wzajemne z: (i) Czechami, Niemcami oraz Słowacją o mocy 500 MW oraz (ii) Litwą i Szwecją o mocy 660 MW, chyba że właściwy dla tych krajów OSP zaoferuje mniejsze wartości. W Decyzji Polska została zobowiązana do ponownej notyfikacji metodologii obniżania dostępnej mocy na połączeniach zagranicznych i monitorowania wykonania obowiązku mocowego przez zagraniczne jednostki mocy w celu oceny czy rzeczywiście jednostki te wspomagają bezpieczeństwo dostaw w Polsce.

Obowiązek interpretacji decyzji w świetle wtórnego prawa europejskiego

Jednym z ważniejszych punktów samej Decyzji jest punkt 133, w którym Komisja Europejska podkreśla, że Decyzja będzie musiała być interpretowana w świetle aktów prawnych Unii Europejskiej, które jeszcze nie zostały uchwalone albo nie weszły w życie. Innymi słowy zgoda na polski mechanizm mocowy oznacza, że polityka Unii Europejskiej wyrażona w aktach wyższego rzędu (jak bezpośrednio stosowane rozporządzenia albo wymagające implementacji dyrektywy) będzie miała wpływ na Decyzję. Komisja Europejska pokusiła się nawet o wskazanie konkretnego przykładu, tj. jednego z aktów prawnych tzw. Pakietu Zimowego i kwestii emisji CO_2. Takie postawienie sprawy niestety wskazuje na dużą niepewność polskiego systemu mocowego. Po wejściu w życie nowych przepisów regulujących rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej, ustawa o rynku mocy zawierająca normy sprzeczne z nowym aktem prawnym będzie musiała zostać zmieniona. Z uwagi na treść punktu 133, realne staje się ryzyko, że cześć wysokoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej (np. powyżej 550 g CO_2/kWh) nie będzie mogła korzystać z dobrodziejstwa mechanizmu mocowego.

> W Decyzji zagwarantowano również udział mocy zagranicznych w ramach aukcji dodatkowych i to już w pierwszych okresach dostaw, czyli w latach 2021-2024

Zgoda Komisji… Ale czy na pewno?

Podsumowując wnioski z Decyzji, niewątpliwie wprowadzenie w Polsce mechanizmu mocowego będącego pomocą publiczną wymagało od Polski zaproponowania szeregu rozwiązań, które sprawią, że pomoc ta zostanie uznana zgodną z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Zgoda Komisji wymagała przyjęcia na siebie szeregu zobowiązań związanych z reformą rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym zasad funkcjonowania rynku bilansującego dotyczących cen oraz wyłączenia możliwości świadczenia usług systemowych na rzecz OSP od rozpoczęcia pierwszego okresu dostaw. Dodatkowo Polska zobowiązała się do nie dokonywania zmian wartości progów nakładów inwestycyjnych, które kwalifikują daną jednostkę rynku mocy do dłuższych lub krótszych okresów obowiązywania umowy mocowej. Niewątpliwie korzystne dla rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej jest zobowiązanie Polski do reformy zasad funkcjonowania DSR oraz umożliwienie udziału jednostek zagranicznych w aukcjach mocy i to już w ramach pierwszego okresu dostaw przypadającego na 2021 r. (w oparciu o aukcję dodatkową). Z powodu jednak zastrzeżenia konieczności uwzględnienia w ramach mechanizmu mocowego nowych regulacji Unii Europejskiej, w tym regulacji związanych z emisją CO_2, może okazać się że przyjęty i funkcjonujący obecnie system wymagał będzie szeregu zmian. Taka niepewność prawa nie jest nigdy zachętą dla inwestorów do podejmowania inicjatyw inwestycyjnych. Istotne jest aby Polska, a także organizacje zrzeszające uczestników rynku bardzo aktywnie brały udział w rozmowach dotyczących przyszłego kształtu rynku energii elektrycznej w ramach instytucji Unii Europejskiej. □

Dr Sebastian Piątkowski

HISTORIA BUDOWY ELEKTROWNI KOZIENICE

50 lat Elektrowni Kozienice

Rozwój i kluczowe przemiany

Lata 70. i 80. ub. w. to okres intensywnego rozwoju nie tylko Elektrowni Kozienice, ale także związanych z nią zakładów oraz sieci handlowej i usługowej. Kolejne dekady - to czas przemian w kierunku nowoczesnej elektrowni, zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne kraju. To właśnie nasza elektrownia ukształtowała miasto, które znamy po dziś dzień. Przedstawiamy ostatni odcinek naszego cyklu, w którym opowiadamy o historii największej w kraju elektrowni na węgiel kamienny.

Rozwój regionu

Po tym jak 18 października 1972 r. po raz pierwszy z naszej elektrowni popłynął do sieci prąd, rozpoczął się okres intensywnego rozwoju całego regionu kozienickiego. Lata 70. to czas, w którym powstały m.in. Zakłady Betonów Komórkowych, Zakład Prefabrykatów Betonowych Energetyki oraz Zakład Elementów Betonowych dla Energetyki. Wykorzystywały one do produkcji pyły i żużel powstające ze spalania węgla w blokach energetycznych. Rozbudowie elektrowni i związanych z nią zakładów towarzyszył również rozwój sieci handlowej i usługowej, a także znaczący rozwój demograficzny miasta i regionu. W ciągu zaledwie dekady, między 1970 i 1980 r., liczba mieszkańców Kozienic podwoiła się, wzrastając z 8 tys. do blisko 16,2 tys. osób. Liczni budowniczowie elektrowni i jej pierwsi pracownicy zdecydowali się osiąść tutaj i założyć rodziny. Elektrownia Kozienice odegrała więc kluczową rolę w stworzeniu nowej społeczności miasta, a wielu potomków budowniczych i pierwszych pracowników tego zakładu mieszka w nim po dziś dzień.

Kultura w „Hadesie" i „Energetyku"

Na samym początku działania elektrowni pojawiła się potrzeba wypracowania sposobów zagospodarowania wolnego czasu pracownikom zamieszkującym hotele i osiedle robotnicze w Świerżach Górnych. Stworzono klub hotelowy, który dysponował biblioteką, a także organizował systematycznie drobne przedsięwzięcia artystyczne oraz spotkania z ciekawymi ludźmi. Stał się on fundamentem powołanego do życia pod koniec lat 70. Klubu „Hades", w którym można było... obejrzeć telewizję, zagrać w brydża i szachy, wziąć udział w zajęciach grupy tanecznej, itp.

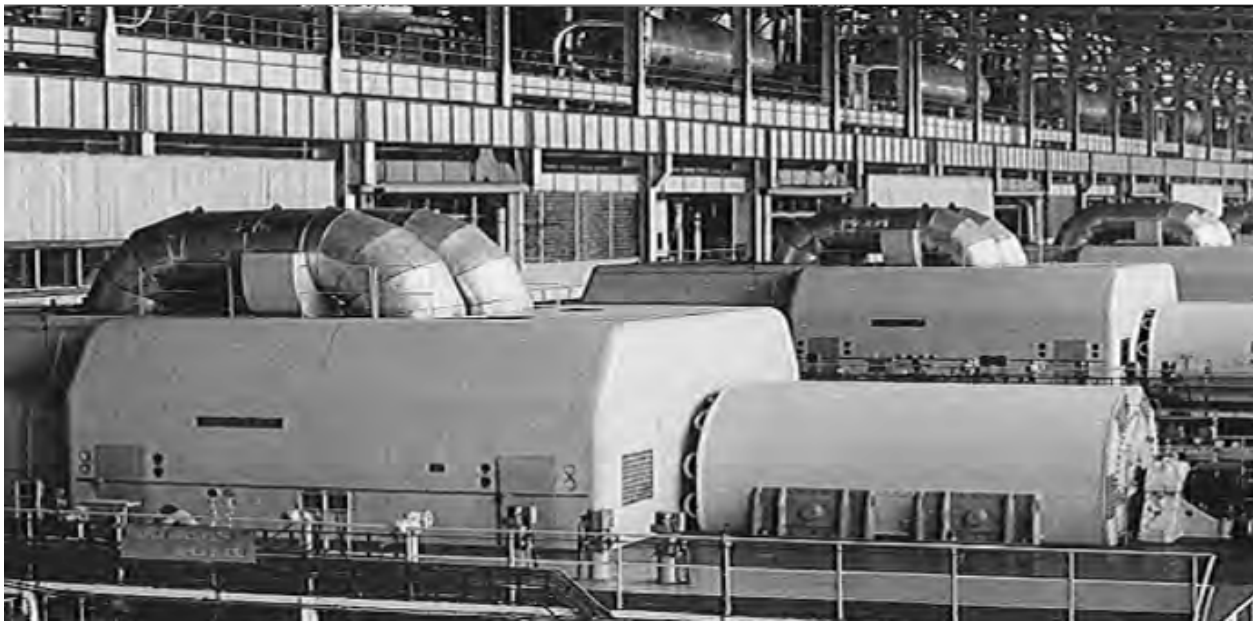
Wkrótce całe osiedle w Świerżach Górnych zostało objęte radiowęzłem, dla którego pracownicy „Hadesu" przygotowywali codzienny serwis wiadomości przeplatanych muzyką. Jesienią 1984 r. ustalono, że cały ciężar pracy kulturalnej w Świerżach i Kozienicach przejmie nowoutworzony Klub „Energetyk". Coraz więcej osób wstępowało do wielu organizacji zajmujących się działalnością kulturalną i społeczną, takich jak: delegatura Automobilklubu Świętokrzyskiego, organizującą cyklicznie Samochodowe Rajdy Puszczy Kozienickiej, czy klub żeglarski „Dal" oraz klub wspinaczki wysokogórskiej „Grań"

W Kozienicach pojawiło się pierwsze w historii tego miasta, regularnie wydawane pismo - dwutygodnik „Budujemy Elektrownię". Jego pierwsze wydanie trafiło na lokalny rynek jesienią 1972 r., jeszcze w formie tzw. jednodniówki. Z czasem przekształciło się w profesjonalny tytuł, tworzony przez kilkuosobową redakcję aż do wprowadzenia w Polsce stanu wojennego. Po kilku latach Elektrownia Kozienice zaczęła wydawać nowy tytuł prasowy - dwutygodnik „Energoimpulsy".

Odpowiedź na zagrożenia

Miastotwórcza rola elektrowni oraz jej wpływ na rozwój gospodarczy i społeczny region to jeden z najważniejszych aspektów jej funkcjonowania w latach 70. i 80. Niemniej istotny był wpływ zakładu na środowisko.

W kolejnych latach jej funkcjonowania zauważano coraz większe za-



Lata 70. i 80. to okres intensywnego rozwoju Elektrowni Kozienice, a kolejne dekady to czas przemian w kierunku nowoczesnej elektrowni, zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne kraju

nieczyszczenie lokalnego środowiska. Początkowo szacowano, że coroczny wypał żużla i popiołu będzie wynosić 1,3 mln ton. W latach 80. był on jednak znacznie wyższy, sięgając 1,6 mln ton. Tylko kilkanaście procent odpadów było wykorzystywanych w przemyśle budowlanym i cementowym. Resztę umieszczano hydraulicznie na tzw. mokrych składowiskach, zajmujących areał przekraczający 170 hektarów.

Leśnicy z Puszczy Kozienickiej alarmowali o zagrożonym drzewostanie oraz zakłócaniu przez pracę elektrowni naturalnego obiegu wody. Marginalizowane przez długi czas problemy stały się przedmiotem ożywionych sporów, związanych z rodzeniem się w polskim społeczeństwie świadomości ekologicznej, m.in. w kontekście decyzji o budowie elektrowni atomowej w Żarnowcu.

W latach 80. władze województwa radomskiego rozpoczęły realizację programu, który miał na celu ochronę przyrody. Jego założeniom wyszła naprzeciw dyrekcja elektrowni. Rozpoczęto systematyczną wymianę elektrofiltrów na blokach energetycznych, modernizacje kotłowni, budowę rejonowego wysypiska oraz likwidację dzikich składowisk odpadów, rekultywację składowisk popiołu i żużla. To-

warzyszyła temu rozbudowa kozienickiej oczyszczalni ścieków. Działania te pozwoliły ocalić Puszczę Kozienicką, jako unikalny w skali regionu kompleks przyrodniczy, ważny m.in. dla rozwoju turystyki i rekreacji.

Okres przemian

Lato 1989 r. zapoczątkowało w Polscę falę przemian politycznych, za którymi nadeszły przemiany ekonomiczne. Urynkowienie gospodarki, połączone m. in. z galopującą inflacją, brakiem zamówień ze strony władz państwowych, zachwiało bytem wielu przedsiębiorstw mających dotychczas bardzo silną pozycję na gospodarczej mapie. Obawy dotyczyły również przyszłości branży energetycznej, której ważnym ogniwem była nasza elektrownia - od 1989 r. funkcjonująca pod nazwą Przedsiębiorstwo Państwowe Elektrownia „Kozienice" w Świerżach Górnych.

Energetyka okazała się branżą bardzo stabilną. W dużej mierze wynikało to z w pełni słusznego przekonania, że zapotrzebowanie na energię, w tym także prąd wytwarzany w Kozienicach, będzie zawsze bardzo wysokie. Pozycję elektrowni węglowych umocniła dodatkowo decyzja rządu Tadeusza Mazowieckiego, która przerwała ostatecznie, w związku z protestami społecznymi, realizowaną od pewnego czasu budowę elektrowni atomowej w Żarnowcu. Powszechnie zdawano sobie jednak sprawę z faktu, że poważniejsze inwestycje energetyczne, a zwłaszcza budowa nowych bloków, to wysiłek przekraczający możliwości Skarbu Państwa. Szansę na sprawne funkcjonowanie w przyszłości stwarzało zatem skupienie się na modernizacjach i wdrażaniu nowych technologii.

W konsekwencji elektrownia uniknęła losu wielu zakładów przemysłowych borykających się ze strajkami i masowymi zwolnieniami pracowników. Jej praca biegła spokojnie i rytmicznie. Ważnym wydarzeniem związanym z przemianami organizacyjnymi przedsiębiorstwa stało się wyłączenie z jego struktury Elektrociepłowni Radom, do którego doszło w 1992 r.

Prawdziwy przełom przyniósł 1996 r. Minister przemysłu i handlu przekształcił wówczas dotychczasowe przedsiębiorstwo państwowe w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa pod nazwą Elektrownia „Kozienice" S.A. Podstawowym celem tej decyzji było zdobycie środków finansowych gwarantujących szeroko zakrojone prace modernizacyjne. Kapitał zakładowy spółki, wynoszący 450 mln zł, został podzielony na 4,5 mln imiennych akcji. Wkrótce mogły rozpocząć się kompleksowe prace modernizacyjne. Oprócz skomputeryzowania coraz liczniejszych czynności, zostały one ukierunkowane na inwestycje proekologicznie. Dzięki wymianie elektrofiltrów udało się ograniczyć emisję pyłów do bardzo niskiego poziomu. Towarzyszyła temu również modernizacja oczyszczalni ścieków oraz przebudowa chłodni i jednej z turbin. Wizja wejścia Polski do Unii Europejskiej i świadomość obowiązujących tam przepisów przyczyniła się do podjęcia decyzji o jednej z najważniejszych inwestycji na rzecz środowiska naturalnego - budowie instalacji odsiarczania spalin. Została ona oddana do użytku w 2001 r.

Wszystkie te działania pozwoliły nie tylko spełnić restrykcyjne wymogi ekologiczne, ale także zwiększyć osiągalną moc do 2848 MW.

Elektrownia Kozienice w GrupieEnea

Przemiany zachodzące w świecie sprawiły, że także w Polsce tematem poruszanym coraz częściej na forum publicznym stało się szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne. W 2006 r. Rząd zatwierdził dokument „Programu dla energetyki". Na jego podstawie Grupa Energetyczna Enea S.A. przejęła rok później całość akcji, które stanowiły kapitał zakładowy Elektrowni „Kozienice".

Był to wstęp do zakończonego pełnym sukcesem, a mającego miejsce w 2008 r. debiutu Enei na Giełdzie Papierów Wartościowych. Do sukcesu emisji przyczyniły się w dużym stopniu zapowiedzi kierownictwa koncernu, że uzyskane środki zostaną przeznaczone zarówno na modernizację i rozbudowę elektrowni, jak i na rozwój odnawialnych źródeł energii.

Dla załogi elektrowni ogromne znaczenie miało to, że aż 15% akcji zostało przeznaczonych do bezpłatnego rozdziału wśród pracowników. Skala środków otrzymanych przez każdego członka załogi zależała przede wszystkim od jego stażu pracy. Każdy z 3,5 tys. zatrudnionych musiał zadeklarować, czy życzy sobie otrzymać akcje, czy też zastępujący je ekwiwalent pieniężny. Niektórzy z pracowników potraktowali akcje jako zabezpieczenie ich przyszłości, nierzadko posiadając je po dziś dzień.

Emisja akcji wśród załogi umocniła pozycję Elektrowni Kozienice jako pracodawcy gwarantującego stabilizację zawodową, możliwości zdobywania doświadczenia oraz rozwoju zawodowego. Pierwsze lata w Grupie Enea to czas licznych inwestycji, które wynikały m. in. z obecności Polski w Unii Europejskiej i potrzeby dostosowania działalności przedsiębiorstwa do obowiązujących w niej norm. Objęły one m.in. budowę instalacji odsiarczania spalin na kolejnych blokach energetycznych.

Przełomowy 2012 r.

W maju 2012 r. Elektrownia „Kozienice" S.A. zmieniła nazwę na Enea Wytwarzanie S.A., stając się kluczowym elementem rozbudowanego, ogólnokrajowego holdingu spółek. Bardzo ważne stało się stworzenie stałego i solidnego zaplecza paliwa dla kozienickiej elektrowni, dostarczanego przede wszystkim przez Lubelski Węgiel „Bogdanka", a także Katowicki Holding Węglowy i Kompanię Węglową.

2012 r. to również początek kluczowej inwestycji naszej Grupy - budowy nowego, jedenastego bloku elektrowni. Ogłoszony wówczas przetarg wygrało konsorcjum spółek Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) i Polimex-Mostostal. Kolejne pięć lat to czas ciężkiej pracy kliku tysięcy osób - od wzmocnienia gruntu oraz budowy betonowych fundamentów kotłowni i turbozespołu, przez wznoszenie rusztowań kotła i innych elementów bloku, aż po montaż generator oraz kotła.

Sam generator, który od grudnia 2017 r. produkuje prąd w nowym bloku, to piętnastometrowa konstrukcja ważąca 490 ton. Przez rok była budowana w Japonii, w zakładach koncernu Mitsubishi. Po przewiezieniu generatora drogą morską do portu w Gdyni, został on przetransportowany trasą kolejową do Świerży Górnych. Tutaj, w czasie trwającej kilka dni operacji, podniesiono go specjalnymi dźwigami na wysokość kilkunastu metrów, lokując w wyznaczonym miejscu. Generator bloku nr 11 jest dziś największą jednostką wytwarzającą energię elektryczną w Polsce.

Kolejnym krokiem był montaż kotła oraz jego testy, które polegały na poddaniu ponad 70 tys. spawów oddziaływaniu ekstremalnego ciśnienia. Po kolejnych próbach, obejmujących sprawdzenie poszczególnych układów technologicznych oraz licznych testach obciążeniowych, 19 grudnia 2017 r. jedenasty blok elektrowni został oddany do użytku.

Rozpoczął się nowy rozdział w historii polskiej energetyki. Najnowocześniejsza jednostka wytwórcza w kraju wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne Polski i pozycję Grupy Enea na rynku.

(oprac. Ł. Czapliński)

Lata 2012-2017 to okres budowy najnowocześniejszej jednostki wytwórczej w kraju. Blok nr 11, który oddano do użytku pod koniec 2017 r., wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne Polski i pozycję naszej Grupy na rynku

Mgr inż. Łukasz Mortas, Specjalista ds. Elektrycznych, GK Polimex-Mostostal

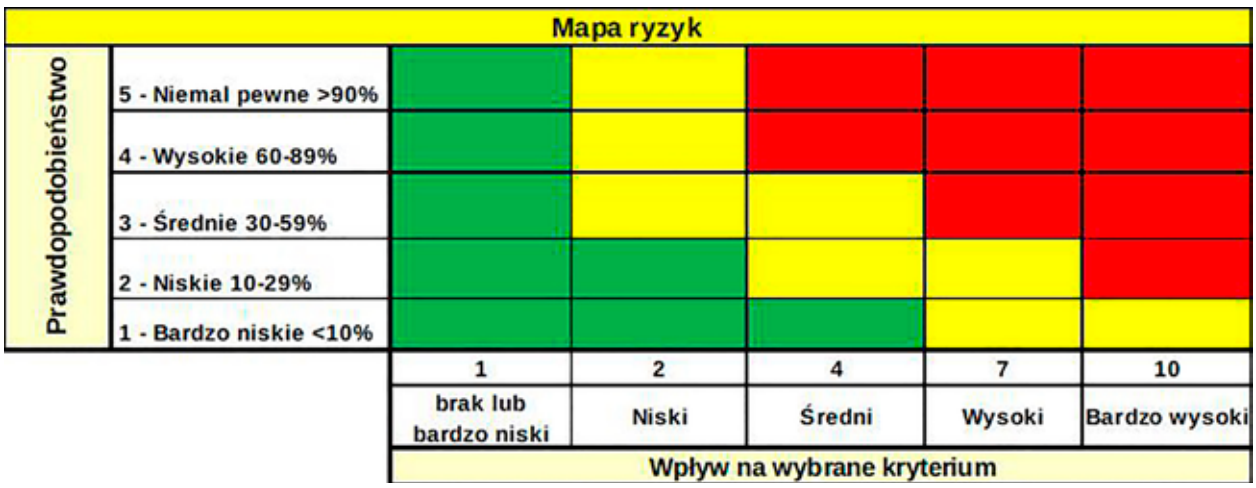
Analiza ryzyka

w budownictwie energetycznym

Ryzyko ma niezaprzeczalny i decydujący wpływ na rzeczywistość. Niewątpliwie każdy uczestnik rynku jest na nie narażony. Źródła i rodzaje ryzyka na jakie w swojej działalności narażone są przedsiębiorstwa zależą od branży, specyfiki realizowanego projektu oraz szeregu zagrożeń wynikających z otoczenia, w którym funkcjonują. System zarządzenia ryzykiem jest jednym ze sposobów dostosowania się przedsiębiorstwa do zmiennych warunków.

Do kluczowych korzyści jego stosowania możemy zaliczyć: możliwość uzyskania przewagi konkurencyjnej, lepsze wykorzystanie zasobów, redukcję czasu poświęconego na radzenie sobie z kryzysowymi sytuacjami, pełniejszy obraz pozwalający na kreowanie strategii. Istnieją rozwiązania, które pomagają opanować ryzyka i sprowadzić je do akceptowalnego poziomu. Wymaga to jednak od kierownictwa przedsiębiorstw budowlanych poważnego potraktowania zagadnienia zarządzania ryzykiem.

Artykuł powstał w oparciu o badania ankietowe przeprowadzone na potrzebę napisania pracy dyplomowej na kierunku EMBA INE PAN pt. „Analiza ryzyka w budownictwie w oparciu o budowę bloków energetycznych w Polsce w latach 2012-2017[1]. Inspiracją do analizy ryzyka w budownictwie energetycznym były liczne problemy wykonawców związane z ukończeniem inwestycji w planowanym terminie i budżecie. Celem przeprowadzonego badania było uzyskanie wyników pozwalających zaprezentowanie argumentacji za tezą, że kłopoty w terminowej i kwotowej realizacji projektów wynikają z licznych krytycznych zagrożeń związanych z budową bloków energetycznych w Polsce. Poza tym, zaprezentowana identyfikacja i priorytetyzacją ryzyka mogą zostać wykorzystane przez przedsiębiorstwa działające w branży



Rys. 1. Mapa ryzyka

Czynnik ryzyka lp.\ kryterium	Straty finansowe	Harmonogram	Prawdopodobieństwo wygrania przetargu
1. Nieprecyzyjne zapisy SIWZ. Opóźnienia w odpowiedziach zamawiającego	średnie	bardzo wysokie	bardzo wysokie
2. Braki kadrowe w zespole ofertującym	bardzo wysokie	średnie	bardzo wysokie
3. Przeszacowania kosztów projektu (koszty powyżej możliwości inwestora)	średnie	średnie	bardzo wysokie
4. Stosowanie cen dumpingowych przez konkurencję	średnie	bardzo niskie	bardzo wysokie
5. Zła kalkulacji ceny - niedoszacowanie lub przeszacowanie oferty	bardzo wysokie	bardzo niskie	bardzo wysokie
6. Złożenie przez konkurencję odwołania od decyzji wygranego przetargu	średnie	bardzo niskie	średnie

Tab. 1. Poziom zagrożenia dla czynników ryzyka występujących na etapie przygotowania oferty

budownictwa przemysłowego, wspomagając proces zarządzania ryzykiem. Brakuje polskich publikacji z zakresu ryzyka w budownictwie energetycznym, tym bardziej treści zawarte w artykule mogą okazać się przydatne dla praktyki gospodarczej.

Charakterystyka badania ankietowego

Badanie ankietowe zostało przeprowadzone w okresie od 4 do 25 maja 2018 r. Ankietę rozesłano do około 110 celowo dobranych respondentów. Badanie zawierało prośbę o udostępnienie ankiety osobom związanym z branżą, dlatego trudno o dokładną liczbę osób, którzy finalnie wypełnili ankietę. Ostatecznie pozyskano 63 prawidłowo wypełnionych formularzy. Analiza wyników została przeprowadzona przy pomocy narzędzia „mapa ryzyka". Stworzenie mapy ryzyka polega na naniesieniu poszczególnych rodzajów ryzyka na wykres XY. Współrzędne X odpowiadają wartości prawdopodobieństwa wystąpienia określonego rodzaju ryzyka, natomiast na osi Y znajdują się wartości skutków wystąpienia określonego rodzaju ryzyka. W konsekwencji mapa ryzyka pozwala na sporządzenie list kluczowych ekspozycji na ryzyko, będących iloczynem prawdopodobieństwa wystąpienia oraz skutków wystąpienia. Zwykle definiuje się skale 5 punktowe. Tworząc macierz ryzyka, każde przedsiębiorstwo powinno określić jakie kombinacje prawdopodobieństwa i wpływu zostaną sklasyfikowane jako bardzo wysokie, średnie, czy bardzo niskie.

Pytania zawarte w ankiecie dotyczyły dwóch obszarów: etapu przygotowania oferty (6 czynników ryzyka) oraz etapu realizacji inwestycji (24 czynniki ryzyka). Listę czynników ryzyka sporządzono na podstawie publikacji Skorupki D. „Zarządzanie ryzykiem w przedsięwzięciach budowlanych[2] oraz wywiadów telefonicznych i bezpośrednich z pracownikami Generalnych Wykonawców projektów: Bełchatów 858, Kozienice 1075, EC Żerań oraz Jaworzno III. Budowa bloku energetycznego jest niezwykle skomplikowanym przedsięwzięciem, dlatego trudno o precyzyjne wskazanie poszczególnych rodzajów ryzyka. Sporządzona lista zawierała swego rodzaju pogrupowane rodzaje ryzyka. Dokładniejsza identyfikacja precyzyjnych rodzajów ryzyka związanych z tym czynnikiem powinna odbyć się, w przypadku uznania czynnika istotnym dla projektu. Respondenci w pierwszej kolejności określali prawdopodobieństwo wystąpienia poszczególnych czynników ryzyka. Wyboru można było dokonać w 5-stopniowej skali (bardzo niskie (<10%), niskie (10%-29%), średnie 30%-59%, wysokie 60-89% oraz niemal pewne (>90%). W drugiej części ankiety określano wpływ danego czynnika ryzyka na zdefiniowane i zeskalowane kryteria (straty finansowe, harmonogram, prawdopodobieństwo wygrania przetargu, bezpieczeństwo oraz reputację i odpowiedzialność społeczną).

Prezentacja wyników ankiety dla etapu przygotowania oferty

Przygotowanie oferty na tak duży zakres prac jakim jest budowa bloku energetycznego, to bardzo skomplikowany proces wymagający koordynacji wielu zespołów. Szanse na wygranie przetargu zależą od licznej ilości zmiennych, obarczonych wieloma zagrożeniami. Potwierdzają to wyniki przeprowadzonej ankiety. Najwięcej, bo aż 5 z 6 rodzajów ryzyka zakwalifikowanych do bardzo dużych występuje w kontekście prawdopodobieństwa wygrania przetargu. Ważnym elementem jest również budżet przewidziany na przygotowanie oferty. Przy tak dużych projektach zespół ofertujący składa się z kilkudziesięciu specjalistów, przygotowuje ofertę przez kilka miesięcy, co może generować znaczące koszty. Jako bardzo istotne w kontekście strat finansowych, uznano 2 z 6 czynników. Według wyników przeprowadzonych badań, najmniej narażony na zdefiniowane zagrożenia jest harmonogram przygotowania oferty, aczkolwiek nieprecyzyjne zapisy SIWZ i opóźnienia w odpowiedziach zamawiającego mogą istotnie zagrozić przygotowaniu oferty w terminie.

Tab. 2. Poziom zagrożenia dla czynników ryzyka występujących podczas realizacji

Czynnik ryzyka lp.\ kryterium	Straty finansowe	Harmonogram	Bezpieczeństwo	Reputacja i odpowiedzialność społeczna
1. Zły dobór biura projektowego	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo wysokie	średnie
2. Źle zoptymalizowane pod względem kosztowym projekty	bardzo wysokie	bardzo wysokie	średnie	bardzo wysokie
3. Występowanie drobnych kolizji międzybranżowych wynikających z błędów projektowych	średnie	średnie	średnie	bardzo niskie
4. Występowanie znaczących kolizji międzybranżowych wynikających z błędów projektowych	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo wysokie
5. Nieplanowana przerwa w dostępie do mediów, powodująca czasowe wstrzymanie prac (energia elektryczna, woda)	średnie	średnie	średnie	średnie
6. Błędy w doborze technologii	bardzo wysokie	bardzo wysokie	średnie	bardzo wysokie
7. Opóźnienia po stronie projektowej	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	bardzo niskie
8. Błędy w harmonogramie realizacji projektu	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	bardzo wysokie
9. Złe rozpoznanie struktury gruntu (nieprzewidziana konieczność´ palowania)	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	bardzo wysokie
10. Opóźnienia w kontraktacji podwykonawców, związane z nadmiernym formalizmem procesu zakupowego	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	bardzo niskie
11. Nieodpowiednie zarządzanie zasobami materiałowymi, eksploatacyjnymi i ludzkimi	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo wysokie
12. Nieodpowiednie zarządzanie zasobami materiałowymi, eksploatacyjnymi i ludzkimi.	bardzo wysokie	bardzo wysokie	średnie	bardzo wysokie
13. Nieterminowe dostawy materiałów.	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	średnie
14. Nieakceptowalna jakość´ dostarczanych materiałów.	średnie	średnie	bardzo niskie	średnie
15. Niewystarczająco sprawna kontrola jakości.	średnie	średnie	średnie	średnie
16. Wybór nieodpowiednich podwykonawców (brak doświadczenia, nierzetelność´).	bardzo wysokie	bardzo wysokie	średnie	bardzo wysokie
17. Nieefektywny podział prac (zbyt małe lub zbyt duże zakresy prac zlecane podwykonawcom).	średnie	bardzo wysokie	średnie	bardzo niskie
18. Zła organizacja pracy u podwykonawców.	średnie	bardzo wysokie	bardzo niskie	bardzo wysokie
19. Nieprzewidziany w budżecie wzrost cen materiałów i robocizny.	bardzo wysokie	średnie	bardzo niskie	średnie
20. Utrata wykwalifikowanych pracowników.	bardzo wysokie	średnie	średnie	średnie
21. Absencja pracowników (choroba, strajk).	średnie	średnie	średnie	średnie
22. Wstrzymania prac przez PIP lub inne instytucje.	średnie	średnie	bardzo niskie	bardzo niskie
23. Problemy z precyzją umowy z konsorcjantem lub inwestorem (brak precyzyjnych założeń´ wstępnych, niedokładnie sprecyzowany zakres odbioru prac).	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	średnie
24. Ryzyko nieprecyzyjnie zawieranych umów z podwykonawcami (brak szczegółowych założeń´ wstępnych, błędnie określony zakres prac, błędy w zapisach umownych).	bardzo wysokie	bardzo wysokie	bardzo niskie	średnie
	Poziom zagrożenia względem kryteriów (bardzo niskie, średnie, bardzo wysokie)			

Prezentacja wyników ankiety dla etapu przygotowania oferty

Realizacja projektów energetycznych niesie za sobą wiele zagrożeń. Wyniki przeprowadzonego badania ankietowego wskazują, że najwięcej bardzo dużych zagrożeń, bo 16 z 24 występuje w kontekście strat finansowych oraz harmonogramu realizacji. Warto podkreślić, że opóźnienie przekłada się w końcowym rozrachunku również na straty finansowe. Warto pamiętać, że materializacja zaledwie kliku bardzo dużych niebezpieczeństw jest w stanie pochłonąć cały planowany zysk. Kolejnym ważnym aspektem jest reputacja i odpowiedzialność społeczna. W tym przypadku, jako bardzo ryzykowne uznano 10 z 24 czynników ryzyka. Kombinacja prawdopodobieństwa i wpływu na bezpieczeństwo została określona jako bardzo duża dla 3 rodzajów ryzyka. Tak liczna liczba czynników znajdujących się na czerwonych polach wykresów potwierdza bardzo wysoki poziom ryzyka spoczywający na Generalnych Wykonawcach, co w dużej mierze wynika z formuły realizacji kontraktów energetycznych - EPC (ang. *engineering, procurement & construction*). Formuła ta w swoim założeniu transferuje większość ryzyka po stronie Inwestora na Generalnego Wykonawcę.

Wnioski

Po przeanalizowaniu odpowiedzi respondentów i przedstawieniu w formie mapy ryzyka okazało się, że ponad 45% rodzajów ryzyka zestawianych w kontekście strat finansowych, harmonogramu, bezpieczeństwa, reputacji i odpowiedzialności społecznej oraz prawdopodobieństwa wygrania przetargu jest oceniana jako krytyczna. W związku z czym zarządzanie ryzykiem podczas realizacji projektów energetycznych powinno należeć do podstaw strategii wykonawców. Z doświadczenia autora jest ono jednak marginalizowane. Głównym powodem powyższej sytuacji jest brak odpowiednich procedur identyfikacji ryzyka na poszczególnych szczeblach organizacji oraz nacisk na typowo operacyjne zadania. Identyfikacja ryzyka, jego pomiar i analiza oraz świadome sterowanie zagrożeniami mogłyby przynieść wymierne korzyści finansowe oraz wizerunkowe dla przedsiębiorstw - jednak tylko wtedy, gdy proces zarządzania ryzykiem byłby czymś naturalnym, stale monitorowanym i ocenianym.

Bibliografia

[1] Mortas Ł., „Analiza ryzyka w budownictwie w oparciu o budowę bloków energetycznych w Polsce w latach 2012 -2017." Praca dyplomowa na kierunku Executive Master of Business Administration INE PAN, 2018.

[2] Skorupka D., „Zarządzanie ryzykiem w przedsięwzięciach budowlanych", Zeszyty naukowe WSOWL 3 (149), 2008.

Dr inż. Grzegorz Kunikowski, Wydział Zarządzania, Politechnika Warszawska

Ocena ryzyka

w perspektywie przedsiębiorstwa energetycznego

W artykule przedstawiono podstawy prawne obowiązku opracowywania planów ochrony obiektów energetycznych, zaliczonych do infrastruktury krytycznej. Omówiono wybrane podejścia metodyczne oceny ryzyka i przedstawiono ustawodawcze trendy zarządzania kryzysowego związane z odchodzeniem od ochrony infrastruktury krytycznej na rzecz bezpieczeństwa dostaw usług kluczowych. Zwrócono uwagę na potrzeby kompetencji specjalistów zarządzania bezpieczeństwem usług kluczowych.

O rosnącym znaczeniu oceny ryzyka w zarządzaniu świadczą wymagania i praktyka, zarówno w administracji publicznej i spółkach Skarbu Państwa, gdzie dotyczą one m. in. kontroli zarządczej (Dz. Urz. Min. Fin. poz. 56, 2012; Dz.U. 2009 nr 157 poz. 1240, 2009), jak i w sektorze komercyjnym, chociażby w bankowości. Ocena ryzyka ma szczególne znaczenie w zarządzaniu bezpieczeństwem infrastruktury krytycznej. Jest też nieodłącznym elementem w zarządzaniu kryzysowym, gdzie określone wymagania formułuje Unijny Mechanizm Ochrony Ludności.

Jako swoistą ciekawostkę warto przytoczyć, że nałożone na jednostki samorządowe obowiązki planistyczne związane z zarządzaniem kryzysowym obejmują nie tylko przygotowanie takich planów, ale również zagwarantowanie ich spójności. Wiąże się to z licznymi problemami, „występuje powtarzalność danych (analiza obszaru, analiza ryzyka, siły i środki, itp.) w różnych planach, odnoszących się do tego samego terenu (szczebla zarządzania państwem), przy czym jedne z planów to dokumenty jawne, inne natomiast o stosownej klauzuli tajności" (Kosowski, 2013, s. 59). W rezultacie postulowane jest ograniczanie liczby planów do jednego planu zarządzania bezpieczeństwem.

Na przedsiębiorstwa będące operatorami infrastruktury krytycznej, szczególnie istotne są dwa zadania. Mianowicie wyznaczenie pełnomocnika ds. ochrony infrastruktury krytycznej oraz zapewnienie jej bezpieczeństwa, czego elementem są plany ochrony. Plany wymagają szeregu uzgodnień m.in. z organami administracji publicznej i instytucjami odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo. Ostatecznie zatwierdzane są przez Rządowe Centrum Bezpieczeństwa.

Podstawy formalne

Odnosząc się do zarządzania ryzykiem należy w szerszym kontekście przywołać Unijny Mechanizm Ochrony Ludności, który kształtuje modelowe podejście do zarządzania kryzysowego. Obiekty infrastruktury krytycznej o szczególnym znaczeniu dla państwa i gospodarki, są identyfikowane i oceniane pod względem koniecznych zabezpieczeń (zadanie Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, RCB), również w kontekście międzynarodowym, a w tym transgranicznym. Plany ich ochrony w aspekcie transgranicznym muszą być zatwierdzane przez instytucje koordynacyjne. W Polsce jest to RCB.

Opracowywanie planów zarządzania ryzykiem w wymiarze klęsk żywiołowych na szczeblach krajowym i niższych zalecane jest w Unijnym Mechanizmie Ochrony Ludności. Państwa członkowskie powinny zapewnić skuteczne i spójne podejście do zapobiegania klęskom i katastrofom przez wymianę niepodlegających specjalnej ochronie informacji, mianowicie informacji, których ujawnienie nie byłoby sprzeczne z podstawowym interesem bezpieczeństwa państw członkowskich oraz wymianę najlepszych praktyk w ramach unijnego mechanizmu.

Dla zidentyfikowanych obiektów infrastruktury krytycznej, w sytuacjach kryzysowych o transgranicznym wy-

miarze skutków realizowana jest współpraca międzynarodowa, inicjowana i prowadzona pomiędzy kierownikami urzędów centralnych i odpowiadających im centrami UE i NATO. W odniesieniu do operatorów infrastruktury krytycznej rekomendowane jest zawieranie porozumień o wzajemnej pomocy obowiązujące właścicieli i/lub operatorów. *„Poszczególne sektory mają własne doświadczenia, wiedzę fachową i wymagania w odniesieniu do ochrony infrastruktury krytycznej, dlatego należy opracować i zrealizować wspólnotowe podejście do ochrony infrastruktury krytycznej, z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych sektorów i dotychczasowych środków sektorowych, w tym środków już stosowanych na poziomie Wspólnoty, na poziomie krajowym lub regionalnym oraz, w stosownych przypadkach, transgraniczne porozumienia o wzajemnej pomocy obowiązujące właścicieli/operatorów infrastruktury krytycznej. Wspólnotowe podejście wymaga założenia pełnego zaangażowania sektora prywatnego z uwagi na bardzo istotny udział tego sektora w nadzorowaniu ryzyka, zarządzaniu ryzykiem, planowaniu ciągłości działania i w procesie przywracania stanu sprzed katastrofy* (KE, 2008, s. pkt. 8).

Obowiązki operatorów infrastruktury krytycznej w zakresie zabezpieczeń wynikają z zapisów Ustawy o zarządzaniu kryzysowym i Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, który przygotowuje i aktualizuje RCB. Zgodnie z Programem, operatorzy są zobowiązani do:

- przygotowania i wdrażania, stosownie do przewidywanych zagrożeń, planów ochrony infrastruktury krytycznej oraz utrzymywania własnych systemów rezerwowych zapewniających bezpieczeństwo i podtrzymujących funkcjonowanie tej infrastruktury do czasu jej pełnego odtworzenia,
- wyznaczenia osoby odpowiedzialnej za utrzymywanie kontaktów z podmiotami właściwymi w zakresie ochrony infrastruktury krytycznej,
- niezwłoczne przekazywanie Szefowi Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, informacji dotyczących zagrożeń o charakterze terrorystycznym dla infrastruktury krytycznej,
- współpracy w tworzeniu i realizacji Programu (RCB, 2018, s. 16).

W planach ochrony zaś konieczne jest dokonywanie oceny ryzyka zakłócenia funkcjonowania systemu IK, wywołanego zniszczeniem lub zakłóceniem funkcjonowania IK (gromadzenie informacji niezbędnych do identyfikacji zagrożeń, określania skutków zakłócenia IK oraz określenia podatności systemu IK (RCB, 2018, s. 19).

Zakres planów ochrony infrastruktury krytycznej, które przygotowują jej operatorzy określa przedmiotowe rozporządzenie (Dz. U. 2010 nr 83 poz. 542, 2010). Elementami planu (oprócz danych ogólnych, danych dotyczących konkretnej infrastruktury oraz ustalonych zasad współpracy z centrami zarządzania kryzysowego i organami administracji publicznej) są charakterystyki:

- zagrożeń oraz oceny ryzyka ich wystąpienia wraz z przewidywanymi scenariuszami rozwoju zdarzeń,
- zależności infrastruktury krytycznej od pozostałych systemów infrastruktury krytycznej oraz możliwości zakłócenia jej funkcjonowania w wyniku zakłóceń powstałych w pozostałych systemach infrastruktury krytycznej,
- zasobów własnych możliwych do wykorzystania w celu ochrony infrastruktury krytycznej.

Dla zidentyfikowanych i ocenionych zagrożeń określane warianty: działania w sytuacji zagrożenia lub zakłócenia funkcjonowania; zapewniania ciągłości funkcjonowania; odtwarzania.

Wybrane metody oceny ryzyka

Ocena ryzyka jest nieodłącznym elementem planowania w zarządzaniu kryzysowym. Współczesny model zarządzania kryzysowego uwzględnia cztery etapy: zapobieganie, przygotowanie, reagowanie i odbudowę. Warto zwrócić uwagę na odchodzenie od militarnego charakteru zarządzania kryzysowego na rzecz modelu współpracy (Alexander, 2016, s. 8), czy też otwarcia na administrację publiczną (Gołębiewski, 2015, s. 9-10). Powszechnym standardem w zakresie oceny ryzyka jest rodzina standardów ISO 31000, kierowana do publicznych, prywatnych lub spółdzielczych przedsiębiorstw, stowarzyszeń, grup, a nawet osób fizycznych. *ISO 31000 została zaadaptowany przez 41 państw, począwszy od Japonii do Stanów Zjednoczonych, gdzie stanowi standardy zarządzania ryzykiem w sektorze publicznym organizacji* (Drennan, McConnell, & Stark, 2014, s. 11). Pierwowzorem dla ISO 31000 był standard zarządzania ryzykiem AS/NZS 4360 opracowany w Australii i Nowej Zelandii, który upowszechniał się początkowo w Kanadzie i Japonii. W Europie organizacje branżowe np. FERMA (*Federation of European Risk Management Associations*) adoptowały i upowszechniały standardy opracowane w Wielkiej Brytanii. Zestawienie metod i technik podaje norma (ISO/IEC, 2009), a metody oceny i zarządzania ryzykiem w zarządzaniu kryzysowym rozwinięto i opisano w publikacjach naukowych i praktycznych, np. (Kosieradzka & Zawiła-Niedźwiecki, 2016; Skomra, 2015; Zawiła-Niedźwiecki, 2018).

We współczesnym zarządzaniu kryzysowym proces oceny ryzyka został podzielony na pięć podprocesów:

- ustalenie kontekstu procesu - skupiające się na identyfikacji i opisie podmiotu chronionego,
- identyfikacja zagrożeń - polegająca na identyfikacji wszelkich zjawisk oraz zdarzeń, które stanowią potencjalne ryzyko dla badanej organizacji - wynikiem podjętych działań jest wykaz zagrożeń oraz powiązania zachodzące pomiędzy nimi,
- analiza ryzyka - skupiająca się na analizie przyczyn, mechanizmu re-

alizacji zagrożenia i skutków jego wypełnienia - wynikiem podjętych działań są opracowane kryteria skutków i prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożenia,

- szacowanie ryzyka - polegające na dokonaniu oceny prawdopodobieństwa i skutku każdego zidentyfikowanego ryzyka - wynikiem podjętych działań jest skwantyfikowane ryzyko oraz opracowana macierz ryzyka,
- postępowanie z ryzykiem - skupiające się na opracowaniu działań wykonywanych w ramach tolerowania, zapobiegania i monitorowania ryzyka - wynikiem działań jest opracowanie planów postępowania z ryzykiem (Kosieradzka & Zawiła-Niedźwiecki, 2016, s. 185).

> Ocena ryzyka jest nieodłącznym elementem planowania w zarządzaniu kryzysowym. Współczesny model zarządzania kryzysowego uwzględnia cztery etapy: zapobieganie, przygotowanie, reagowanie i odbudowę

Do najważniejszych norm z zakresu zarządzania ryzykiem należą (Kosieradzka & Zawiła-Niedźwiecki, 2016, s. 24-26):

- PKN-ISO Guide 73:2012P - przedstawiająca spójne podejście do zarządzania ryzykiem i standaryzująca terminologię z nim związaną,
- PN-ISO 31000:2018-08 (wersja ang., zastępująca PN-ISO 31000:2012) - przedstawiająca ogólne zasady i wytyczne dotyczące poszczególnych faz procesu zarządzania ryzykiem w organizacji,
- BS 31100:2011 - przedstawiający praktyczne wskazówki wdrożenia zasad efektywnego zarządzania ryzykiem,
- PN-ISO/IEC 27005:2010P - przedstawiająca wytyczne dotyczące zarządzania ryzykiem związanego z bezpieczeństwem informacji,
- BSI Threat Catalogues - przedstawiająca typowe zagrożenia w systemach IT,
- ISO/IEC TR 13335 - przedstawiająca listę zagrożeń i stosowane metody w zakresie zarządzania bezpieczeństwem systemów informatycznych.

Przywołany wcześniej Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej, przyjmuje jako kluczową zasadę *proporcjonalności i działań opartych na ocenie ryzyka. Oznacza ona, że wszelkie działania podejmowane w celu zapewnienia ochrony IK powinny być proporcjonalne do poziomu ryzyka zakłócenia jej funkcjonowania. Dotyczy to zarówno przyjętego modelu ochrony IK, jej rodzajów, a także użytych sił i środków* (RCB, 2015, s. 121). Rekomendowane jest zgodne z normą (PN-ISO 31000:2018-08, 2018, s.) szacowanie ryzyka, na które składa się: identyfikacja zagrożeń, analiza ryzyka i ewaluacja ryzyka. Wskazywana jest teoria zarządzania ciągłością działania organizacji i zwrócenie uwagi na procesy krytyczne w danej organizacji. Te zaś można identyfikować stosując podejście określane analizą wpływu (BIA - *Business Impact Analysis*).

Zidentyfikowane ryzyko, które zostało ocenione, w zależności od uzyskanego rezultatu można tolerować, inaczej akceptować, unikać, minimalizować lub transferować, czyli przenosić na inne podmioty.

Od ochrony obiektów do ochrony usług

Relatywnie nowym podejście w zarządzaniu kryzysowym i bezpieczeństwie infrastruktury krytycznej jest wyodrębnienie usług kluczowych. W ustawie o cyberbezpieczeństwie usługa kluczowa jest definiowana jako usługa, która ma kluczowe znaczenie dla utrzymania krytycznej działalności społecznej lub gospodarczej, wymienioną w wykazie usług kluczowych (Dz.U. 2018 poz. 1560, 2018, s. Art. 2, pdpk. 16).

Usługi kluczowe przyporządkowywane są danego sektora, podsektora i rodzaju podmiotu. Natomiast progi istotności skutku zakłócającego nie są określane wg perspektywy geograficznego zasięgu, lecz poprzez inne parametry, takie jak: liczbę użytkowników zależnych, zależność innych sektorów, uwzględnienie skutków oddziaływania na ogólnie określaną działalność gospodarczą i społeczną oraz bezpieczeństwo publiczne.

Z usługami kluczowymi łączy się szereg wyzwań. Mianowicie obowiązująca dyrektywa, która dotyczy bezpieczeństwa sieci i systemów teleinformatycznych mówi o tym, że *...państwa członkowskie powinny być odpowiedzialne za określanie, które podmioty spełniają kryteria definicji operatora usług kluczowych (...) przy czym (...) aby zapewnić spójne podejście, definicja operatora usług kluczowych powinna być stosowana w sposób spójny przez wszystkie państwa członkowskie* (KE, 2016). Dyrektywa została transponowana do prawa krajowego w zakresie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. 2018 poz. 1560, 2018), a na opracowywanym, w randze rozporządzenia wykazie dostawców usług kluczowych (RM-110-89-18/projekt, 2018, s. Zał. 2) znajdujemy przedsiębiorstwa sektora paliwowo-energetycznego w układzie: elektroenergetyka (wytwarzanie, przesył i dystrybucja); ropa naftowa (rafinacja, produkcja i dystrybucja paliw, przesył i magazynowanie); gaz (dostawcy, przetwórcy, dystrybucja, przesył, magazynowanie, operatorzy systemu LNG).

Wnioski

Dotychczas stosowane metody oceny ryzyka w zakresie obecnych potrzeb sprawdzają się i są wystarczająco skuteczne. Wywodzące się z sektora bankowego z powodzeniem zostały zaadoptowane i są skutecznie stosowane w administracji i sektorze przedsiębiorstw.

Należy zwrócić uwagę i dostrzec znaczenie przechodzenie w zarządzaniu kryzysowym od ochrony obiektów infrastruktury krytycznej do perspektywy usług kluczowych, co wiąże się z kierunkiem przyszłej nowelizacji Ustawy o zarządzaniu kryzysowym. W konsekwencji zaś oznacza wyzwania dla operatorów infrastruktury krytycznej w zakresie oceny skutków zakłóceń ciągłości działania. Wyzwania wynikają stąd, że usługa kluczowa jest zazwyczaj zależna od kilku systemów infrastruktury krytycznej. Powiązania pomiędzy systemami należy skutecznie identyfikować, a następnie oceniać ryzyka i skutki z szerszej perspektywy współzależności, np. dostawców energii i systemów teleinformatycznych. Należy zakładać, że w planowaniu zabezpieczeń wzrośnie znaczenie podejścia sytuacyjnego, analiz scenariuszy i efektu domina (kaskady zdarzeń) i zaawansowanych metod symulacji. Nie ulega też wątpliwości, że konieczne będzie przygotowanie kadry osób zajmujących się bezpieczeństwem, a posiadających techniczne kompetencje, pozwalające na rozumienie funkcjonowania systemów infrastruktury krytycznej z perspektywy ich współzależności.

Literatura

Alexander, D. E. (2016). How to Write an Emergency Plan. Edinburgh, England: Dunedin Academic Press.

Drennan, L. T., McConnell, A., & Stark, A. (2014). Risk and Crisis Management in the Public Sector (2 edition). New York: Routledge.

Dynak Robert. (2013). Przygotowanie struktur kierowania do działania w sytuacjach kryzysowych na szczeblu lokalnym (s. 87-108). Zaprezentowano na Planowanie cywilne w systemie zarządzania kryzysowego, Józefów: Wydawnictwo Centrum Naukowo-Badawczego Ochrony Przeciwpożarowej im. Józefa Tuliszewskiego.

Dz. Urz. Min. Fin. poz. 56. (2012). Komunikat Nr 6 Ministra Finansów z dnia 6 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wytycznych dla sektora finansów publicznych w zakresie planowania i zarządzania ryzykiem.

Dz.U. 2009 nr 157 poz. 1240. (2009). Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych.

Dz.U. 2010 nr 83 poz. 542. (2010). Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie planów ochrony infrastruktury krytycznej.

Dz.U. 2018 poz. 1560. (2018). Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa.

Dz.U. z 2017 r., poz. 209. (2017). Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym.

Gołębiewski, J. (2015). Zarządzanie kryzysowe na szczeblu samorządowym: teoria i praktyka. Warszawa: Difin.

ISO/IEC. (2009). IEC 31010:2009 Risk management - Risk assessment techniques.

KE. (2008). Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L.345/75.

KE. (2013). DECYZJA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY NR 1313/2013/EU z dnia 17 grudnia 2013 r. w sprawie Unijnego Mechanizmu Ochrony Ludności. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L347/924.

KE. (2016, lipiec 19). Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L.194/1. Pobrano z http://data.europa.eu/eli/dir/2016/1148/oj/pol

Kosieradzka, A., & Zawiła-Niedźwiecki, J. (Red.). (2016). Zaawansowana metodyka oceny ryzyka w publicznym zarządzaniu kryzysowym. Kraków ; Legionowo: edu-Libri.

Kosowski, B. (Red.). (2013). Planowanie w systemie zarządzania bezpieczeństwem sfery cywilnej (s. 89-106). Zaprezentowano na Planowanie cywilne w systemie zarządzania kryzysowego, Józefów: Wydawnictwo Centrum Naukowo-Badawczego Ochrony Przeciwpożarowej im. Józefa Tuliszewskiego.

PN-ISO 31000:2018-08. (2018). Risk management - Guidelines.

RCB. (2015). Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej. Załącznik 1 Standardy służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania infrastruktury krytycznej - dobre praktyki i rekomendacje. Warszawa: Rządowe Centrum Bezpieczeństwa.

RCB. (2018). Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej. Warszawa: Rządowe Centrum Bezpieczeństwa.

RM-110-89-18/projekt. (2018). Projekt Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 września 2018 r. w sprawie wykazu usług kluczowych oraz progów istotności skutku zakłócającego incydentu dla świadczenia usług kluczowych.

Skomra, W. (Red.). (2015). Metodyka oceny ryzyka na potrzeby systemu zarządzania kryzysowego RP. Warszawa: Szkoła Główna Służby Pożarniczej: BEL Studio.

Zawiła-Niedźwiecki, J. (2018). Od zarządzania ryzykiem operacyjnym do publicznego zarządzania kryzysowego: wyzwania badawcze. Kraków; Legionowo: edu-Libri.

Prezentowane wyniki badań są częścią projektu badawczo-rozwojowego NCBiR pt. Wysokospecjalistyczna platforma wspomagająca planowanie cywilne i ratownictwo w administracji publicznej Rzeczypospolitej Polskiej oraz w jednostkach organizacyjnych Krajowego Systemu Ratowniczo Gaśniczego, nr umowy DOB - BIO7/11/02/2015 realizowanego przez konsorcjum: Politechnika Warszawska (Wydział Zarządzania), Medcore sp. z o.o.

ORIONTEC®

ODPOWIEDZIALNE UZDATNIANIE WODY

INSTALACJE UZDATNIANIA WODY

- ULTRAFILTRACJA UF
- NANOFILTRACJA NF
- ODWRÓCONA OSMOZA RO
- ELEKTRODIALIZA ODWRACALNA EDR
- COMAG/BIOMAG
- ODGAZOWYWANIE MEMBRANOWE
- ELEKTORDEJONIZACJA EDI
- INSTALACJE JONITOWE
- URZĄDZENIA CIP

PRODUKTY

- MEMBRANY DO RO I UF
- ŻYWICE JONOWYMIENNE
- LAMPY UV DO DEZYNFEKCJI WODY
- DYSZE FILTRACYJNE
- WKŁADY FILTRACYJNE
- CHEMIKALIA DO ODWRÓCONEJ OSMOZY

USŁUGI

- SERWISOWE
- PROJEKTOWE
- DIAGNOSTYCZNE

ORIONTEC Sp. z o. o. Sp. k., Mazańcowice 57, 43-391 Mazańcowice (k. Bielska-Białej)
e-mail: oriontec@oriontec.pl, www.oriontec.pl
POLSKI PRODUCENT INSTALACJI UZDATNIANIA WODY

Tel. +48 33 814 60 22
Fax. +48 33 814 40 93

Artur Michałowski, Zastępca Prezesa Zarządu, PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

Gospodarcze wykorzystanie metanu z pokładów węgla

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. funkcjonuje na rynku od kwietnia 2017 r. Wcześniej działaliśmy pod nazwą Spółka Energetyczna „Jastrzębie" SA. Początki Spółki Energetycznej „Jastrzębie" sięgają 1995 r. Firma powstała na bazie kopalnianych oddziałów energetycznych elektrociepłowni: Zofiówka, Moszczenica, Pniówek oraz Suszec, które zaopatrywały w energię elektryczną i ciepło kopalnie i zakłady JSW oraz mieszkańców miasta Jastrzębia-Zdroju. We wrześniu 2017 r. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa połączyła się z Przedsiębiorstwem Energetyki Cieplnej Jastrzębie-Zdrój i jako jedna firma weszła w skład Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA.

Aktualnie podstawowa działalność spółki to produkcja ciepła, energii elektrycznej, sprężonego powietrza i energii chłodniczej. Jesteśmy jednym z największych dostawców ciepła dla mieszkańców w naszym regionie. Przodujemy w zakresie energetycznego zagospodarowania gazu kopalnianego z odmetanowania kopalń w układach kogeneracyjnych. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej produkowanej w spółce są PGNiG Oddział Obrotu Hurtowego (OOH), kopalnie Jastrzębskiej Spółki Węglowej oraz Spółka Restrukturyzacji Kopalń, natomiast jeżeli chodzi o produkowane u nas ciepło - kopalnie Jastrzębskiej Spółki Węglowej oraz w głównej mierze spółdzielnie mieszkaniowe w Jastrzębiu-Zdroju, Wodzisławiu Śląskim, Raciborzu, Żorach, Czerwionce-Leszczynach, Rybniku, Kuźni Raciborskiej i Knurowie.

Początki procesu - jak to się stało, że na Śląsku zaczęto wykorzystywać metan

Pierwotnie cały metan pozyskany i zagospodarowany w górnictwie przez służby odmetanowania kopalń wypuszczano do atmosfery, co było tańszym rozwiązaniem niż jego dalsze zagospodarowanie. Górnicy mieli dzięki temu bezpieczniejsze warunki pracy. W miejscach ich pracy metan miał nie przekraczać stężenia 0,5%.

Pierwsza próba gospodarczego wykorzystania gazu z odmetanowania kopalń sięga lat 60. ub. w. Próbę przeprowadzono w KWK Moszczenica, gdzie GIG i Dyrekcja ROW poprzez zabudowany na zewnątrz palnik gazowy dokonały spalenia metanu. Próba wypadła pomyślnie i tym samym potwierdzono możliwość gospodarczego wykorzystania metanu pochodzenia kopalnianego. Podjęta została decyzja, że paliwem rozpałkowym w pyłowych kotłach energetycznych elektrociepłowni zawodowych zlokalizowanych przy kopalniach będzie gaz z odmetanowania - metan, zamiast tradycyjnego oleju rozpałkowego. Decyzja obejmowała 2 kotły OCG na Moszczenicy oraz 3 kotły wodne i 2 parowe w EC Zofiówka. Ponadto na pozostałych kopalniach stawiano mniejsze kotły wodne opalane metanem.

W 2017 r. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa zużyła 72,5 mln Nm3 metanu. 80% spalono w silnikach gazowych, produkując 234 907 MWh energii elektrycznej - w tym 82% w wysokosprawnej kogeneracji oraz 516 687 GJ ciepła. Pozostałe 20%

gazu z odmetanowania kopalń zużyto w kotłach wodnych poszczególnych Oddziałów oraz w największej jednostce firmy - Oddziale Zofiówka, poprzez współspalanie go z węglem w kotle parowym OP-140 współpracującym z turbiną 32 MWe.

Sprawność i moc

Łączna moc zainstalowana w 10 silnikach tłokowych wynosi 33 MW i na tym tle jesteśmy krajowym liderem. Osiągana sprawność kształtuje się tu na poziomie ponad 60%. Sprawność obliczeniowa elektryczna to 40%, sprawność całego układu z wykorzystaniem ciepła ponad 80%, a sprawność układu z wykorzystaniem pracy w trigeneracji, gdzie produkujemy jeszcze chłód, jest bliska 100%. Zdaniem ekspertów zasoby metanu na Śląsku to około 350 mld m^3. Rocznie do pozyskania jest około 1 mld m^3 czystego metanu, jeżeli chodzi o gaz wydobywany ze śląskich kopalń. Wykorzystujemy jednak zaledwie ułamek, ok. 30-40% - większość uchodzi do atmosfery razem z powietrzem wentylacyjnym. Lepiej więc go zagospodarować, np. w oparciu o silniki gazowe.

Wypuszczając gaz do atmosfery, zanieczyszczamy powietrze, natomiast dzięki spaleniu zyskujemy energię elektryczną, ciepło i nie uwalniamy takiej ilości dwutlenku węgla, jak w przypadku spalania węgla.

Pozyskiwanie i wykorzystanie metanu

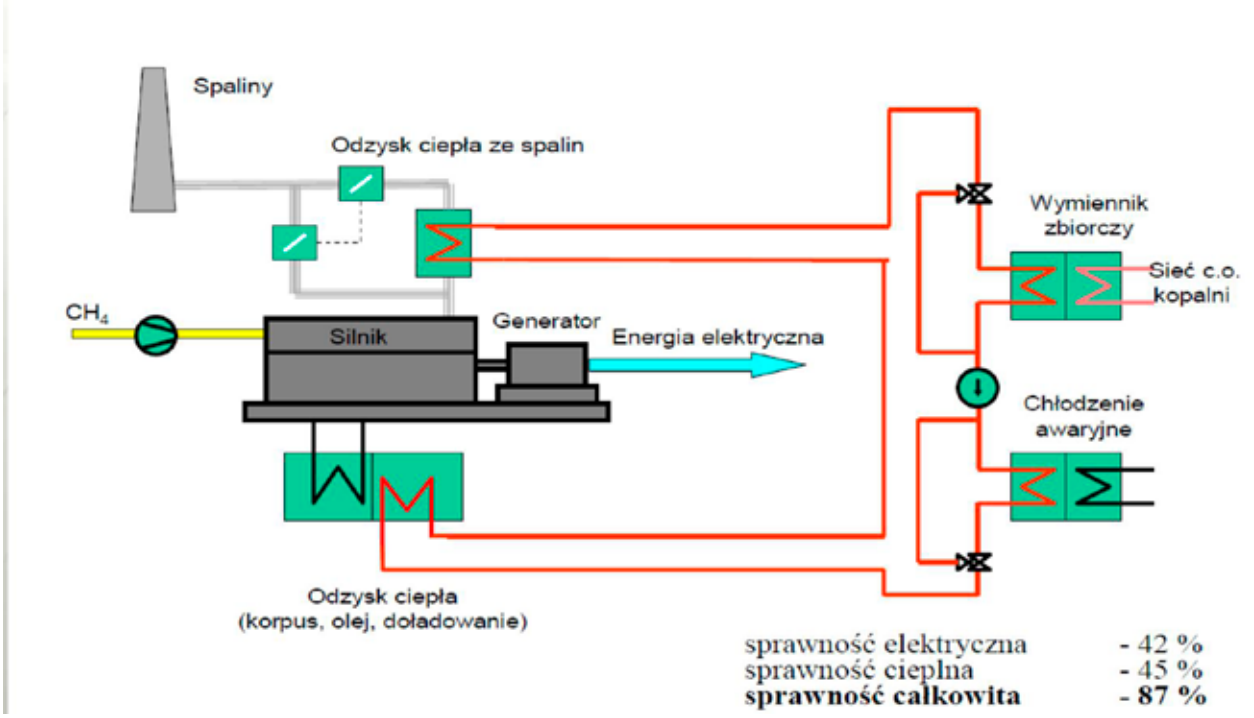
Obecnie około 40% zużywanego przez nas metanu pochodzi ze Spółki Restrukturyzacji Kopalń. Pozostała część zużywanego metanu (ok. 60%) uzyskiwana jest z kopalń Jastrzębskiej Spółki Węglowej. Taki stan rzeczy umożliwiła zmiana ustawy w 2016 r. Przed nowelizacją SRK nie miała kompetencji do sprzedaży metanu z przekazywanych jej kopalń. Długo optowaliśmy za taką zmianą w legislacji, aby metan nie był wypuszczany do atmosfery, lecz w całości zagospodarowany. Wszystko po to, aby chronić środowisko, by SRK nie pozbywała się własnego bogactwa naturalnego, a nasza spółka mogła pozyskiwać z metanu energię.

Teraz gaz ujmowany z odmetanowania kopalń z kopalń JSW oraz SRK wtłaczany jest do sieci gazowej PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A., przez którą zasilane są poszczególne Oddziały naszej firmy.

Plany na przyszłość

W związku z tym, że ilości gazu wydzielającego się w trakcie wydobycia węgla mają raczej tendencje spadkowe, a część metanowych kopalń zostaje przekazywana do likwidacji, spółka planuje rozszerzyć swoje działania o takie obszary, jak:

- wykorzystanie metanu zalegającego w zrobach nieczynnych kopalń po uzyskaniu koncesji na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów,



Układ jednostki kogeneracji na silniku tłokowym

Pracujące na Śląsku silniki gazowe spalające metan pochodzenia kopalnianego to obecnie 34 jednostki o mocy ok. 81 MW

Lp.	Spółka	moc elektryczna [MW]	ilość silników
1	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	32,90	10
2	ZEC S.A.	15,88	10
3	JSW S.A.	17,90	5
4	PGG S.A.	6,98	5
5	ZPC Żory	4,98	3
6	Cetus	2,00	1
SUMA		80,64	34

- rozszerzenie swojego obszaru działania poza kopalnie Jastrzębskiej Spółki Węglowej,
- czynny udział w projektach B+R mających na celu wzrost ujęcia i wykorzystania metanu z kopalń czynnych i w trakcie likwidacji,
- stosowanie agregatów silnikowych mających możliwość zużywania gazu o bardzo dużej zmienności koncentracji metanu.

Oczywiście proces spalania nie jest taki prosty. Główny problem wynika z tego, że koncentracja pozyskiwanego gazu waha się w granicach 50-60% CH_4, bądź mniej. W tym miejscu ścierają się interesy naszej spółki i firm zajmujących się odmetanowaniem kopalń. Potrzebujemy metanu, którego spalanie byłoby bezpieczne i jednocześnie opłacalne.

Staramy się wykorzystać zasoby tego gazu zalegające w nieczynnych kopalniach, co oczywiście wymaga uzyskania koncesji.

Chcielibyśmy poszerzyć skalę naszej działalności. Polska Grupa Górnicza to kilkanaście kopalń węgla kamiennego - w tym kilka metanowych. PGG dysponuje silnikami gazowymi, za których serwis i konserwacje sporo płaci firmom zewnętrznym. Zależy nam na przejęciu tych silników oraz zabudowanie dodatkowych. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa ma wysokie kompetencje, jeżeli chodzi o wykorzystanie metanu i obsługę silników gazowych.

Wykorzystanie metanu pochodzenia kopalnianego

Nie jesteśmy oczywiście jedyną firmą wykorzystującą gaz do wytwarzania energii. Na samym Śląsku trudnią się tym również inne podmioty spalające metan w celach energetycznych. Muszę przyznać, że mimo konkurencji jest to dobry pomysł biznesowy oraz korzystne rozwiązanie dla środowiska. Chcielibyśmy, aby 100% tego surowca było wykorzystywane. Jeden mld m^3 to potężny zasób gazu, który po spaleniu pozwoliłby na produkcję ogromnej ilości energii elektrycznej i ciepła, a póki co wykorzystywany jest jedynie ułamek tego. Warto wspomnieć, że w 2016 r. ujęcie metanu podziemnym odmetanowaniem wyniosło ok. 342,08 mln m^3 CH_4, z czego ujęcie odmetanowaniem wyprzedzającym wyniosło tylko ok. 10% - efektywność odmetanowania wyniosła więc 36,63%.

Wentylacyjnie odprowadzono do atmosfery 591,68 mln m^3 CH_4. Podstawowym problemem jest w tej kwestii niska gazoprzepuszczalność skał na dużych głębokościach eksploatacji (głębokość poniżej 800 m). Doskonale widać, jak duża ilość surowca ulega zmarnowaniu. Nasza firma stoi na stanowisku, że trzeba zagospodarować jak najwięcej metanu. Przemawia za tym nie tylko ekonomia, lecz i względy środowiskowe. Odmetanowanie pokładów węgla i zrobów w czynnych i likwidowanych kopalniach węgla powinno zostać zintensyfikowane przez przedsiębiorców górniczych w formie działalności własnej lub zleconej, zwłaszcza że istnieją nowoczesne technologie wiertnicze. Jednocześnie nic nie stoi na przeszkodzie, by metan pozyskiwany z czynnych kopalni był w pełni wykorzystany gospodarczo. Około 100 mln m^3 ujętego w ten sposób metanu odprowadzane jest do atmosfery, co stanowi blisko 30%. Ten stan zrodził pomysł i przyczynił się do powstania projektu „Geo-Metan Gilowice".

Projekt „Geo-Metan Gilowice"

Przez 9 miesięcy 2017 r. testowego, pilotażowego, przedeksploatacyjnego wydobycia metanu ze złoża węgla kamiennego, w projekcie prowadzonym przez PGNiG SA wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym i Państwowym Instytutem Badawczym, udało się osiągnąć bardzo obiecujące wyniki. Z odwiertu wydobyto prawie 900 tys. m^3 bardzo czystego metanu, a każdej doby z pokładu o głębokości 510 m, który wcześniej poddano szczelinowaniu, uchodzi pod naturalnym ciśnieniem ok. 5 tys. m^3 gazu. Obecnie uwalniany gaz spalany jest na tzw. pochodni. PGNiG planuje w najbliższym okresie zabudować i uruchomić silnik gazowy o mocy 0,8-1 MW, który w pełni zużyje uwalniany gaz z pokładów węgla kamiennego, produkując energię elektryczną.

Nasza Grupa Kapitałowa PGNIG, w której jesteśmy od 2016 r., dąży do tego, by metan kopalniany był w jak największym stopniu zagospodarowywany. Mam nadzieję, że projekt „Geo-Metan Gilowice" jest początkiem szeroko zakrojonych działań niezbędnych do osiągnięcia tego celu. □

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.

PGNiG TERMIKA uruchamia jeden z najnowocześniejszych bloków energetycznych w Polsce

7 listopada 2018 r. w Oddziale „Zofiówka", należącym do PGNIG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A., dokonano uroczystego oddania do eksploatacji jednego z najnowocześniejszych w Polsce, wielopaliwowych bloków energetycznych o mocy 80 MWe.

fot: NE (2)

- Grupa PGNiG - odpowiadając na wyzwania rynkowe - realizuje ambitne inwestycje rozwojowe. Nowy blok energetyczny w Oddziale „Zofiówka" stanowi kluczowy element strategii bezpieczeństwa energetycznego dla mieszkańców Jastrzębia-Zdroju i kopalń funkcjonujących na tym terenie. Inwestycja pozwoli na produkcję energii elektrycznej i ciepła przez następnych 30 lat - powiedział Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Blok fluidalny CFB charakteryzuje się nie tylko najnowocześniejszymi rozwiązaniami technologicznymi, ale też kompleksową dbałością o środowisko naturalne. - *Udowadniamy, że inwestowanie w nowe moce energetyczne może być przyjazne dla natury* - podkreśla Marek Rusakiewicz, Prezes Zarządu PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa.

Wybudowany kocioł CFB jest jedyną w Polsce jednostką tego typu, która pozwala na jednoczesne spalanie aż czterech różnych paliw: węgla, paliwa niskokalorycznego (mułów), gazu z odmetanowania kopalń oraz biomasy. Dzięki zastosowanej technologii parametry techniczne bloku spełniają wymagania unijnego prawa w zakresie ochrony środowiska - dyrektywy w/s emisji przemysłowych IED.

Budowa bloku CFB była wyjątkowo trudnym wyzwaniem logistycznym i technicznym. W ramach przedsięwzięcia powstało, m.in., 55 nowych obiektów budowlanych, a 5 zostało zmodernizowanych. Realizacja bloku w znacznym stopniu prowadzona była w obrębie czynnych instalacji i urządzeń elektrociepłowni, co wymagało planowania prac w taki sposób, aby zapewniać ciągłość produkcji zakładu.

- *Mówiąc wprost, musieliśmy wybudować nowoczesną elektrociepłownię w samym środku pracującej elektrociepłowni* - dodaje Artur Michałowski, Zastępca Prezesa Zarządu PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa.

Instalacja dostarczy do krajowych odbiorców energię elektryczną i energię cieplną do pobliskich zakładów a także dla mieszkańców prawie 100-tysięcznego Jastrzębia-Zdroju. Nowy blok to 80 MW mocy elektrycznej brutto oraz ok. 125 MW mocy cieplnej. □

Podstawowe parametry techniczne bloku	
moc elektryczna brutto [MW_e]	81
moc cieplna [MW_t] (ok.)	125
moc netto w pełnej kondensacji min. [MW_e]	70
sprawność znamionowa netto podczas pracy kondensacyjnej min.:	
przy spalaniu węgla kamiennego (100%)[%]	33
Przy spalaniu węgla kamiennego (83%) i mułu (17%)[%]	32
paliwa	Węgiel kamienny, niskokaloryczne paliwo węglowe (muły), biomasa, gaz z odmetanowania kopalń, olej opałowy lekki (paliwo rozpałkowe).

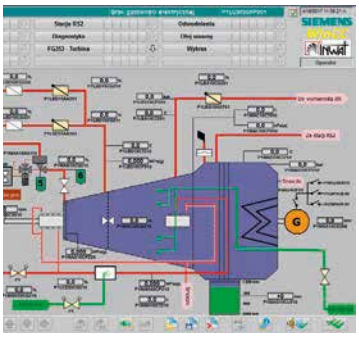
INWAT®
Rok założenia - 1989

Zakład Badawczo-Projektowy „INWAT” Sp. z o.o.

Realizacja inwestycji „pod klucz”

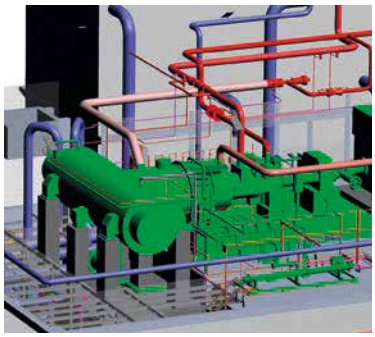
Modernizacje urządzeń i instalacji energetycznych

Audyty energetyczne

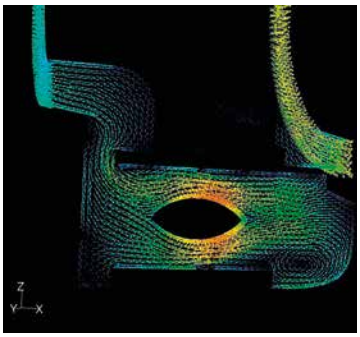


Komputerowe systemy wizualizacji i nadzoru

Prace projektowe



Wykonawstwo elementów i urządzeń



Analizy techniczne i ekspertyzy

Badania urządzeń i instalacji energetycznych

Ponad 25 lat pracy dla energetyki

www.inwat.com.pl

Dr inż. Jakub Kupecki, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP), Instytut Energetyki; National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine, USA
Mgr inż. Grzegorz Koziński, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP), Instytut Energetyki; Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Warszawska

Zastosowanie wysokotemperaturowej elektrolizy

opartej na stałotlenkowych ogniwach elektrochemicznych (SOC) w układach P2X

W artykule omówiono potencjalne zastosowanie wysokotemperaturowej elektrolizy opartej na stałotlenkowych ogniwach elektrochemicznych (SOE), jako kluczowej technologii w układach wytwarzania paliw syntetycznych, w tym paliw gazowych (P2G - power-to-gas), paliw ciekłych (P2L - power-to-liquid) oraz amoniaku (P2A - power-to-ammonia).

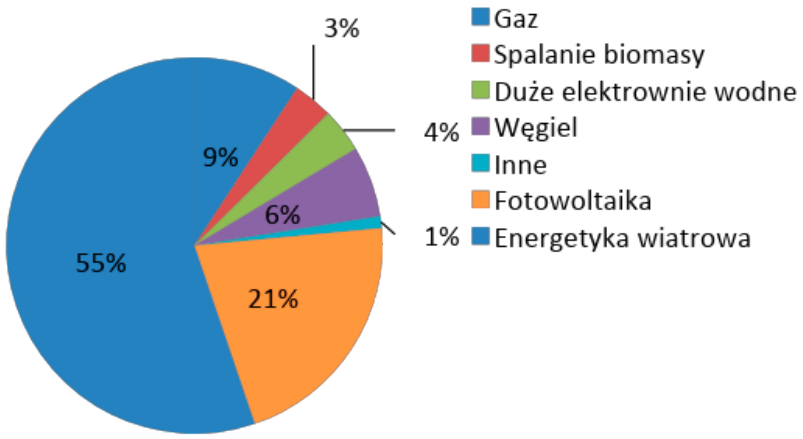
Stały rozwój odnawialnych źródeł energii oraz ich wzrastający udział w miksie energetycznym powoduje wyraźne zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce, Europie i na świecie. Zmiana paradygmatu krajowej energetyki uwidacznia się poprzez konsekwentne odchodzenie od scentralizowanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w blokach dużej mocy na rzecz jednostek mikro (< 50 kW) oraz małych (< 1 MW), pracujących w systemie energetyki rozproszonej.

Dywersyfikacja technologii konwersji energii jest obecnie gorącym tematem środowisk związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła. Niedawne debaty na temat znaczenia odnawialnych źródeł energii (OZE) są nastawione na dwa kierunki. Z jednej strony zrozumiała jest potrzeba sukcesywnej wymiany konwencjonalnych źródeł opartych o paliwa kopalne. Z drugiej strony groźba wyczerpania się istniejących zasobów w nadchodzących dziesięcioleciach stymuluje szereg inwestycji, którym nierzadko brakuje jednak dogłębnej analizy popartej oceną technicznej i ekonomicznej zasadności nowych przedsięwzięć. W rezultacie, energia odnawialna często wprowadzana jest na rynek w suboptymalnych lokalizacjach, a moc zainstalowana instalacji nie zawsze odpowiada rzeczywistemu zapotrzebowaniu odbiorcy końcowego. Wynika to z faktu, że zastosowane strategie eksploatacji nie zostały określone na drodze dogłębnych analiz istniejących warunków brzegowych i wieloparametrycznej optymalizacji.

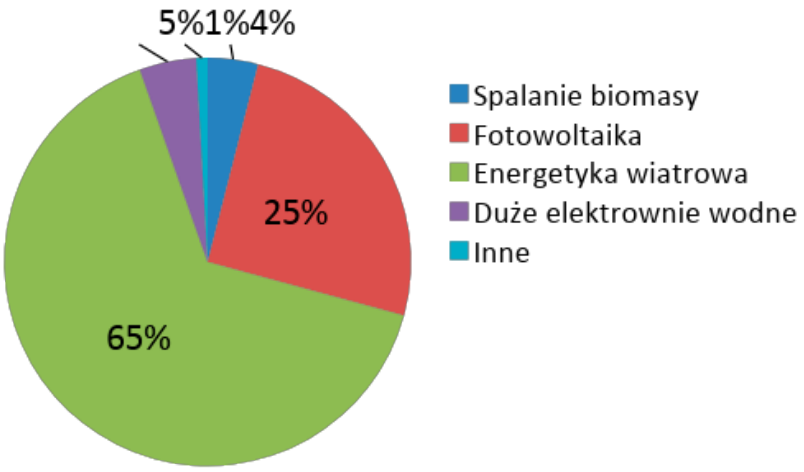
Elektrownie węglowe oferują wysokie wartości współczynnika wykorzystania mocy oraz stabilną pracę w podstawie systemu energetycznego, zaś systemy rozproszone charakteryzują się zdolnością do pracy z dynamiczną zmianą obciążenia, nadążając za bieżącym popytem na energię. Pomimo odmiennych trybów działania konwencjonalnych elektrowni i rozproszonych źródeł energii opartych o wiatr, słońce i biomasę często zestawia się je ze sobą jako technologie konkurencyjne. W rzeczywistości, jak dowodzili Pacala i Socolow [1], mix energetyczny musi z definicji obejmować technologie alternatywne, a problemy związane ze zmianą klimatu można rozwiązać po-

przez równoległe wdrażanie kilku środków obejmujących m. in.: (i) działania zorientowane na zwiększenie efektywności konwersji energii, (ii) dekarbonizację źródeł energii, (iii) dekarbonizację paliw oraz (iv) działania ukierunkowane na zrównoważone wykorzystanie lasów i gleb rolniczych.

Zgodnie z danymi raportowanymi przez World Wind Energy Association [2], sumaryczna moc zainstalowana na wszystkich turbinach wiatrowych na całym świecie do końca 2017 r. wyniosła 539 291 MW. Blisko jedna dziesiąta tej wartości (52 552 MW) odpowiada nowej mocy zainstalowanej w 2017 r., czyli nieznacznie więcej niż w 2016 r. (wartość 51 402 MW). Jest to trzeci największy wynik zainstalowanej mocy siłowni wiatrowych w ciągu jednego roku, po rekordowych wartościach dla lat 2014 i 2015. Liczby te odpowiadają wzrostowi o około 10%, zaś moc zainstalowana odpowiada ponad 5% światowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Spośród nowo zainstalowanych mocy w Europie, ponad 55% przypada na farmy wiatrowe zarówno budowane na lądzie (ang. *onshore*), jak i poza nim (ang. *offshore*) [3]. Rys. 1 przedstawia moce nowo zainstalowanych źródeł z podziałem na technologie. Analogicznie, rys. 2 przedstawia nowo zainstalowane moce w źródłach odnawialnych.



Rys. 1. Nowe moce zainstalowane w Europie w 2017 r., na podstawie [3]

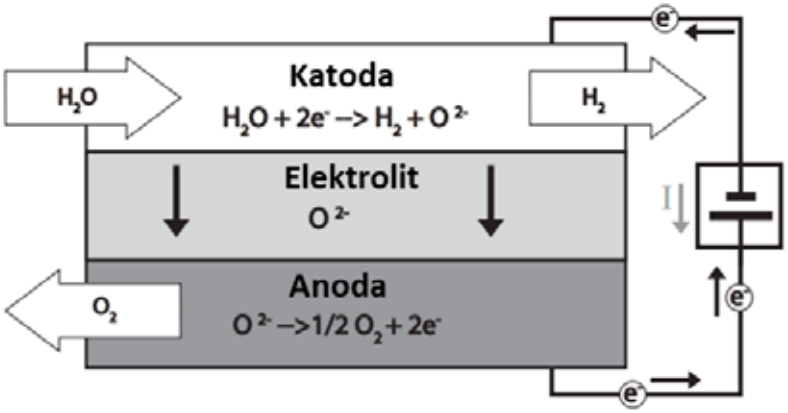


Rys. 2. Nowe moce zainstalowane w źródłach odnawialnych w Europie w 2017 r., na podstawie [3]

W rzeczywistości, dalszy rozwój i wzrost udziału odnawialnych źródeł wymagają ich sprzężenia z odpowiednią pojemnością układów magazynujących energię. Jest to konieczne w celu zapobieżenia niestabilności systemu energetycznego, w którym źródła o niestabilnym charakterze pracy mają znaczący udział. Jednym z potencjalnych rozwiązań jest zastosowanie wysokotemperaturowej elektrolizy w wysokosprawnych instalacjach do konwersji nadmiarowej energii ze źródeł OZE do wodoru, metanu, paliw płynnych lub amoniaku.

Wysokotemperaturowa elektroliza w ostatnich latach przeżywa renesans. Związane jest to ze znacznym postępem w rozwoju stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych. Elektrolizery stałotlenkowe (ang. SOE – *solid oxide electrolyzer*) pracują w temperaturze w zakresie 650-900°C. Wysoka temperatura pracy zapewnia sprzyjające warunki termodynamiczne, a także zwiększa kinetykę procesu, jednakże pociąga za sobą konsekwencje w postaci potrzeby zastosowania dedykowanych materiałów. Elektrolizery SOE są układami przepływowymi, w których wodór wytwarzany jest w procesie wymagającym dostarczania pary wodnej do części katodowej oraz utleniacza do części anodowej, zgodnie ze schematem przedstawionym na rys. 3.

W rzeczywistym elektrolizerze stopień konwersji pary zależny jest od obciążenia jednostkowego powierzchni aktywnej elektrolizera oraz strumienia podawanej pary. W celu zapewnienia długotrwałej eksploatacji elektrolizerów SOE, konieczna jest częściowa recyrkulacja wodoru w celu zapewnienia atmosfery redukcyjnej w części katodowej,



Rys. 3. Schemat działania stałotlenkowego elektrolizera (SOE)

co typowo odpowiada stężeniu wodoru w parze w zakresie 3-10%. Produktem ubocznym wytwarzania wodoru jest tlen, którego stężenie w najbardziej zaawansowanych elektrolizerach wynosi ok. 50% na wylocie z części anodowej. Dalsze zwiększanie koncentracji gazu może niekorzystnie wpływać na stabilność materiałów elektrolizera, jednakże jest jednym z kierunków badawczych.

Możliwe zastosowania oraz przykładowe instalacje

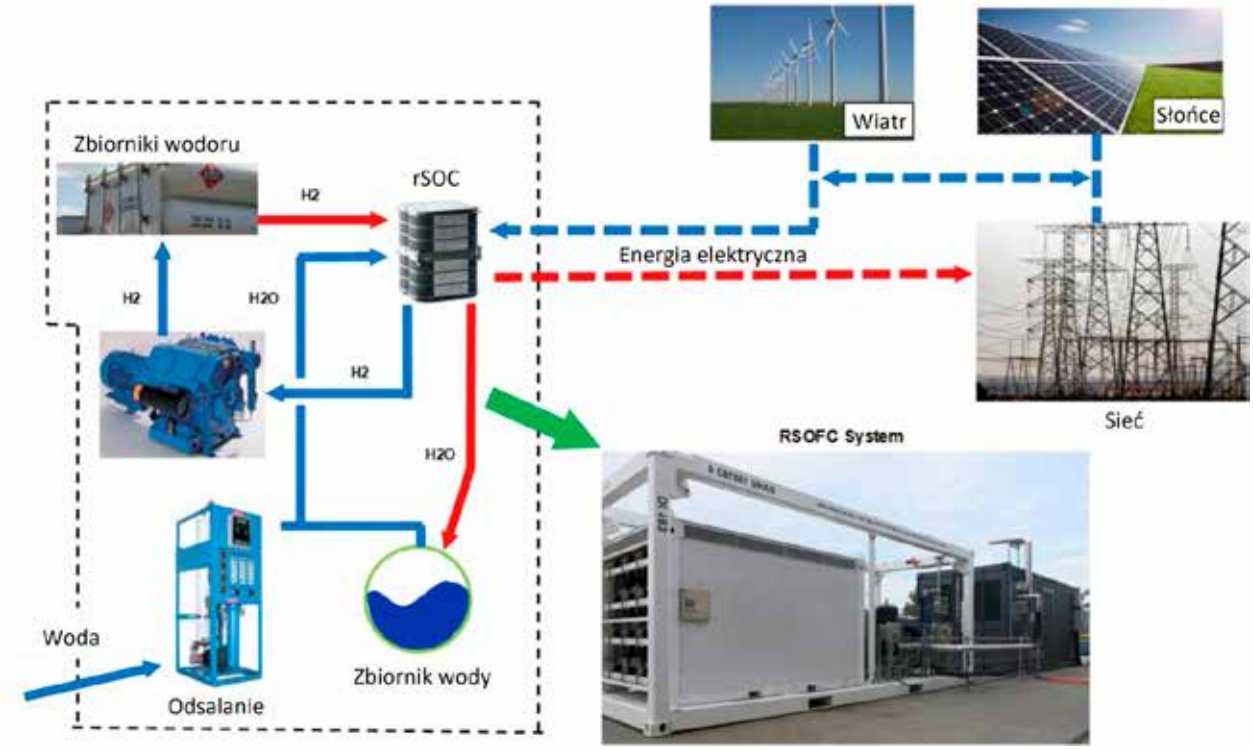
Elektrolizery SOE, jako moduły wytwarzania wodoru mogą zostać wykorzystana w układach:

(i) wytwarzania jedynie wodoru (ang. P2H - *power-to-hydrogen*), (ii) wytwarzania metanu lub SNG (ang. P2G - *power-to-gas*), (iii), paliw płynnych (ang. P2L - *power-to-liquid*), oraz (iv) amoniaku (ang. P2A - *power-to-ammonia*). Obszar zastosowania wysokotemperaturowej elektrolizy wykracza zatem poza jedynie magazynowanie energii elektrycznej w formie wodoru i umożliwia zastosowanie w gazownictwie, transporcie i przemyśle chemicznym. Wykorzystanie elektrolizerów SOE pozwala także na sprzężenie systemu gazowego z siecią elektroenergetyczną w myśl koncepcji sector coupling.

Ważnym przykładem wykorzystania technologii rSOC do bilansowania systemu jest magazyn stworzony przez konsorcjum firm Boeing i Sunfire. Magazyn produkuje wodór pobierając energię z sieci w czasie kiedy podaż przekracza popyt (najczęściej podczas dużej produkcji energii ze źródeł odnawialnych). Gaz jest następnie sprężany i zatłaczany do dedykowanych zbiorników. Kiedy następuje potrzeba wykorzystania zmagazynowanej energii, wodór wykorzystywany jest jako paliwo po przełączeniu instalacji do działania w trybie ogniw paliwowych, produkując energię elektryczną. Wadą tego rozwiązania jest jednak stosunkowo niska sprawność, która dla wspomnianej instalacji wyniosła 30%. Wartość ta jest odległa od technicznych możliwości uzyskania sprawności na poziomie 47-50% ze względu na fakt, iż omawiana instalacja była jedynie układem demonstracyjnym przewidzianym do prowadzenia badań. Warty uwagi jest fakt, iż istnieje możliwość znaczącego podwyższenia sprawności poprzez sprzężenie elektrolizerów z zewnętrznym źródłem pary [4]. Wodór wytworzony w elektrolizerach SOE może być domieszkowany do gazu ziemnego i zatłaczany do sieci gazowej. W tym zakresie obowiązują jednak dodatkowe ograniczenia techniczne i administracyjno-prawne.

Poza wykorzystywaniem czystego wodoru istnieje możliwość użycia go jako substratu do produkcji substytutu gazu ziemnego (ang. SNG - *synthetic natural gas*) w reakcji Sabatiera. SNG, którego głównym składnikiem jest metan, może zostać wtłoczony do sieci gazowej, bądź wykorzystany jako paliwo do pojazdów napędzanych przez CNG lub LNG. Drugim substratem potrzebnym w procesie Sabatiera jest dwutlenek węgla, który może pochodzić na przykład z elektrowni węglowych. CO_2 wykorzystywane w ten sposób, a nie emitowane do atmosfery może wpłynąć na redukcję kosztów operacyjnych elektrowni związanych z zakupem mniejszej ilości pozwoleń na emisję gazów do atmosfery. Reakcja metanizacji może także służyć do wzbogacania biogazu w SNG. Co ciekawe, istnieje możliwość przeprowadzania biologicznej metanizacji jeszcze wewnątrz biogazowni w postaci tzw. reaktora in situ. Z wodoru i tlenku węgla możliwa jest także produkcja ciekłych paliw węglowodorowych w reakcji Fischera-Tropscha. Paliwa produkowane w ten sposób są pozbawione zanieczyszczeń w postaci związków siarki i azotu. Istnieje także możliwość produkcji amoniaku z wykorzystaniem metody Habera i Boscha. Temperatura tego procesu wynosi typowo 650°C, co odpowiada warunkom pracy elektrolizerów SOE. Dzięki takiemu połączeniu możliwy jest znaczny wzrost sprawności instalacji, a oszczędność energii może sięgać nawet 40% [5].

Przykładem zastosowania stałotlenkowej elektrolizy jest wspomniana już wcześniej instalacja z odwracalnymi ogniwami elektrochemicznymi (ang. rSOC - *reversible solid oxide cell*), zaprojektowana i zbudowana jako efekt współpracy Boeing i Sunfire. Moc elektryczna na zaciskach stosu SOE wynosi 120 kW, co odpowiada wydajności ok. 3,5 kg wodoru na godzinę. Para wodna potrzebna do tego procesu może pochodzić ze źródła odpadowego (jeżeli takie jest dostępne), bądź może być produkowana wewnątrz instalacji z przygotowanej wody (odsalanie i dejonizacja). W trybie wytwarzania ener-

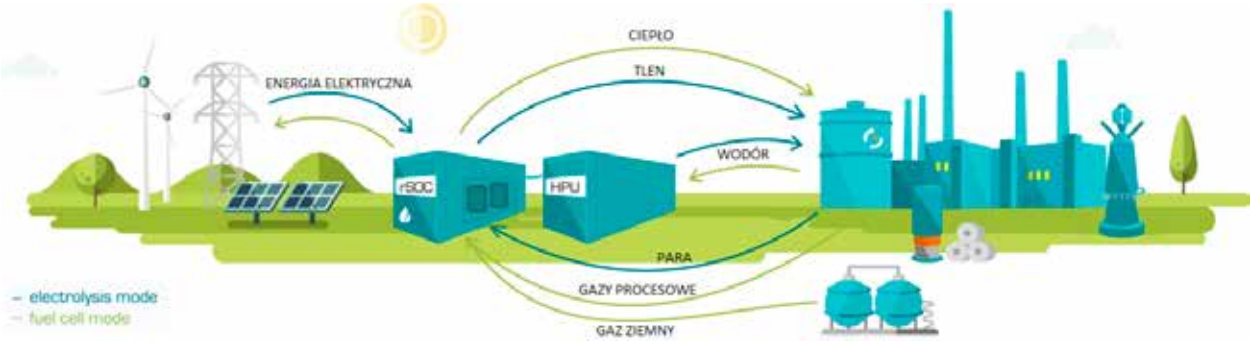


Rys. 4. Schemat instalacji rSOC, na podstawie [4]

gii układ osiąga moc dochodzącą do 50 kW. Schemat instalacji widoczny jest na rys. 4.

Drugim przykładem instalacji jest finansowany ze środków europejskich poprzez Wspólną Inicjatywę Ogniw Paliwowych i Wodoru (ang. FCH-JU - *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking*) projekt GrInHy (*Green Industrial Hydrogen*) zlokalizowany w Niemczech, przy hucie stali i żelaza Salzgitter Flachstahl Gmbh. Celem projektu jest implementacja oraz weryfikacja funkcjonalności technologii rSOC w zastosowaniach przemysłowych. Wodór oraz tlen produkowane w elektrolizerze o mocy 150 kW, są wykorzystywane na potrzeby procesowe huty. W okresach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną przy jednoczesnym braku pokrycia tego zapotrzebowania przez źródła odnawialne, ogniwa pracujące w trybie generacji prądu wytwarzają energię elektryczną z wodoru, bądź gazu naturalnego. W dalszym horyzoncie rozważane jest zasilanie instalacji gazami procesowymi z huty. Produkowane w tym trybie ciepło jest zużywane na potrzeby zakładu. Schemat koncepcyjny instalacji przedstawiono na rys. 5.

Instalacja generacji pary do elektrolizera wykorzystuje ciepło odpadowe pochodzące z procesów przemysłowych, dzięki czemu sprawność elektrolizy dochodzi do 80% dla punktu projektowego systemu. Moc elektryczna



Rys. 5. Schemat systemu GrInHy, na podstawie [6]

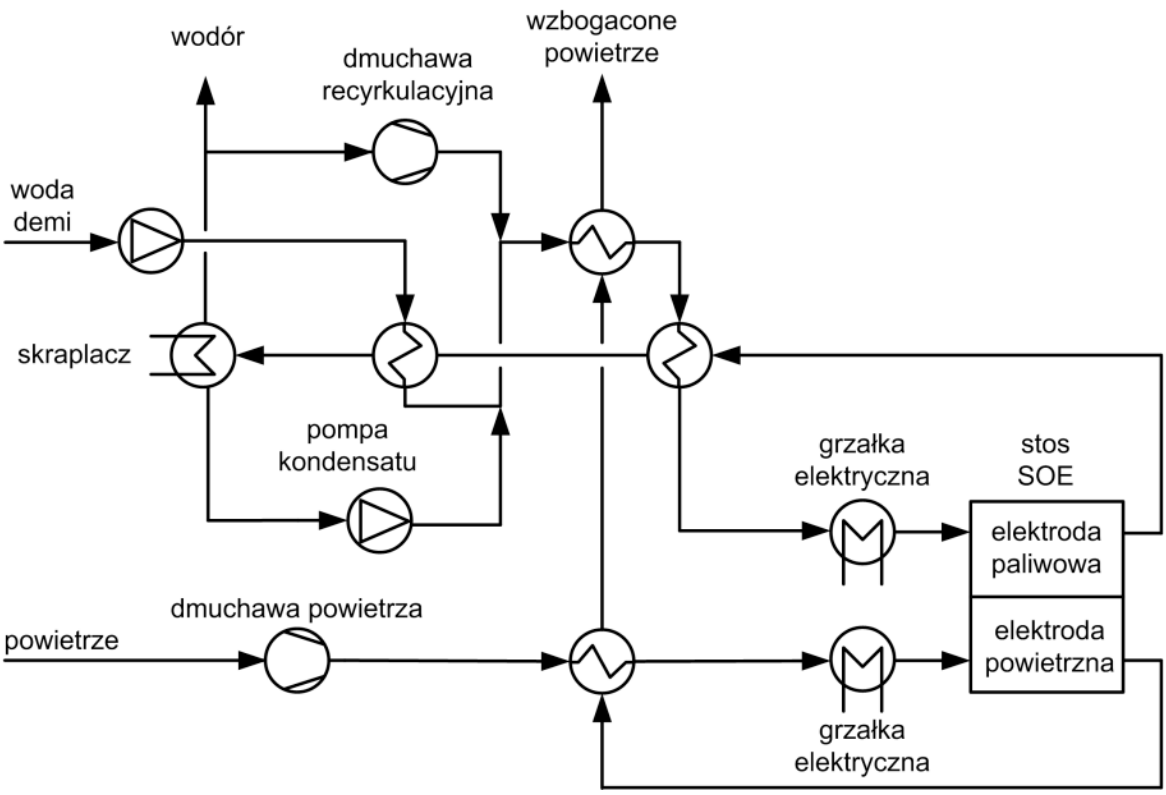
systemu podczas pracy w trybie ogniw paliwowych wynosi 25 kW, zaś sprawność elektryczna układu zasilanego gazem ziemnym osiąga 50%. Zamiana paliwa na wodór skutkuje obniżeniem sprawności do poziomu 48% z jednoczesnym wzrostem mocy elektrycznej do 30 kW.

Trzecia przykładowa instalacja to obiekt rozwijany w ramach trwającego od 2014 r. projektu HELMETH - Integrated High-Temperature Electrolysis and METHanation for Effective Power to Gas Conversion, którego celem jest opracowanie demonstratora technologii P2G, łączącego elektrolizę stałotlenkową oraz metanizację CO_2 do produkcji SNG. Elektroliza, która przebiega w warunkach podwyższonego do 15 bar ciśnienia jest zintegrowana cieplnie z egzotermicznym reaktorem metanizacji. To rozwiązanie sprawia, że sprawność elektryczna instalacji osiąga wartość bliską 100%, co jednak wynika z nieuwzględnienia w bilansie energetycznym ciepła odpadowego. Metan wytworzony w instalacji jest zatłaczany do sieci gazowej. Całkowita sprawność systemu, pomiędzy energią elektryczną, a energią zawartą w metanie wynosi 76%. Jest to jednak wartość poniżej oczekiwanego poziomu 85% założonego w projekcie [7].

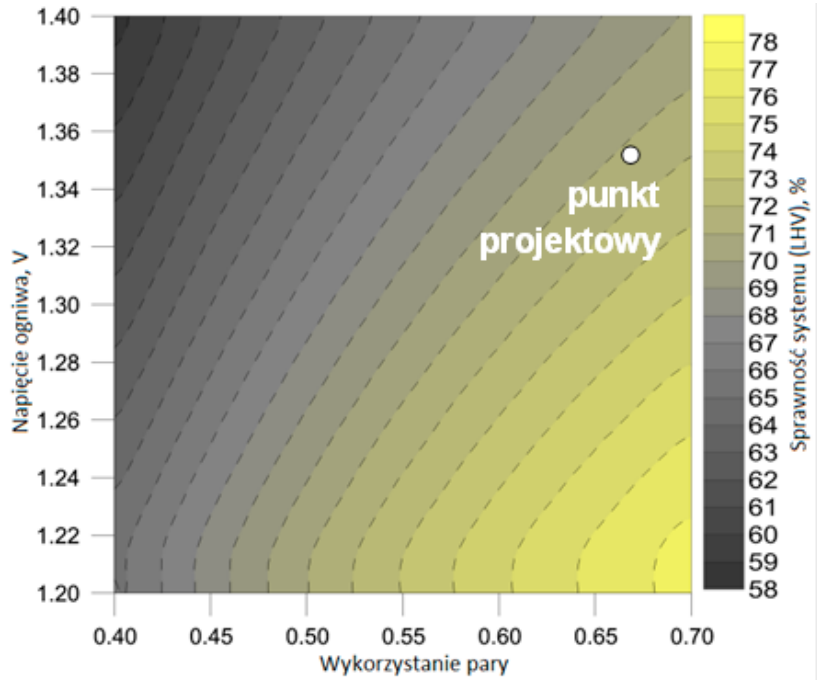
Sprawnościowa analiza wytwarzania wodoru w elektrolizerze SOE

W celu określenia potencjału układu z elektrolizerem SOE, przeprowadzono wstępną ocenę sprawności instalacji klasy 10 kW. Przedmiotem analizy była instalacja przedstawiona na schemacie (rys. 6). Przyjęte zostały konserwatywne założenia dotyczące osiągów elektrolizerów SOE. Założenia te bazują na danych eksperymentalnych pozyskanych w Zakładzie Wysokotemperaturowych Ogniw Paliwowych (HiTEP) Instytutu Energetyki (IEN), w których badane były ogniwa SOE wytworzone w Oddziale Ceramiki CEREL IEN.

Uwzględniając możliwe zmiany obciążenia elektrycznego elektrolizera SOE oraz możliwość jego eksploatacji w temperaturze 650-850°C określono sprawność elektryczną. We wstępnych obliczeniach uwzględniony został współczynnik wykorzystania pary, którego zwiększanie korzystnie przekłada się na uzyskiwaną sprawność wytwarzania wodoru. Zgodnie ze schematem (rys. 6) wzrost wykorzystania pary prowadzi do obniżenia strat układu w wytwornicy pary oraz w skraplaczu, jak również pozwala na obniżenie mocy pompy kondensatu. Dla tak zdefiniowanego schematu procesowego, wyznaczona została sprawność w funkcji napięcia ogniwa SOC pracującego ja-



Rys. 6. Schemat analizowanego systemu, na podstawie [8]



Rys. 7. Mapa sprawności rozważanej instalacji wytwarzania wodoru ze stałotlenkowym elektrolizerem

ko elektrolizera oraz w funkcji wartości współczynnika wykorzystania pary. Uzyskane wyniki przedstawia rys. 7, na którym zaznaczono także znamionowy punkt pracy instalacji. Jego lokalizacja wynika z uwzględnienia dodatkowych marginesów bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń pomocniczych rozważanego układu.

Wyniki obliczeń wskazują na możliwość uzyskania sprawności wytwarzania wodoru do 78% już w instalacji o mocy 10 kW.

Wnioski

Elektrolizery SOE stanowią wysokosprawne urządzenie do wytwarzania wodoru dla potrzeb magazynowania energii elektrycznej w postaci paliwa syntetycznego. Wodór może być produktem finalnym pracy instalacji lub może być wykorzystany do wytworzenia metanu, paliw ciekłych lub amoniaku. Z tego względu możliwe zastosowania obejmują także integrację elektrolizerów SOE z instalacjami przemysłowymi, rafineryjnymi i chemicznymi.

Elektrolizery SOE pracują w wysokiej temperaturze, co przekłada się na ich wysoką sprawność, możliwość integracji z układami wysokotemperaturowymi, zagospodarowaniem nisko- i średnio-temperaturowego ciepła odpadowego. Wysoka temperatura pracy stałotlenkowych elektrolizerów pozwala na bezpośrednie zasilanie ich parą z upustów turbiny parowej, co stanowi główną korzyść w przypadku sprzężenia z klasycznymi blokami parowymi lub gazowo-parowymi. W tym zakresie, potencjalną korzyścią jest także waloryzacja tlenu, który stanowi produkt uboczny wytwarzania wodoru.

Technologia elektrolizerów SOE jest na wczesnym etapie rozwoju, jednakże obserwowany jest systematyczny i znaczący postęp w zakresie osiągów i żywotności ogniw pracujących jako elektrolizery. Zidentyfikowane obszary badawcze dotyczą doboru materiałów i zapewnienia ich długotrwałej eksploatacji, nowych rozwiązań konstrukcyjnych stosów ogniw SOC pracujących jako elektrolizery SOE, badań i optymalizacji struktur układów P2G, P2L oraz P2A. Instytut Energetyki realizuje kilka projektów badawczych dotyczących wysokotemperaturowej elektrolizy, zaś 4 pracowników realizuje w tym obszarze prace doktorskie w ramach programu Doktoraty Wdrożeniowe Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Literatura

[1] S. Pacala, R. Socolow, Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies, Science. 305(2004) 968.

[2] https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/, dostęp 12 września 2018.

[3] D. Fraile, A. Mbistrova, Wind in power 2017 - Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, 2018.

[4] Posdziech O, et al., Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis, International Journal of Hydrogen Energy (2018), https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.169.

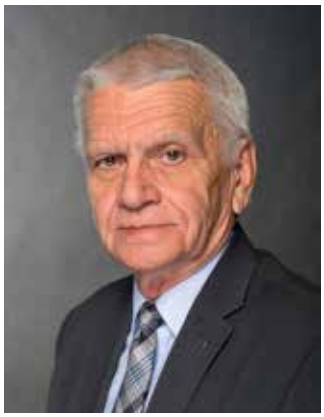
[5] Cinti G., Frattini D., Jannelli E., Desideri U., Bidini G., Coupling Solid Oxide Electrolyser (SOE) and ammonia production plant, Applied Energy, 192, 466-476 (2017).

[6] www.green-industrial-hydrogen.com/, dostęp 25 października 2018.

[7] Manuel Gruber, Petra Weinbrecht, Linus Biffar, Stefan Harth, Dimosthenis Trimis, Jörg Brabandt, Oliver Posdziech, Robert Blumentritt; Power-to-Gas through thermal integration of high-temperature steam electrolysis and carbon dioxide methanation - Experimental results; Fuel Processing Technology; 2018, 181, 61-74.

[8] Kupecki J. Motylinski K., Skrzypkiewicz M., Naumovich Y., Brouwer J., Energy analysis of 10 kW-class power-to-gas system based on solid oxide electrolysis (SOE) stack, Materiały V Konferencji International Conference on Contemporary Problems in Thermal Engineering (CPOTE 2018), Gliwice, Polska, 18-21 września 2018.

□



Dr inż. Krzysztof Biernat, prof. ndzw., Szef Pionu Paliw Płynnych i Biogospodarki, Przemysłowy Instytut Motoryzacji

Paliwa alternatywne.

Wybrane technologie wytwarzania paliw alternatywnych - cz. 2

Omówienie technologii otrzymywania paliw alternatywnych znacznie przekraczałoby możliwą do przyjęcia objętość prezentowanego materiału. Stad też skupiono się na ogólnym przedstawieniu wybranych technologii, obiecujących w zakresie stanu rozpoznania i możliwości ich wdrażania.

Procesy zgazowania i pirolizy

Aktualnie, w zakresie przetwarzania substancji odpadowych, głównie na cele energetyczne, znane są powszechnie technologie oparte w zasadzie na procesach zgazowania lub pirolitycznych i ich odmian, prowadzących do otrzymania i przetworzenia katalitycznego lub fermentacji w określonych warunkach gazu syntezowego lub popirolitycznego bezpośrednio lub też wzbogaconego o wodór na przykład w dwustopniowym procesie hydropirolizy. Uwzględniając rozpoznanie przebiegu procesów zgazowania, niektóre źródła określają gaz syntezowy pochodzący z tych procesów jako uniwersalny nośnik energii. Możliwości wykorzystywania gazu syntezowego, a nawet popirolitycznego jako surowca do wytwarzania paliw alternatywnych lub jako nośnika energii w tak zwanym systemie rafinerii gazu syntezowego, przedstawiono na rys. 3.

Znane są instalacje do zgazowania substancji odpadowych i bezpośrednie wykorzystania otrzymanego gazu syntezowego jako nośnika energii, gdzie stosując powietrze jako czynnik zgazowujący, w reaktorze, substancje odpadowe poddawane są kolejno procesom cząstkowym, to jest suszeniu, rozkładowi termicznemu (pirolizie), a następnie spaleniu produktów rozkładu wraz z zgazowaniem karbonizatu. Istotą realizowanego procesu jest kontrolowany przebieg procesu niezupełnego utleniania w komorze zgazowującej, pozwalające na zadawanie strefowo określonych wartości temperatury procesu oraz geometrii złoża, tak aby spełnione zostały warunki dla reakcji Boudouarda, przy jednoczesnym niedomiarze czynnika zgazowującego i nadmiarze węgla w trakcie trwania procesu. Tak realizowany proces pozwala na uzyskanie gazu procesowego zawierającego metan, wodór i tlenek węgla, a odpadem po procesowym jest popiół. Efektem prostego procesu zgazowania, poza odpadowym popiołem, jest gaz o stosunkowo niskiej wartości opałowej rzędu (4...6) MJ/Nm^3. Gaz ten kierowany jest do komory spalania tak skonstruowanej, że możliwe jest uzyskanie temperatury powyżej 850°C, (około 1000°C) przez czas nie mniejszy niż 2 s, co jest zgodne z obowiązującymi przepisami w zakresie ochrony środowiska. Zastosowanie tej technologii może doprowadzić do:

- redukcji emisji szkodliwych substancji do atmosfery nawet do 99%, możliwej do osiągnięcia poprzez zastąpienie kotłów węglowych proponowaną technologią, w której zostanie zredukowana

emisja do atmosfery: NO_x do 60%, SO_2 do 99,99% i pyłu do 98%,
- zagospodarowania odpadu w miejscu jego powstawania,
- minimalnej ilość popiołów poprocesowych, ponieważ przy rocznym przerobie surowca to jest około 10 000 Mg, powstaje do 100 Mg popiołu odpadowego.

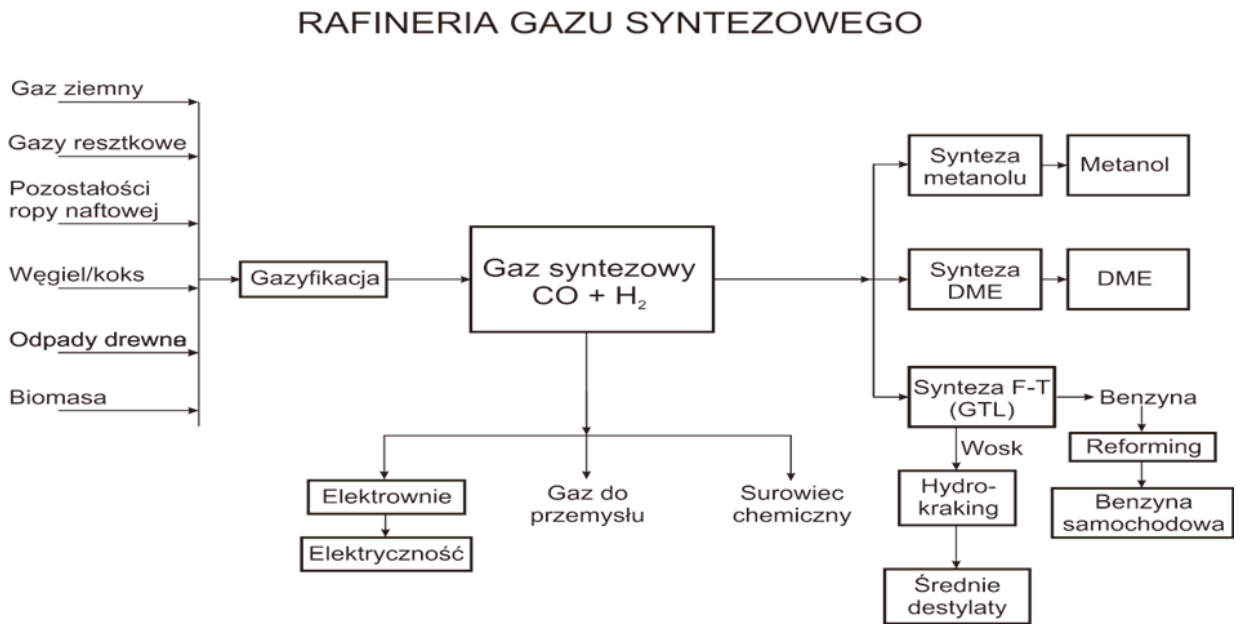
Produkty spalania gazu poprocesowego kierowane są do kotła odzysku energii na sposób ciepła, gdzie wytwarzana jest para wodna wykorzystywana jako nośnik ciepła technologicznego i bytowego. Schłodzone spaliny kierowane są do układu odpylania i odsiarczania, który zapewnić ma wychwycenie związków siarki, chloru i fluoru oraz pyłu, do wymaganego poziomu. Rozwiązanie to oparte jest na technologii półsuchej, polegającej na myciu strumienia spalin mączką wapienną, stąd też pozostałości poprocesowe, stanowiąc odpad kwalifikowany jako odpad niebezpieczny, muszą być niestety składowane. Odpad ten jednak, po odpowiedniej obróbce, mógłby być użyty do kompostowania bądź przeznaczony na cele budowlane.

Istnieje cały szereg rozwiązań, w których stosowane są procesy zgazowania, charakteryzujące się wyższą sprawnością konwersji energii wiązań gazów poprocesowych na energię w formie użytecznej, w tym poprzez stosowanie tak zwanych procesów przedpaleniskowych. Istnieją także technologie umożliwiające prowadzenie procesu pirolitycznego w sposób równoległy, w dwu komorach procesowych. W komorze pierwszej następuje zgazowanie wstępne, beztlenowe, a w drugiej piroliza (rozkład termiczny) w atmosferze wzbogaconej w wodór, z gazu syntezowego uzyskanego w pierwszej komorze reakcji. Konieczne w tym przypadku staje się zastosowanie rozwiązań technologicznych w zakresie przygotowania wsadu surowcowego, polegających na odpowiednim rozdrobnieniu surowca, jego odpowietrzenie w układzie cyklonowym, a następnie dostarczanie do komory pierwszej reaktora. Układ oczyszczania gazu syntezowego, stanowiącego końcowy produkt powinien być wyposażony w dodatkowy moduł z dobranym wypełnieniem, umożliwiający w temperaturze 1100°C, rozkład wysoko cząsteczkowych pozostałości popirolitycznych.

Procesem aktualnie wdrażanym jest proces plazmowego zgazowania odpadów, a następnie syntezy produktów zgazowania w oparciu o modyfikowany proces FT (synteza Fischer-Tropscha), prowadzący do otrzymywania paliw lotniczych spełniających wymagania „Jet" oraz wysokojakościowego oleju napędowego. Proces ten wdrażany jest przez firmę „SOLENA GROUP" dla British Airways.

Procesy HTU i HDO

Interesującym z punktu prowadzenia procesów otrzymywania paliw alternatywnych, jest proces mieszczący się w grupie procesów BtL, a nawet WtL, określany jako proces HTU (*HydroThermal Upgrading*), bazujacy na depolimeryzacji i odtlenianiu biomasy za pomocą hydrolizy i rozkładu. Proces hydropirolizy polega na tak zwanym „ogniowym" rozbiciu struktury biomasy na mniejsze elementy i odbywa się w obecności wodoru. W procesach HTU biomasę zmienia



Rys. 3. Schemat możliwości otrzymywania i wykorzystywania gazu syntezowego

się wykorzystując wodę pod wysokim ciśnieniem 100...200 atm. w wysokiej temperaturze rzędu 300...360°C przy czasie reakcji wynoszącym 5...20 min. W tym czasie roślinne struktury komórkowe zostają rozpuszczone, a następujące po sobie reakcje zmieniają ją w specyficzną biosurówkę. Produkt ten jest podobną strukturalnie do ropy naftowej cieczą, składającą się głównie z węglowodorów, ale także innych, zawierających duże ilości tlenu, związków organicznych. Taka biosurówka jest niemieszalna z wodą oraz posiada stosunkowo wysoką wartość energetyczną wynoszącą 30...35 MJ/kg. Procentowa zawartość tlenu w porównaniu do węgla i wodoru wynosi 10...18%. Zazwyczaj proces odbywa się w dwóch różnych reaktorach. Sprawność takiego procesu oblicza się na 55%, a planuje, że w przyszłości zwiększy się jeszcze o 2%.

Powyżej wymieniona biosurówka nadaje się do wykorzystania w celu:

- pozyskiwania energii elektrycznej
- produkcji paliw do silników o zapłonie samoczynnym poprzez katalityczne hydroodtlenianie (HDO).

Możliwy do uzyskania produkt, jako olej napędowy HTU z dużym prawdopodobieństwem nadawał się będzie jako dodatek do paliw, a także jako samoistne biopaliwo II generacji. Proces ten jest odpowiedni zarówno do przemiany suchej, jak i bardzo mokrej biomasy, takiej jak: resztki z przetwórstwa spożywczego, rolniczego, czy leśnego. Biorąc pod uwagę możliwości użycia mokrej biomasy to jest taniego materiału wsadowego pozyskiwanego z odpadów, bardzo możliwym jest, że akurat ten typ biomasy będzie głównie wykorzystywany do procesów HTU w celu pozyskania substratów energetycznych. W efekcie tego procesu możliwe jest uzyskanie:

- 45% biosurówki
- 25% gazu (w 90% ditlenku węgla)
- 20% wody poprocesowej
- 10% rozpuszczonych związków organicznych (kwas etanowy (octowy), etanol).

Lekka biosurówka nie zawiera żadnych związków mineralnych i z powodzeniem może zostać poddana procesom hydrodeoksydacji. Ciężka może zostać użyta jako paliwo w elektrociepłowniach bądź elektrowniach, a także częściowo poddana procesom HDO.

Technologia HTU jest ciągle w fazie eksperymentalnej. W szczególności dalszych badań wymaga przetwarzanie biosurówki w celu wytworzenia paliwa oraz użycia paliw powstałych z procesów HTU w silnikach stosowanych w samochodach.

Do procesów HTU nadaje się zarówno sucha biomasa, w postaci odpadów drzewnych, jak i biomasa mokra, bądź też bardzo mokra. Możliwość przeróbki mokrej biomasy bezpośrednio na surówkę wykorzystywaną do produkcji paliw do silników o zapłonie samoczynnym daje technologii tej dużą przewagę nad innymi, procesującymi wyłącznie biomasę wysuszoną. Wykorzystanie biomasy o dużej zawartości wody może nastąpić w dwojaki sposób: zostanie zeskładowana na wysypisku odpadów, a następnie rozłoży się bądź też zostanie poddana przeróbce termicznej poprzez hydropirolizę biomasy (proces HTU). W skutek dużej zawartości wody w odpadach proces ten jest stosunkowo efektywny energetycznie (η_e = 79%).

Procesy HTU są czystsze od konwencjonalnych sposobów pozyskania paliwa do silników o zapłonie samoczynnym, tj. procesy produkcyjne emitują do atmosfery dużo mniejsze ilości gazów cieplarnianych. Według danych literaturowych, przy wytwarzaniu produktów HTU z mokrej biomasy emisja ditlenku węgla, powstała przy produkcji energia 1 MJ z paliwa, wynosi zaledwie 35% tej, która powstaje w wyniku rafinacji prowadzącej do otrzymania oleju napędowego metodami konwencjonalnymi. Użycie suchej biomasy doprowadzić może nawet do 90% redukcji gazów cieplarnianych. Dodatkowo procesy produkcyjne nie wytwarzają żadnych pozostałości mogących zanieczyszczać powierzchnię ziemi w okolicach wytwórni.

Porównując wytwarzanie ditlenku węgla w procesach produkcyjnych paliw ze źródeł kopalnych oraz niektórych biopaliw I i II generacji, otrzymywanie oleju napędowego z procesów HTU ma prawie najkorzystniejszy bilans emisji WTW (*well-to-wheel* - jest to bilans emisji powstałej nie tylko w wyniku spalania paliwa, ale biorący pod uwagę również proces jego wytwarzania, począwszy od pozyskania surowca ze źródła). Proces HTU znajduje się w stosunkowo wczesnej fazie rozwoju, dlatego też pełny szacunek kosztów pozyskania paliwa jest trudny do obliczenia.

Lekka biosurówka może zostać użyta do pozyskania biopaliw na potrzeby transportu na szeroką skalę, jednakże mieszanina taka wymaga odpowiedniej przeróbki w celu otrzymania wysokiej jakości produktów wypuszczanych na rynek. Obecność nadmiaru tlenu zawartego w związkach tworzących powyższą mieszaninę zmniejsza jakość otrzymanego paliwa. Ulepszenie może zostać osiągnięte dzięki procesom hydrodeoksydacji (HDO, zaliczanej do metod hydrokonwersji), która z przebiegu jest podobna do procesów hydroodsiarczania, wykorzystywanych w rafinacji ropy naftowej. Uszlachetnianie wodorowe jest rozwiniętą praktyką rafineryjną, w której wykorzystywany jest zwykle siarczkowy katalizator w obecności wodoru, w celu usunięcia zbędnych atomów, takich jak: siarka, azot, tlen oraz metale z ropy naftowej. W procesach tych reakcje hydroodsiarczania (HDS) hydrodenitryfikacji (HDN), hydrodeoksydacji (HDO) oraz hydrodemetalizacji (HDM) odbywają się jednocześnie. Gdy zawartość tlenu w ropie staje się dostatecznie niska, reakcje HDO stają się drugorzędnymi w całym procesie.

W hydrokonwersji biopaliw proces HDO staje się najważniejszym z powodu wysokiej zawartości tlenu w roślinach. Warunki dla procesów HDO biopaliw są podobne do tych, które

występują podczas rafinacji ropy naftowej. Jednakże surowiec musi zostać najpierw poddany przeróbce w niskiej temperaturze (250°C) w celu uniknięcia polimeryzacji oleju w temperaturze wyższej (400°C) podczas drugiej fazy.

Reakcje w procesie HDO są wysoce egzotermiczne (emitują duże ilości ciepła do otoczenia) i powodują przyrosty temperatury rzędu 5-15 K. Procesy te odbywają się w temperaturze wynoszącej 350-450°C pod ciśnieniem 30-150 atm. Charakteryzują się wysokim zużyciem wodoru, które wynosi ok. 20% (v/v) mieszanki, co stanowi ponad dwukrotną wielkość w porównaniu do typowych procesów hydrokonwersji. Dla porównania ropa naftowa, jako mieszanina węglowodorów i innych związków organicznych, zawiera zaledwie 0,005-1,2% (v/v) tlenu. Pochodząca z procesów przemiany HTU biosurówka zawiera aż 10-18% (v/v) tego pierwiastka w różnych związkach organicznych wchodzących w jej skład. W celu wytworzenia paliw najwyższej jakości należy więc pozbyć się całkowicie tlenu z mieszanki.

Przebieg reakcji HDO dla związków typu triglicerydów można opisać w następujący sposób: gliceryd kwasu karboksylowego reaguje z cząsteczkami wodoru w obecności odpowiedniego katalizatora przechodzi w ciekłe węglowodory parafinowe o wzorze sumarycznym C_nH_{2n+2}, propan oraz wodę. W wyniku procesów deoksydacji na związkach organicznych głównymi produktami są zatem ciekłe węglowodory parafinowe. Węglowodorowe produkty tych reakcji mogą stanowić paliwo o wysokiej jakości do zastosowania w transporcie. Jakość ta w zupełności rekompensuje koszty reakcji HDO na biosurówce.

Produkty otrzymane z procesów hydrodeoksydacji biosurówki nadają się do szerokiego zastosowania energetycznego oraz transportu, ponieważ nośniki energii powstające w wyniku skojarzonej technologii HTU i HDO charakteryzują się:

- znaczącą redukcją emisji związków szkodliwych ze spalin
- spełnianiem wysokich wymagań technicznych stawianych przez producentów motoryzacyjnych
- brakiem zawartości siarki, węglowodorów aromatycznych oraz tlenu
- dużą trwałością (nie zawierają związków nienasyconych)
- niską rozpuszczalnością w wodzie
- możliwością mieszania ich w znaczących ilościach z europejskim olejem napędowym.

Proces termolizy niesegregowanych i nieoczyszczonym odpadów poliolefinowych

Proces termolizy niesegregowanych i nieoczyszczonych odpadów poliolefinowych, prowadzący do powstania ciekłych frakcji węglowodorowych, których mieszaniny spełniają wymagania europejskich norm na paliwa płynne został opracowany i opatentowany, przez firmę Hańderek Technologies, przy współpracy z Przemysłowym Instytutem Motoryzacji. Jako surowce w tej technologii mogą być stosowane odpady, których nie daje się poddać innym metodom recyklingu materiałowego. Mogą to być np. torebki foliowe, zanieczyszczone folie, różnego rodzaju opakowania konsumenckie w tym wielomateriałowe oraz odpady z przemysłu. Najodpowiedniejszymi materiałami są polietylen i polipropylen, a także polistyren, natomiast należy unikać polichlorku winylu i poliuretanów.

W przeciwieństwie do innych, powszechnie znanych technologii termicznego upłynniania polimerów takich jak piroliza, piroliza katalityczna, czy zgazowanie w połączeniu z syntezą Fischera-Tropscha, proces ten nie jest realizowany w warunkach izotermicznych. Reaktor, w którym realizowane jest upłynnianie polimerów, pracuje na zasadzie destylacji reaktywnej bez konieczności wprowadzania katalizatorów. Wzdłuż reaktora, podobnie, jak jest w kolumnie rektyfikacyjnej, występuje gradient temperatury, w granicach od 500°C do 360°C. Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe jest uzyskanie produktu ciekłego o temperaturze wrzenia do 360°C, czyli o temperaturze wrzenia charakterystycznej dla produktów uzyskiwanych z frakcjonowania ropy naftowej pod ciśnieniem atmosferycznym.

Uzyskany z reaktora upłynniania produkt ciekły zawiera duże ilości węglowodorów nienasyconych, co ogranicza jego stabilność. Z tego względu musi być poddany uwodornieniu. Uwodornienie węglowodorów nienasyconych standardowo realizowane jest za pomocą wodoru i w warunkach wysokiego ciśnienia, co wiąże się ze znacznymi kosztami. Istotną nowością tej technologii jest prowadze-

> Przyszłość alternatywnych nośników energii dla środków transportu, w tym biopaliw i biopłynów (bioliquids) do urządzeń stacjonarnych zależeć będzie od wielu czynników. Głównym uwarunkowanie stanowi dostępność surowców i skuteczność zarówno technologii wytwarzania jak i też bezpośredniej eksploatacji oraz co najważniejsze obniżenie emisji gazów cieplarnianych w tym głównie ditlenku węgla, w całym cyklu LCA (Life Cycle Assessment)

nie procesu uwodornienia pod ciśnieniem atmosferycznym w atmosferze gazu syntezowego o dobranym składzie tlenku węgla i wodoru. Umożliwia to znacząco obniżyć koszty procesu związane m.in. z doborem materiałów i budową instalacji ciśnieniowej. Uwodorniony produkt ciekły jest następnie rozdzielany w kolumnie destylacyjnej do frakcji węglowodorowych, charakterystycznych dla oleju napędowego oraz benzyn.

Wydajność procesu jest bardzo wysoka. Z odpadowego materiału polimerowego około 90% produktów końcowych stanowią węglowodory ciekłe o temperaturze wrzenia poniżej 360°C. Około 8% to produkt gazowy o wysokiej wartości opałowej, który może służyć do pozyskiwania ciepła i gazu syntezowego na potrzeby procesu, zaś produkt uboczny (do 2%) stanowi suchy karbonizat,

Wnioski

Przyszłość alternatywnych nośników energii dla środków transportu, w tym biopaliw i biopłynów (*bioliquids*) do urządzeń stacjonarnych zależeć będzie od wielu czynników. Główne uwarunkowanie stanowi dostępność surowców i skuteczność zarówno technologii wytwarzania, jak i też bezpośredniej eksploatacji oraz co najważniejsze obniżenie emisji gazów cieplarnianych w tym głównie ditlenku węgla, w całym cyklu LCA (*Life Cycle Assessment*). Uwzględniając stopień rozwoju różnych technologii przetwarzania odpadowej biomasy, wydaje się że najbardziej skuteczne i efektywne mogą być technologie zgazowania nie tylko odpadowej biomasy w celu wytwarzania biopaliw w procesach BtL, ale również procesy zgazowania odpadów przemysłowych, głównie tworzyw sztucznych, prowadzących do wytwarzania paliw alternatywnych w procesach WtL, co preferuje łącznie prowadzenie procesów xtL, jako procesów istotnie wpływających na poprawę stanu środowiska. Wydaje się więc, że gaz syntezowy w przyszłości może być traktowany jako uniwersalny nośnik energii. Potwierdzenie tej tezy mogą stanowić procesy fermentacji gazu syntezowego, umożliwiające otrzymywanie biotetanolu oraz innych węglowodorów od C_2 do C_5, to jest kwas etanowy (octowy), izopropanol, dimetyloketon, 2,3-butanodiol, butan, izobutan, kwas butanodiowy (bursztynowy), także struktur izoprenowych istotnych w procesach gospodarki o obiegu zamkniętym. Jak już wspomniano w zakresie wytwarzania paliw alternatywnych, przy istotnym współudziale zespołu autora, firma Hańderek Technologies opracowała i aktualnie wdraża opatentowaną już technologię termolizy odpadów z tworzyw sztucznych, która w warunkach ciśnienia atmosferycznego pozwala na otrzymywanie frakcji węglowodorowych mogących spełniać komponenty zarówno benzyn silnikowych, jak i olejów napędowych zgodnych z wymaganiami jakościowymi europejskich norm przedmiotowych na paliwa silnikowe, jako „drop in alternative fuels". Za perspektywiczną także można również uznać katalizowaną technologię wytwarzania gazu syntezowego z odpadowego ditlenku węgla i pary wodnej, która także wykazuje istotnie negatywny wpływ na zmiany klimatyczne. Dlatego też należy dążyć do opracowania efektywnych technologii procesów zgazowania dowolnych surowców odpadowych, oczywiście z uwzględnieniem biomasy, dla uzyskania nośników energii adaptowalnych przez współczesne silniki, zarówno transportowego, jak i stacjonarnego przeznaczenia.

Bibliografia:

[1] Technology Roadmap. Biofuels for Transport. Wyd. OECE/IEA, Paryż 2011 r.

[2] Biernat K.: Biopaliwa - definicje i wymagania obowiązujące w Unii Europejskiej, „Czysta Energia" nr 10, październik 2010 (s. 25-28).

[3] Biernat K.: Rozwój technologii wytwarzania biopaliw. „Czysta Energia" nr 11, listopad 2010 (s. 33-36).

[4] Biernat K.: Środowiskowe i energetyczne uwarunkowania technologii biopaliwowych. Wydawnictwo Forum Partnerstwa Regionalnego, Warszawa styczeń 2011 r.

[5] Biernat K. „Uwarunkowania eksploatacyjne i dystrybucyjne biopaliw w świecie", „Paliwa Płynne" nr 7/2011, s.39-43.

[6] Biernat K., Gis W.: GtL (Gas to Liquid) processes. Silniki Spalinowe 1/2012 (148) poz. 124.

[7] Samson-Bręk I., Biernat K.: Processing of municipal waste and plastic for liquid fuels - WtL technology. Silniki Spalinowe 1/2012 (148) poz.131.

[8] Biernat K. Prospective Biofuels, Rozdział 1 w monografii pod redakcją K.Biernat „Biofuels, Status of Development", Wydawnictwo INTECH, 2018r.

[9] Rostek E., Biernat K.: Analysis of the Quality Parameters of Selected Motor Biofuels Taking into Account the Current Requirements of the Worldwide Fuel Charter. Silniki Spalinowe 2012

[10] Fishman D., Majumdar R., Morello J., Pate R., Yang J., National Algal Biofuels Technology Roadmap, U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, biomass Program, U.S. DOE 2010.

[11] Gray B. H., Solar Fuel, w: Engineering&Science no. 3, 1997..

[12] Li G., Kong L., Wang H., Huang J., Xu J., Application of hydrothermal reaction in resource recovery of organic wastes, State Key Lab of Pollution Control and Resource Reuse, School of Environmental Science and Engineering, Tongji University, No. 1239 Siping Road, Shanghai 200092, China.

[13] Helsen L., Bosmans A., Waste-to--Energy through thermochemical processes matching waste with process, Department of Mechanical Engineering, KULeuven, 3001 Heverlee, Belgium.

[14] Bernstein M., Woods M., American Chemical Society, "Debut of the first practical 'artificial leaf'.", w: EurekaAlert!.

Dr inż. Mariusz Tańczuk, Energetyka Cieplna Opolszczyzny SA

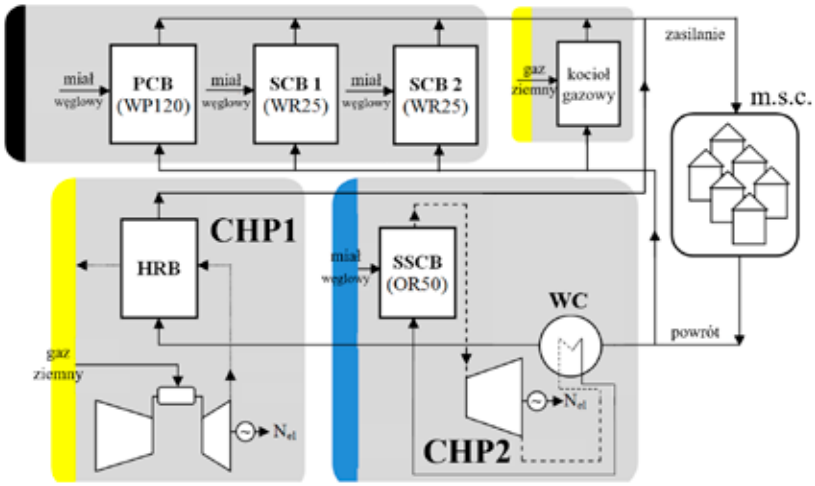
Odzysk energii odpadowej

z żużla kotła ciepłowniczego - przymiarka techniczna

Ogromne zainteresowanie nowoczesnym i efektywnym wytwarzaniem, konwersją, przesyłem i magazynowaniem energii ma obecnie miejsce zarówno w nauce, jak i w przemyśle zarówno w Polsce, jak i na świecie. Zapotrzebowanie na energię gwałtownie rośnie, a potrzeba zrównoważonego zarządzania procesami wymusza poszukiwanie nowych rozwiązań i technologii energetycznych. Jednym z rozwiązań jest oszczędzanie i odzyskiwanie energii. Energia zaoszczędzona w procesach konwersji lub odzyskana energia odpadowa mogą być traktowane jak użyteczne formy energii, których wykorzystanie daje wymierne efekty finansowe.

Jedną z obiecujących opcji odzyskiwania energii jest fizyczne wykorzystanie entalpii stałych produktów spalania, takich jak żużel i popiół, które powstają w wyniku różnych procesów technologicznych. Odzyskiwanie ciepła odpadowego z płynnych żużli piecowych stosowany jest w przemyśle ciężkim, jednak żużel generowany jest także w innych procesach, między innymi w energetyce ze szczególnym wskazaniem na ciepłownictwo bazujące na spalaniu węgla. Paliwo to nadal dominuje w strukturze paliwowej branży ciepłowniczej niektórych krajów europejskich. W Polsce ponad 40% ciepła wytwarzane jest w scentralizowanych systemach ciepłowniczych, z czego prawie 80% pochodzi z węgla kamiennego. Kotłom węglowym w systemach ciepłowniczych i energetyce towarzyszy tworzenie dużych ilości żużla i popiołu, przy czym powstawanie żużla ma miejsce podczas spalania węgla kamiennego w kotłach rusztowych dominujących w małych i średnich systemach ciepłowniczych. Ze względu na znaczną temperaturę, żużel ten może stanowić potencjalne źródło energii odpadowej. Obecnie, gorący żużel (a najczęściej mieszanina żużla i popiołów lotnych z układów odpylania) chłodzony jest w układach odżużlania, a następnie składowany lub przeznaczony do dalszego wykorzystania, np. w budownictwie. Jedną z cech charakterystycznych materiałów krzemionkowych w tym żużla kotłowego jest ich niski współczynnik przewodzenia ciepła, co znacznie utrudnia proces odzysku ciepła. Współczynnik ten w przypadku żużla ze spalania węgla waha się między 1 a 2 W/mK. Jest on także mocno zależny od temperatury żużla, która w przypadku spalania węgla w kotłach rusztowych zawiera się w przedziale od 200 do 900°C.

W niniejszym opracowaniu przeanalizowano techniczne możliwości odzysku ciepła żużla z opalanego węglem kotła rusztowego o nominalnej mocy cieplnej 45 MW, zabudowanego w miejskiej elektrociepłowni komunalnej. Celem pracy jest zarówno oszacowanie potencjału energetycznego odpadów żużla w analizowanym kotle, jak i propozycja systemu odzysku ciepła. W ramach badań zaproponowano modernizację istniejącego systemu odżużlania poprzez zabudowę układu wymiany ciepła w wannie odżużlacza. Badania wykazały, że wysoka temperatura wody przyspiesza zużycie systemu, instensyfikując procesy trybokorozji wanny odżużlaczy. Odzysk ciepła z tego systemu może obniżyć temperaturę wody, co wydłuży żywotność układu odżużlania. Po wyznaczeniu potencjału ciepła odzyskowego zaproponowano instalację odzysku ciepła odpadowego z wysokotemperaturową pompą ciepła, pozwalającą na odbiór ciepła z wanny odżużlacza i jego konwersję do ruro-



Rys. 1. Konfiguracja technologiczna analizowanego źródła ciepła miejskiego systemu ciepłowniczego

ciągu powrotnego miejskiego systemu ciepłowniczego.

Studium przypadku

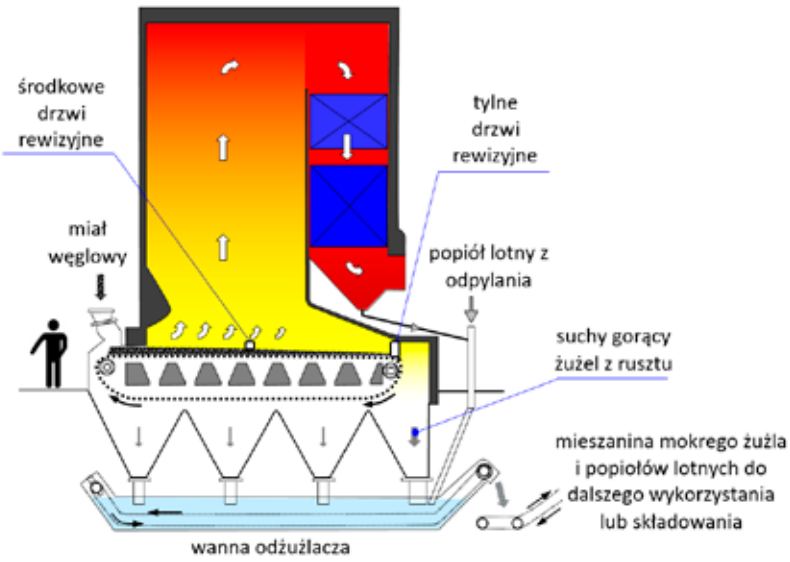
Opis analizowanego systemu

Analizowany kocioł rusztowy znajduje się w miejskiej elektrociepłowni będącej źródłem ciepła wysokotemperaturowego miejskiego systemu ciepłowniczego. Jest to kocioł parowy OR o nominalnej wydajności 50 ton pary na godzinę (co odpowiada ok. 45 MW mocy cieplnej). Nośnikiem ciepła w systemie miejskim jest woda o ciśnieniu nominalnym p_n = 1,6 MPa i nominalnej (maksymalnej) temperaturze zasilania $t_{s,n}$ = 120°C. Zgodnie z rys. 1, źródło ciepła składa się z następujących jednostek wytwórczych:

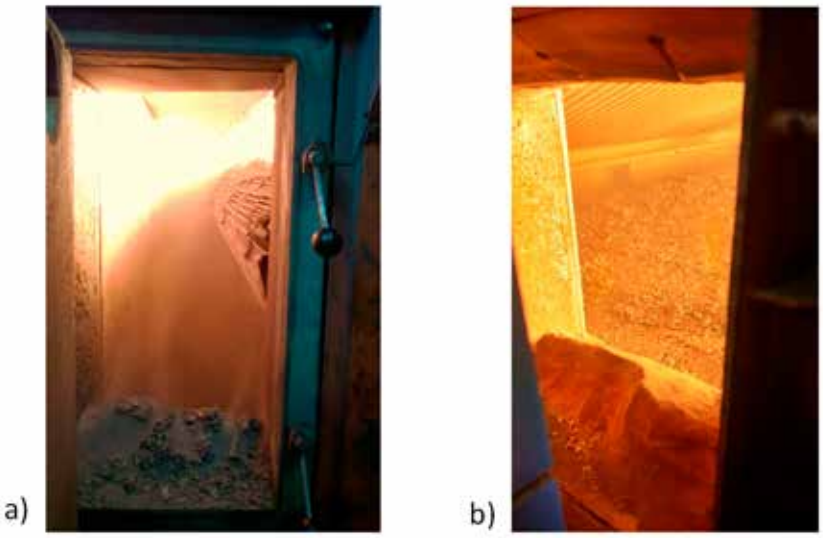
- układu wysokosprawnej kogeneracji CHP2 na bazie turbiny parowej, zasilanej parą w kotła rusztowego OR50 opalanego węglem kamiennym i badanym pod kątem możliwości odzysku ciepła z wytwarzanego w nim żużla,
- kotła wodnego pyłowego WP120 o nominalnej mocy cieplnej 125 MW,
- dwóch wodnych kotłów rusztowych WR25 o nominalnych mocach cieplnych 33 MW każdy,
- układu wysokosprawnej kogeneracji CHP1 na bazie turbiny gazowej zasilającej kocioł odzyskowy HRB, o nominalnej mocy elektrycznej 7 MW i nominalnej mocy cieplnej 14,7 MW,
- szczytowego kotła gazowego o mocy nominalnej 20 MW.

Uproszczony schemat kotła rusztowego badanego pod kątem możliwości wykorzystania energii odpadowej z żużla, przedstawiono na rys. 2. Odpad trafiający do układu odżużlania to mieszanina żużla węglowego utworzonego na palenisku rusztowym podczas spalania miału węglowego i popiołów lotnych zatrzymanych w układzie odpylania. Żużel i popiół trafiają do wanny odżużlacza, skąd po schłodzeniu do temperatury 30-50°C za pomocą układu przenośników taśmowych transportowane są na zewnątrz budynku kotłowego, skąd są wywożone do dalszego wykorzystania w budownictwie lub składowania.

Ilość generowanego żużla (i popiołu) zależy od parametrów spalanego węgla oraz od chwilowego obciążenia kotła. Proces formowania żużla rozpoczyna się już w środkowej części rusztu, gdzie, po wysuszeniu węgla na początku rusztu, następuje jego spalanie. Długość strefy spalania jest bezpośrednim wynikiem obciążenia kotła. W przypadku kotłów ciepłow-



Rys. 2. Schemat poglądowy analizowanego kotła rusztowego z odżużlaczem z wanną wodną



Rys. 3. Końcowa sekcja rusztu z przesypem żużla do wanny odżużlacza - widok przez tylne drzwi rewizyjne kotła: (a) praca z pełnym obciążeniem (b) praca z wydajnością 30% poza sezonem grzewczym

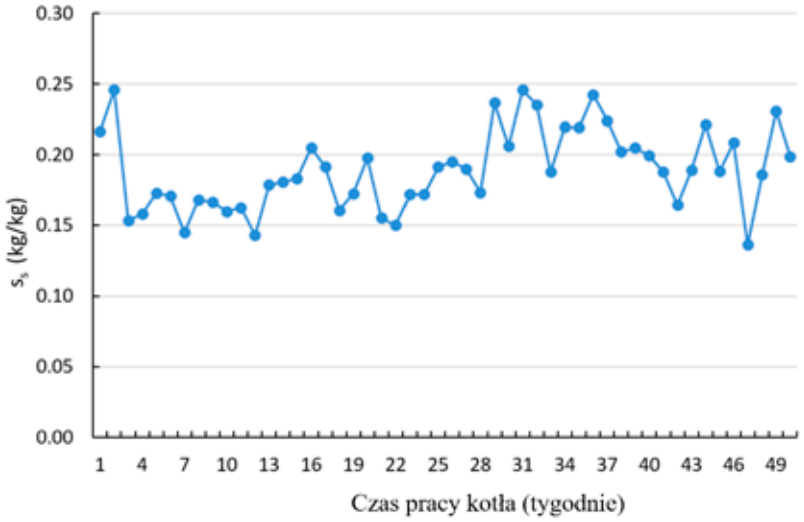
niczych ich obciążenie wynika z trybu pracy, który zależy od konfiguracji kotła w źródle ciepła. W przypadku kotłów o optymalnej wielkości eksploatowanych w podstawie obciążeń, moc wyjściowa jest zwykle zbliżona do nominalnej przez cały rok. W innych konfiguracyjnych przypadkach wydajność może być modulowana, a zatem temperatura i ilość wyjściowego żużla mogą się znacznie zmieniać. Zarówno ilość żużla, jego rozkład na kotle, a także temperatura wynika z grubości warstw węgla na ruszcie oraz prędkości jego posuwu, przy czym wielkość potencjału energetycznego żużla wynika bezpośrednio z temperatury w końcowej części rusztu. Na rys. 3 pokazano różnicę w ilości i wyglądzie żużla na końcu rusztu w dwóch rożnych przypadkach obciążenia badanego kotła. W przypadku pracy kotła z maksymalną wydajnością, strefa spalania wydłuża się i sięga aż do końca rusztu (rys. 3a). Obserwacje wykonane przez tylne drzwi rewizyjne wskazują nawet na możliwość chwilowych przesypów palącego się węgla do wanny odżużlacza. W przypadku zmniejszonego obciążenia kotła, głównie w okresie poza sezonem grzewczym, strefa spalania wyraźnie się skraca (rys. 3b).

Idea odzyskiwania ciepła odpadowego z żużla wynika nie tylko z możliwości zwiększenia efektywności energetycznej procesu produkcji ciepła, ale także z potrzeby obniżenia temperatury wody w wannie odżużlacza w celu zminimalizowania zjawiska tzw. trybokorozji zachodzącego w wannie odżużlacza. W analizowanym przypadku korozja jest tym bardziej intensywna i problematyczna im wyższa jest temperatura wody w wannie odżużlacza. Rys. 4 przedstawia negatywne efekty zjawiska korozji w postaci wykwitów solnych soli i wżerów na ścianach odwadniacza po miesiącu pracy w warunkach wysokiej temperatury.

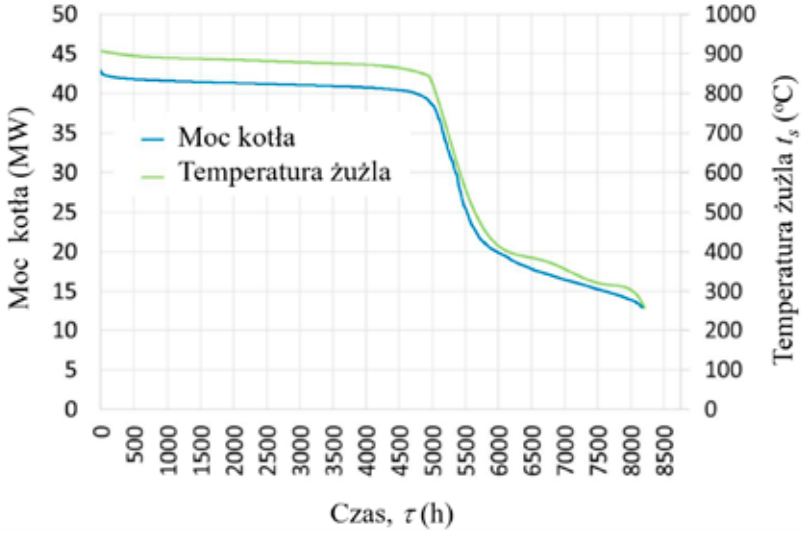
Wyznaczenie potencjału żużla i propozycja jego wykorzystania

W celu wyznaczenia potencjału energetycznego mieszaniny żużla i popiołu trafiających do wanny odżużlacza konieczne było określenie ilości mieszaniny, jak i jej temperatury. Wyniki badań przedstawiono na rys. 5 i 6.

Rys. 4. Ślady trybokorozji na ścianach wanny odżużlacza widoczne w czasie pracy w warunkach wysokiej temperatury wody w wannie



Rys. 5. Jednostkowa ilość mieszaniny żużla i popiołu ss na jednostkę spalonego węgla w analizowanym kotle



Rys. 6. Temperatura żużla na tle mocy kotła - wykresy uporządkowane dla okresu rocznego pracy kotła

Jak wynika z danych zaprezentowanych na rys. 6, temperatura żużla na wejściu do odżużlacza (przesyp z rusztu) kształtuje się w przedziale od 300 do 900°C i jest ściśle skorelowana z mocą kotła. Spadek mocy kotła z 40 MW do 15 MW powoduje znaczny spadek temperatury żużla trafiającego do odżużlacza. W analizowanym przypadku kocioł pracuje z mocą zbliżoną do nominalnej przez około 5000 h. Przez pozostałe 3000 h pracy obciążenie kotła kształtuje się na poziomie 30%, a temperatura żużla między 400 a 300°C.

W celu określenia potencjału energetycznego żużla, w badanym kotle konieczne jest wyznaczenie bilansu energii wanny odżużlacza. Na podstawie przeprowadzonego bilansu wyznaczono następnie wielkość strumienia entalpii fizycznej żużla dostępnej do odzyskania (rys. 7). Jak można zauważyć, maksymalna wartość strumienia entalpii wynosi ok. 500 kW. Jest to stosunkowo mało w porównaniu do mocy kotła (ok. 40 MW). Poza sezonem potencjał ten zmniejsza się znacząco ze względu na zarówno mniejszą ilość żużla, jak i jego niższą temperaturę.

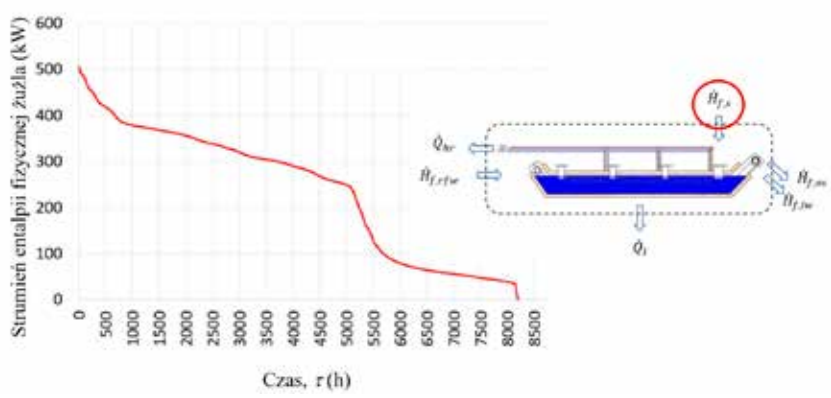
Roczna ilość ciepła odpadowego dla wyznaczonego strumienia entalpii wynosi 1 969 451 kWh (7090 GJ). W celu jego wykorzystania zaproponowano układ bazujący na wymienniku ciepła zamontowanym w wannie odżużlacza oraz wysokotemperaturowej pompie ciepła. Pompa ciepła konieczna jest do transformacji ciepła z wanny do rurociągu powrotnego z miejskiego systemu ciepłowniczego. Temperatura powrotu w systemie kształtuje się od 55°C do 70°C, w zależności od temperatury otoczenia i zapotrzebowania na ciepło systemu.

Na rys. 8 pokazano konfigurację techniczną elektrociepłowni z uwzględnieniem układu odzysku ciepła z żużla na bazie pompy ciepła.

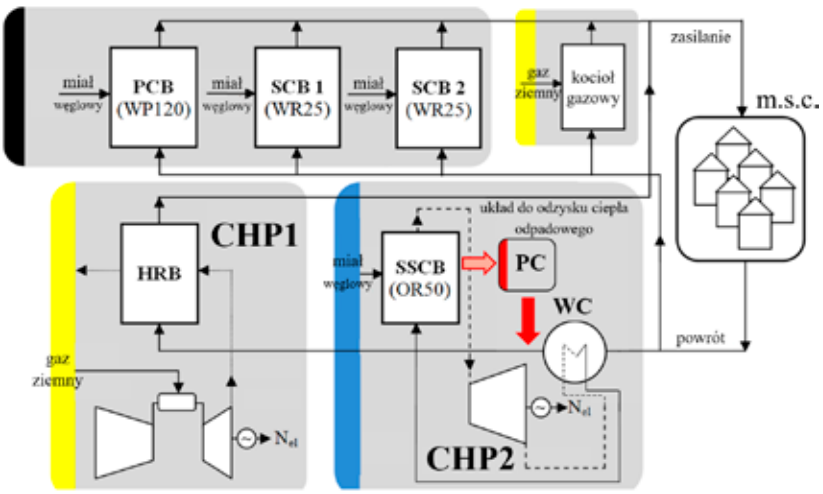
Szczegółowy schemat technologiczny proponowanego układu do odzysku ciepła pokazano na rys. 9. Składa się on z wymiennika ciepła zintegrowanego z wanną odżużlacza połączonego ze sprzęgłem hydraulicznym. Ta część instalacji stanowi dolne źródło pompy ciepła. Sprzęgło hydrauliczne oddziela obieg wysokotemperaturowej pompy ciepła od zanieczyszczonej wody w odżużlaczu. Po stronie wysokotemperaturowej pompa ciepła połączona jest z rurociągiem powrotnym miejskiego systemu ciepłowniczego, który pełni rolę górnego źródła pompy ciepła.

Analizując możliwości odzysku ciepła z żużla za pomocą pompy ciepła, należy pamiętać, że w wannie odżużlacza występują wahania temperatury wody. W zależności od obciążenia kotła temperatura ta może zarówno spaść poniżej 50°C, jak i osiągnąć wartość 100°C. Tempera-

tura ta ma duży wpływ na trwałość całego układu odżużlacza. Z punktu widzenia technologii korzystne jest zatem utrzymywanie możliwie najniższej temperatury w wannie. Z drugiej strony mamy temperatury od 55°C do 70°C na rurociągu wody powrotnej z sieci ciepłowniczej. Oznacza to, że nie jest możliwe odzyskanie ciepła bezpośrednio z wody w wannie żużlowej. Ponadto, w przypadku awarii takiego bezpośredniego wymiennika ciepła istnieje niebezpieczeństwo zanieczyszczenia wody w sieci ciepłowniczej. Stąd też proponuje się rozwiązanie oparte na pompie ciepła, które z jednej strony obniży temperaturę w wannie żużla i ustabilizuje ją, z drugiej strony będzie w stanie ogrzewać wodę powrotną z sieci ciepłowniczej, nawet gdy jej temperatura wynosi 70°C. W tym celu czynnik chłodniczy w pompie ciepła powinien osiągnąć temperaturę powyżej 70°C podczas kondensacji. Dobrym i ekonomicznym rozwiązaniem jest zastosowanie 1,1,1,2-tetrafluoroetanu (R134a, określanego także jako HFC-R134a) z GWP = 1430. Czynnik R134a pozwala nam uzyskać 78°C w skraplaczu, utrzymując temperaturę dolnego źródła na poziomie 45°C (rys. 9). Pompa ciepła pracująca z R134a zgodnie z teoretycznym cyklem termodynamicznym może osiągnąć wysoki współczynnik COP, nawet do 6,6. Realne COP po uwzględnieniu sprawności urządzeń wyniesie 3.7 dla warunków nominalnych warunków pracy.



Rys. 7. Wykres uporządkowany strumienia entalpii fizycznej żużla wprowadzanego do wanny odżużlacza



Rys. 8. Konfiguracja technologiczna analizowanego źródła ciepła miejskiego systemu ciepłowniczego nadbudowanego układem odzysku ciepła odpadkowego z żużla na bazie pompy ciepła PC

Parametry nominalne pracy pompy ciepła pokazano w tab. 1.

Wykres uporządkowany strumienia ciepła możliwego do odzyskania przez zaproponowaną instalację z pompą ciepła na tle wykresu dostępnego strumienia entalpii fizycznej żużla pokazano na rys. 10. Roczna ilość ciepła odzyskana przez pompę ciepła wynosi w tym przypadku ok. 6 122 GJ (1 700 600 kWh).

Roczne efekty pracy pompy ciepła wyznaczono w oparciu o wykres uporządkowany przedstawiono na rys. 10 oraz parametrów znamionowych pompy zawartych w tab. 1:

- roczny czas pracy pompy ciepła τHP= 3115 h,
- ilość odzyskanego ciepła: Qhr = 1 700 600 kWh (6122 GJ),
- ilość ciepła wprowadzona do systemy ciepłowniczego przez pompę: QDH = 2 270 582 kWh (8174 GJ),
- energia elektryczna zużyta przez pompę ciepła: Eel, DH = 616 390 kWh.

Wnioski

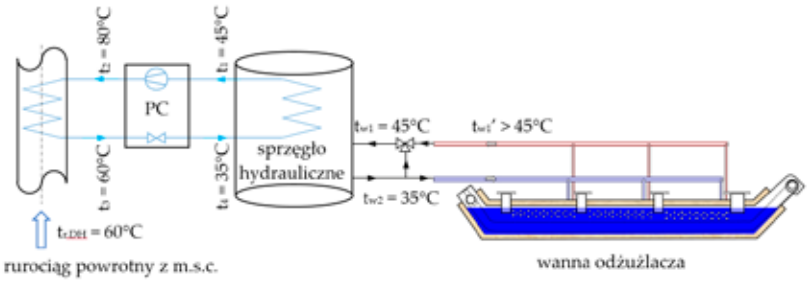
Bezpośrednim rezultatem prezentowanych badań jest oszacowanie potencjału ciepła odpadowego z żużla węglowego wytworzonego w kotle rusztowym zasilanym węglem kamiennym. Strumień ciepła odpadowego dostępnego do odzysku jest badanym przypadku stosunkowo niski i nie przekracza 1% maksymal-

nej mocy cieplnej kotła. Niezależnie od tego, zaproponowano technicznie możliwe rozwiązanie pozwalające na odzyskanie dużej części tego potencjału. Przedstawiona instalacja bazuje na wysokotemperaturowej pompie ciepła podłączonej do wanny odżużlacza, jako strategicznego urządzenia w układzie każdego kotła rusztowego. Bezawaryjna praca tego odżużlacza ma kluczowe znaczenie dla całego źródła ciepła.

Na podstawie przeprowadzonej analizy można wyciągnąć następujące wnioski końcowe:

1. wysoka temperatura żużla wytwarzanego w kotle może stanowić przesłankę do opracowania systemu odzysku ciepła,
2. potencjał energetyczny żużla produkowanego w kotłach opalanych węglem kamiennym ma stosunkowo niewielki udział w bilansie energetycznym kotła,
3. odzyskiwanie ciepła z żużla nie tylko poprawia efektywność energetyczną systemu ciepłowniczego, ale, ze względu na obniżenie temperatury wody w wannie żużlowej, ogranicza zjawisko trybokorozji w odżużlaczu,
4. propozycja systemu odzysku ciepła z żużla niskotemperaturowego stanowi wyzwanie techniczne, warte do rozważenia pod kątem opłacalności ekonomicznej,
5. zastosowanie pompy ciepła do odzysku energii z żużla może być bardziej uzasadnione ekonomicznie, jeżeli energia elektryczna jest dostępna na terenie zakładu produkcyjnego (jednostki kogeneracyjne w analizowanym przypadku),
6. układ do odzysku energii z żużla powinien być zabudowany w momencie wymiany odżużlacza w celu poprawienia wskaźników ekonomicznych wprowadzanego rozwiązania.

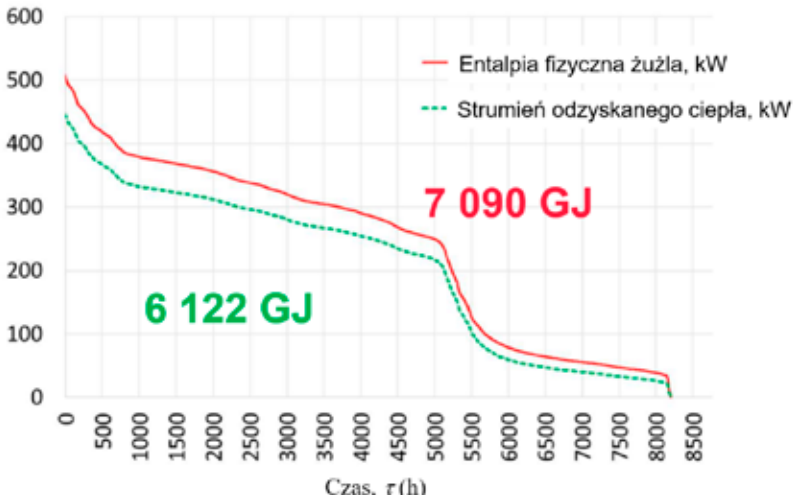
□



Rys. 9. Schemat technologiczny układu do odzysku ciepła z żużla na bazie wysokotemperaturowej pompy ciepła PC

Parametr	Wartość
Moc cieplna	729 kW
Współczynnik COP	3.69 kW/kW
Moc chłodnicza	546 kW
Moc napędowa (elektryczna)	198 kW
Temperatura powrotu (parowacz)	35°C
Temperatura zasilania (parowacz)	45°C
Temperatura powrotu (skraplacz)	80°C
Temperatura zasilania (skraplacz)	60°C

Tab. 1. Główne parametry znamionowej dobranej pompy ciepła



Rys. 10. Roczny rozkład strumienia ciepła możliwego do pozyskania przez proponowany układ odzysku

Wydawnictwo „Nowa Energia"

XXII Forum

Ciepłowników Polskich za nami

W dniach 9-12 września 2018 r. w Międzyzdrojach odbyło się XXII Forum Ciepłowników Polskich. W Forum uczestniczyli przedstawiciele administracji rządowej, samorządowcy, ciepłownicy, dostawcy materiałów, urządzeń, technologii i usług dla branży, a także nauki i mediów. Liczba uczestników przekroczyła rekordową liczbę, gdyż udział wzięło aż 650 osób! FCP było również okazją do zaprezentowania X-lecia Programu Ciepła Systemowego.

Forum rozpoczęło się otwarciem EXPO XXII FCP przez Zarząd IGCP: Jacka Szymczaka, Prezesa Zarządu i Bogusława Regulskiego, Wiceprezesa Zarządu. W trakcie Sesji Inauguracyjnej wręczono Laury Ciepłownictwa - nagrody przyznawane przez ciepłowników dla ciepłowników.

W br. Kapituła Lauru uhonorowała Laurem Honorowym Mariana Babiucha - wieloletniego szefa EC w Zielonej Górze, byłego Prezesa Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.

Laurami w kategorii „wiodące przedsiębiorstwo ciepłownicze", w poszczególnych grupach sprzedaży ciepła uhonorowane zostały przedsiębiorstwa:

- sprzedaż poniżej 200 000 GJ - ZEC Sp. z o.o. w Rawie Mazowieckiej (nominowali byli również PEC Sp. z o.o. Łask, MPEC Nowy Targ Sp. z o.o.);
- sprzedaż ciepła w granicach 200 001 - 1 000 000 GJ - Veolia

Szczytno Sp. z o.o. nominowani byli również: MEC Piła Sp. z o.o., PEC Sp. z o.o. Świnoujście);

- sprzedaż ciepła powyżej 1 000 001 GJ - GPEC Sp. z o.o. w Gdańsku (nominowani byli również PE Sp. z o.o. Siedlce, PGE Toruń SA).
- Laurem Zasłużony da Ciepłownictwa uhonorowany został Krzysztof Rodak - Prezes MPEC SA w Tarnowie.

W tej części obrad odbyły się 2 panele tematyczne. Pierwszy z nich pt. „Przyszłość sektora ciepłowniczego. Strategia dla małych i dużych" (panel rządowy), moderowany był przez Prezesa Zarządu IGCP, Jacka Szymczaka. Udział w panelu wzięli: Paweł Sałek, Doradca Prezydenta RP; Maciej Bando, Prezes URE; Tomasz Świetlicki, Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa w ME; Przemysław Hofman, Dyrektor Departamentu w MPiT; Artur Michalski, Wiceprezes Zarządu NFOŚiGW; Paweł Mzyk, Kierownik KOBiZE.

Kolejny panel „Przyszłość sektora ciepłowniczego. Strategia dla małych i dużych" (panel branżowy), moderowany był przez Wiceprezesa Zarządu IGCP, Bogusława Regulskiego. Panelistami byli: Tomasz Wilczak, Wiceprezes Zarządu PGNiG Termika; Krzysztof Zborowski, Prezes Zarządu RADPEC Radom; Marcin Lewandowski, Członek Zarządu GPEC Gdańsk, Tadeusz Szaciło, Prezes Zarządu PEC Suwałki, Marian Kupijaj, OZC Ostrów Wlkp.

W kolejnych trzech sesjach merytorycznych Forum omawiane i dyskutowane były bieżące problemy sektora ciepłowniczego. W panelu, którego gospodarzami były SEC i ECO na plan pierwszy wysunęła się debata pt. „Ciepło systemowe w Unii Europejskiej na przykładzie Niemiec", która moderowana była przez Wiceprezesa Zarządu IGCP, Bogusława Regulskiego. W sesji uczestniczyli: prof. dr hab. Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska; Daniel Heiler, AGFW; Michał Przepiera, Wiceprezydent Szczecina;

Marcin Lewandowski, Członek Zarządu GPEC; Mariusz Majkut, Prezes Zarządu SEC; Andrzej Goździkowski, Prokurent ECO.

W kolejnym bloku, którego opiekunem była Veolia, odbyła się dyskusja panelowa pt. „Strategia na przyszłość dla systemów ciepłowniczych. Grupa Veolia w Polsce". W sesji prowadzonej przez Bartłomieja Derskiego (Wysokie Napięcie) uczestniczyli: prof. Edward Szczechowiak, Politechnika Poznańska; Anna Jakób, Członek Zarządu GPEC; Jacek Szymczak, Prezes Zarządu IGCP; Marcin Orłowski, Prezes Zarządu Veolia term; Jan Woźniak, Prezes Zarządu EC Skierniewice.

Kolejnym gospodarzem sesji było PGE Energia Ciepła. W sesji prowadzonej przez Wojciecha Jakóbika (Biznes Alert) uczestniczyli: Paweł Sałek, Doradca Prezydenta RP; Artur Michalski, Wiceprezes Zarządu NFOŚiGW; Tomasz Świetlicki, Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa ME; Paweł Mzyk, Kierownik KOBiZE; Wojciech Dąbrowski, Prezes Zarządu PGE Energia Ciepła; Marcin Witko, Prezydent Tomaszowa Mazowieckiego.

Producenci urządzeń i dostawcy usług dla ciepłownictwa swoje produkty zaprezentowali w czterech sesjach odbywających się pod wspólnym tytułem „Dzień nowych technologii". □

fot: NE (6)

Dr Ewa Mataczyńska, Ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

Technologia blockchain

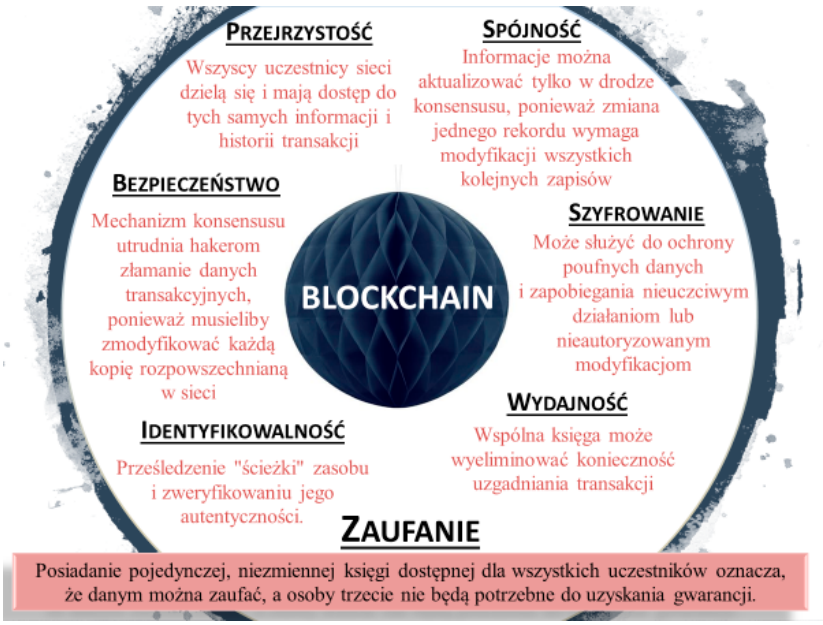
- możliwości, ryzyka, fakty i mity

Technologia blockchain pozostaje ciągle jedną z najbardziej ekscytujących nowych technologii na świecie, być może dlatego, że ciągle nie została odkryta do końca ze wszystkimi wadami i zaletami. Społeczeństwo, deweloperzy, korporacje, a nawet rządy starają się opracować sposoby wykorzystania tej technologii do procesów, które obsługują na co dzień. W atmosferze podniecenia i optymizmu, główny nurt dyskusji skupia się wokół możliwości jej zastosowania w różnych sektorach gospodarki, przekonując jak prostych i pełnych zaufania rozwiązań możemy się spodziewać.

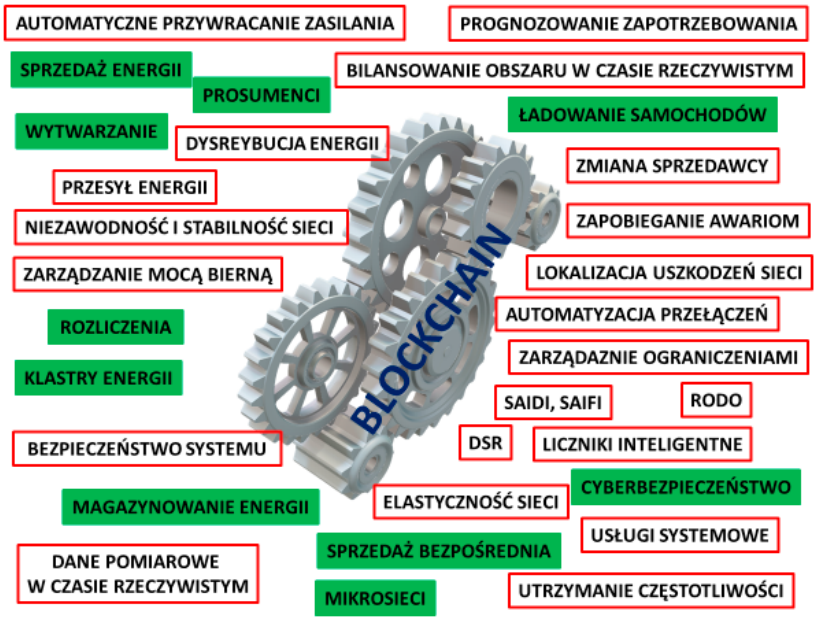
Pomijając przy tym ewentualne wady tej technologii, ryzyka jakie za sobą niesie oraz zagrożenia, na chwilę obecną nie zostały zidentyfikowane, ponieważ brak jest doświadczeń wynikających z funkcjonowania tej technologii w komercyjnych zastosowaniach. Warto zatem poświęcić chwilę uwagi na zdefiniowanie potencjalnych ryzyk, jak również na oddzielenie mitów od rzeczywistości. Ponadto zanim podjęte zostaną decyzje o zastosowaniu technologii do wybranego procesu, należy zidentyfikować cele jakie chcemy osiągnąć dzięki niej, jednak poprzez wskazanie dlaczego ta technologia będzie w stanie poradzić sobie z rozwiązaniem naszych problemów.

Możliwości i ryzyka

W sektorze energetyki pomysły zastosowania tej technologii wkroczyły do wszystkich podsektorów od wytwarzania przez handel do dystrybucji i usług dodatkowych. To co przyczynia się do rozwoju technologii w sektorze energetyki, to z pewnością szybki rozwój rozproszonych źródeł energii takich jak: panele fotowoltaiczne, magazyny energii, samochody elektryczne. Ponadto działania proekologiczne takie jak gwarancja, że zużywana energia pochodzi ze źródeł odnawialnych oraz dekarbonizacja. Dodatkowo w dobie rosnących kosztów energii zmniejszających przychód przedsiębiorstw, coraz większą rolę odgrywa skupienie się na aspektach bezpieczeństwa i cyberbezpieczeństwa. Wymienić tutaj należy



Rys. 1. Podstawowe właściwości systemów zbudowanych z wykorzystaniem technologii blockchain



Rys. 2. Rynek energii to nie tylko rachunki za energię - to współzależność wielu procesów uzupełniających się nawzajem

również chęć bycia wynagradzanym za produkowaną energię (mniejsze koszty dystrybucji) oraz potrzebę posiadania możliwości wyboru lokalizacji zużywanej energii (wyprodukowanej lokalnie)[1].

Możliwości jakie daje zastosowanie technologii blockchain na chwilę obecną nie stanowią zamkniętego katalogu, który można byłoby krok po kroku przeanalizować i opisać. Rysują się jedynie pewne stałe na dzień dzisiejszy elementy tego katalogu, które wydają się być niezaprzeczalne.

Jak podkreślono, technologia blockchain jest uważna za podstawę transformacji sektora elektroenergetycznego w kierunku rozproszonych źródeł energii wprowadzających zdecentralizowany model funkcjonowania sektora. Pomysłów na zastosowanie technologii w tej części gospodarki jest wiele, poprzez wytwarzanie energii elektrycznej, jej dystrybucję i sprzedaż, rozliczenia w systemie sprzedaży bezpośredniej (peer-to-peer P2P), platformy wymiany danych pomiarowych pomiędzy użytkownikami systemu energetycznego, aż po usługi w zakresie DSR, czy elastyczności. Dodatkowo certyfikacja (znakowanie) energii pochodzącej ze źródeł OZE, obsługa systemów związanych z ładowaniem samochodów, systemów do zmiany sprzedawcy, elementów zarządzania mikrosiecią, jak również obsługa zdecentralizowanej platformy wymiany informacji (np. pomiędzy operatorami systemu przesyłowego i dystrybucyjnego i odbiorcami)[2]. Zastosowania te są jednak statyczne i niosą wartość jedynie do wybranej części procesów systemowych. Brak jest potwierdzeń na możliwość kompleksowej obsługi procesów, którymi rządzi się sektor elektroenergetyki. W tym miejscu należy wyraźnie zaznaczyć, że proponowane rozwiązania nie mają nic wspólnego z nieodłączną, techniczną częścią procesów, których właściwe zarządzanie gwarantuje niezawodność i stabilność sieci elektroenergetycznej. Są to między innymi: automatyczne zarządzanie ograniczeniami, przeciążeniami, mocą bierną, częstotliwością, dbanie o parametry dostarczanej energii, zapewnienie ciągłości dostaw, bilansowanie zapotrzebowania obszaru, automatyczne wykorzystywanie źródeł elastyczności w systemie, wykrywanie rodzaju i miejsca awarii, automatyczne mechanizmy zapobiegania awariom, automatyzacja przełączeń, aby uzyskać optymalny schemat zasilania dla odbiorców z obszaru na którym sieć uległa awarii. Zastosowania technologii blockchain - na dzień dzisiejszy - są wykorzystywane jedynie do gromadzenia, przetwarzania i rejestracji danych, rozliczeń, czy identyfikacji uczestników biorących udział w procesach przetwarzania danych.

Brak, na chwile obecną, zastosowań technologii do wykorzystania jej w procesach przedstawionych na rys. 2, nie kwestionuje jednak jej zalet, takich jak chociażby zaufanie.

Wnioski

Często przyjmuje się, że jeśli technologia blockchain przyniesie znaczące korzyści, to nieuchronnie zostanie przyjęta. Jednak istnieje wiele wyzwań związanych z przyjęciem blockchain. Po pierwsze, wiele ryzyk i ograniczeń blockchain należy rozważyć w odniesieniu do ich możliwych korzyści. Po drugie, droga do przyjęcia technologii nie zawsze jest jasna, zwłaszcza, gdy wiele korzyści jest znaczących tylko w przypadku adaptacji na dużą skalę z powodu efektów sieciowych i tam, gdzie nie jest jasne, czy strony, które odnoszą korzyści, ponoszą również koszty wdrożenia i działania. Po trzecie, potencjalna przełomowość technologii i dezintermediacja[3] obsługiwana przez blockchain mogą stanowić zagrożenie dla silnie działających organizacji, które mogą działać w celu ograniczenia akceptacji technologii blockchain. □

1) Rys. 2. Rynek energii to nie tylko rachunki za energię - to współzależność wielu procesów uzupełniających się nawzajem.
2) E. Mataczyńska, Blockchain technology impact on the energy market model, Energy Policy Studies 1/2017, pp. 3-15.
3) W ekonomii usunięcie pośredników z łańcucha dostaw.

Michał Górny, Urząd Dozoru Technicznego

Odpowiedzialność

kluczem do bezpieczeństwa w strefach zagrożenia wybuchem

Stosowanie nowych technologii niekiedy wymusza korzystanie z niebezpiecznych substancji, w tym substancji powodujących zagrożenie wybuchem. Wymagania prawne w tym obszarze nakładają na pracodawcę szereg obowiązków, w tym obowiązek świadomego zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa w miejscu pracy. UDT będąc niezależną instytucją techniczną dysponuje ekspertami z wielu dziedzin i wykorzystując podejście interdyscyplinarne może służyć pomocą pracodawcom w ocenie stosowanych rozwiązań. Dotychczasowe doświadczenia UDT wykazują, że należy szczególnie uwypuklić, wymaganą dyrektywą ATEX user, kolejność stosowanych działań: najpierw należy unikać powstawania atmosfer wybuchowych, następnie należy unikać możliwości zapłonu atmosfery wybuchowej, a dopiero ostatnim krokiem powinno być dodatkowe zabezpieczanie, np. przez stosowanie systemów ochronnych (aktywnych zabezpieczeń). Praktyka analizowanych DZPW pozwala sformułować twierdzenie, że pracodawcy nie zawsze stosują się do tych wymagań, co przede wszystkim może być przyczyną zwiększenia kosztów produkcji.

Postęp techniczny oraz technologiczny proponuje coraz ciekawsze rozwiązania, a błyskawiczny wzrost świadomości ekologicznej oraz bogacenie się społeczeństw napędza nowe obszary gospodarki. Taka sytuacja pozwala oswoić się - z kiedyś rzadszym - wykorzystywaniem substancji niebezpiecznych (np. gazów wybuchowych) do produkcji.

Wymagania prawne w zakresie odpowiedzialności za zapewnienia bezpiecznych miejsc pracy, również tam, gdzie występują atmosfery potencjalnie wybuchowe - są precyzyjnie określone. Finalnie, odpowiedzialność jest po stronie pracodawcy, ale swój wkład mają też inni uczestnicy „procesu zapewnienia bezpieczeństwa": producenci urządzeń, dostawcy technologii, a nawet niekiedy jednostki certyfikujące.

Wymagania prawne, czyli przyjęta odpowiednim aktem prawnym w Polsce dyrektywa 1999/92/WE [1]

> Wymagania prawne, czyli przyjęta odpowiednim aktem prawnym w Polsce dyrektywa 1999/92/WE (ATEX user) nakłada na pracodawcę jasno określone wymagania zapewnienia bezpieczeństwa pracy w strefach zagrożenia wybuchem

(ATEX user) nakłada na pracodawcę jasno określone wymagania zapewnienia bezpieczeństwa pracy w strefach zagrożenia wybuchem. Precyzuje ponadto metodę wykazania, że działania podjęte przez pracodawcę są świadome i odpowiedzialne. Dowodem na świadomość i odpowiedniość działań jest, obowiązkowo opracowywany przez pracodawcę, Dokument Zabezpieczenia Przed Wybuchem (DZPW).

Dyrektywa ATEX user nakłada na pracodawcę obowiązek zawarcia w DZPW 5 podstawowych informacji i deklaracji, czyli:

1. Określenie zastosowanych środków ochronnych,
2. Zidentyfikowanie miejsc, w których mogą wystąpić atmosfery wybuchowe,
3. Deklaracja pracodawcy, że:
   - miejsca pracy, urządzenia, urządzenia ostrzegawcze są zaprojektowane, używane i konserwowane w sposób zapewniający bezpieczne i właściwe funkcjonowanie,
   - urządzenia spełniają wymagania minimalne w zakresie użytkowania maszyn przez pracowników podczas pracy,
   - została dokonana ocena ryzyka,
4. Zdefiniowanie terminów dokonywania przeglądu środków ochronnych,
5. Określenie zasad koordynacji prac (z innymi podmiotami na terenie zakładu).

Te 5 powyższych pozycji w DZPW może być rzetelnie określone tylko na podstawie innych działań pracodawcy.

Aby prawidłowo dobrać „środki ochronne", konieczna jest znajomość procesu produkcyjnego w tym wszystkich faz przejściowych oraz konserwacji.

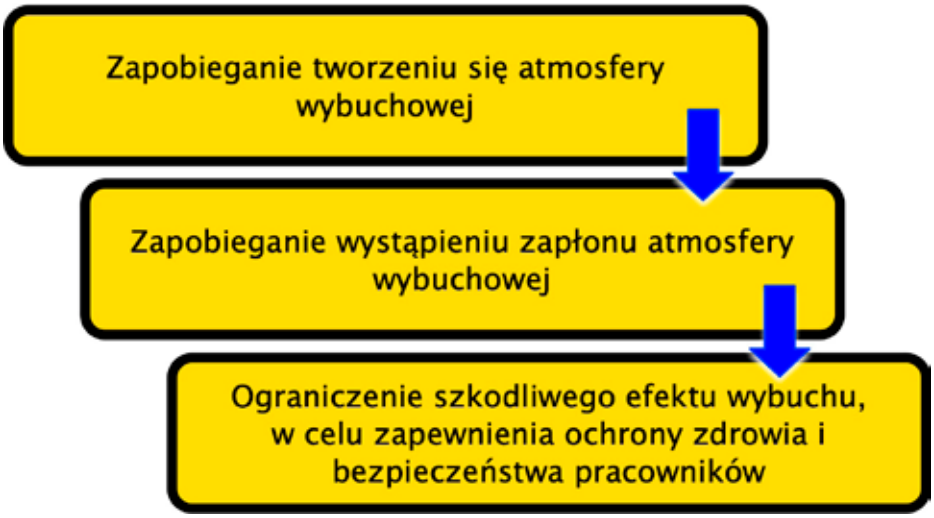
Prawidłowa identyfikacja miejsc, w których mogą wystąpić atmosfery wybuchowe wymaga natomiast przeprowadzenia klasyfikacji stref, przy czym w sukurs przychodzą odpowiednie normy: PN-EN 60079-10-1 [2] oraz PN-EN 60079-10-2 [3].

Wspomniane wyżej deklaracje będą zaś prawdziwe jedynie, gdy zostaną sporządzone na podstawie analizy stosowanych urządzeń (np. towarzyszących urządzeniom deklaracji zgodności UE) i procedur (instrukcji) ich stosowania, analizy bezpieczeństwa w miejscu pracy (dyrektywa narzędziowa), czy też przeprowadzonej oceny ryzyka wybuchu.

Ocena ryzyka będzie też podstawą do określenia terminów przeglądów zastosowanych środków ochronnych.

Koordynacja ma natomiast zapewnić, że wszyscy pracownicy, również ci od podwykonawców, wykonują swoją pracę w sposób bezpieczny.

Ponadto, jednym z najważniejszym, ale i najbardziej użytecznym wymaganiem jest obowiązek zapobiegania wybuchom i zabezpieczenia przeciwwybuchowego stosując „środki ochronne" w określonej kolejności (patrz rys. 1):



Rys. 1. Kolejność stosowania środków ochronnych według dyrektywy ATEX user

1. Zapobieganie tworzeniu się atmosfery wybuchowej,
2. Zapobieganie wystąpieniu zapłonowi atmosfery wybuchowej,
3. Ograniczenie szkodliwego efektu wybuchu.

Pierwszą zasadą jest unikanie zagrożenia i stosowanie takich procesów i technologii, które nie skutkują powstawaniem atmosfery wybuchowej.

Natomiast praktyka instalacji przemysłowych wydaje się być odmienna: projektanci od razu przechodzą do trzeciej możliwości, stosując układy zabezpieczające (systemy ochronne) bezkrytycznie pomijając obowiązkowe (!) dwie pierwsze możliwości.

Zawsze warto się zastanowić, czy rzeczywiście zabezpieczanie jest najlepszym, a jednocześnie najtańszym rozwiązaniem. Stosowanie skomplikowanych systemów ochronnych (np. wykorzystujących złożone algorytmy wyzwalania i metody tłumienia wybuchu) skutkuje zwiększeniem kosztów obsługi instalacji oraz niekiedy wymaga dodatkowych analiz wzajemnych zależności pomiędzy systemami ochronnymi. Użytkownik oczekuje przecież, że system ochronny (układ zabezpieczający) będzie skuteczny nie tylko w dniu zainstalowania, ale również w przyszłości. Wymaga to dodatkowych środków konstrukcyjnych (dyrektywa ATEX uwzględnia takie wymagania, a wykaz norm zharmonizowanych zawiera odpowiednie normy).

Opracowanie DZPW wymaga od pracodawcy dokładnej znajomości swojego zakładu oraz właśnie odpowiedzialności.

Duże zakłady przemysłowe dysponują ekspertami, którzy przeprowadzą odpowiednie analizy i zapewnią dbałość o aktualność DZPW. Ekspertami zwykle są pracownicy służb BHP, którzy na co dzień zajmują się problematyką oceny ryzyka.

W sytuacjach skomplikowanych, kiedy zastosowany proces czy technologia cechują się wysoką dynamiką, albo po prostu w sytuacji, gdy oszacowane ryzyko jest nieakceptowalne, pracodawcy korzystają z usług ekspertów zewnętrznych.

UDT odpowiada na zapotrzebowanie przemysłu i włącza się w procesy oceny ryzyka. Przy czym, podobnie jak w przypadku realizowanych analiz HAZOP, również w tym przypadku UDT stoi na stanowisku, że nie da się zrealizować poprawnej oceny bez udziału właściciela instalacji. UDT wspiera więc pracodawców w spełnieniu wymagań dyrektywy ATEX user, bo przecież za wszystkie sprawy bezpieczeństwa odpowiada pracodawca. Nawet kiedy posiłkuje się zewnętrznymi ekspertyzami czy usługami, na końcu przyjmuje lub nie wyniki takich prac do stosowania.

Podejściem UDT jest więc pomoc pracodawcy w opracowaniu DZPW, a nie wyręczanie go w tej roli (odpowiedzialność i tak pozostaje po stronie pracodawcy - właściciela obiektu). Takie podejście ułatwia pracodawcy późniejszy nadzór nad aktualnością oraz modyfikacje DZPW wraz z rozwojem zakładu.

Dotychczasowe doświadczenia pozwalają wyciągnąć wniosek, że w większości przypadków stosowane DZPW są dokumentami skomplikowanymi, które nie zapewniają wsparcia pracodawcy. Bardzo często zawierają stwierdzenia życzeniowe nie opisujące stanu faktycznego, a jedynie hipotetyczny, do którego pracodawca powinien dążyć. Równie częstym błędem jest też przemilczanie oceny poziomu bezpieczeństwa instalacji stosowanych jeszcze z czasów przed wejściem Polski do UE. Należy zauważyć, że odpowiednie wymagania pracy nakładały obowiązek przeprowadzenia oceny i podjęcie decyzji, czy te używane już wcześniej instalacje zapewniają odpowiedni poziom bezpieczeństwa w miejscu pracy.

Wszystkim, którzy uważają, że wymagania dyrektywy ATEX user są uciążliwe, warto przypomnieć zwarty w preambule do dyrektywy cel opracowania tego dokumentu:

zapobieganie nakładaniu administracyjnych, finansowych i prawnych ograniczeń utrudniając w ten sposób tworzenie i rozwój małych i średnich przedsiębiorstw.

Misją UDT jest nowoczesne, profesjonalne oraz efektywne działanie w obszarze bezpieczeństwa publicznego przy jednoczesnym stymulowaniu rozwoju, więc nasze wparcie w zakresie zabezpieczeń przed wybuchem jest jednocześnie działaniem o korzyściach społecznych.

Zachęcamy do kontaktu.

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO

Literatura:

[1] Dyrektywa 1999/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 1999 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa..., Dz. Urz. WE L23 z 28.01.2000 r.

[2] PN-EN 60079-10-1:2016-02 Atmosfery wybuchowe - Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni - Gazowe atmosfery wybuchowe.

[3] PN-EN 60079-10-2:2015-06 Atmosfery wybuchowe - Część 10-2: Klasyfikacja przestrzeni - Pyłowe atmosfery wybuchowe.

□

Mgr inż. Robert Wódkiewicz, Doktorant, Akademia Marynarki Wojennej, Wydział Dowodzenia i Operacji Morskich, Zakład Zarządzania Kryzysowego

Analiza potencjalnych zagrożeń

obiektu infrastruktury krytycznej na przykładzie Grupy LOTOS

W artykule przedstawiono charakterystykę trzech obiektów infrastruktury krytycznej rafinerii w Gdańsku: rurociągu surowcowo-produktowego, instalacji rafinerii oraz bazy magazynowej. Opisano zagrożenia na jakie narażone są obiekty infrastruktury krytycznej. Wyszczególniono zarówno zagrożenia naturalne, takie jak: zagrożenia powodziowe, silny wiatr, upał i suszę, mróz i gołoledź, a także zagrożenia które wywołane są przez człowieka. Do tych ostatnich zaliczyć można terroryzm, zakłócenia porządku publicznego oraz zagrożenia techniczne. Główny nacisk położono na opisanie zagrożenia pożarowego, które z punktu widzenia autora jest zjawiskiem najgroźniejszym dla właściwego funkcjonowania obiektu infrastruktury krytycznej, a także mogącym spowodować niewyobrażalne straty w ludziach i mieniu.

Zmienny w czasie i ciągle rosnący zbiór współczesnych zagrożeń bezpieczeństwa powoduje, iż problem skutecznego przeciwdziałania nim jest najważniejszym przedsięwzięciem realizowanym zarówno w wymiarze lokalnym, regionalnym, jak i globalnym. Zarządzanie bezpieczeństwem odgrywa wyjątkową rolę w społeczeństwach demokratycznych, o czym świadczą między innymi działania podejmowane przez Unię Europejską na arenie międzynarodowej. Wyrazem tych tendencji jest budowany Europejski System Bezpieczeństwa, ukierunkowany również na realizację zadań z zakresu identyfikacji i ochrony infrastruktury krytycznej.

Poważne awarie techniczne, anomalie klimatyczne, wzrost zagrożenia atakami terrorystycznymi oraz wroga działalność w cyberprzestrzeni powodują, że bardzo istotnym zadaniem realizowanym przez system bezpieczeństwa narodowego, a w szczególności przez system zarządzania kryzysowego jest ochrona infrastruktury krytycznej.

Prace nad stworzeniem mechanizmów ochrony infrastruktury krytycznej w Unii Europejskiej rozpoczęto po ataku terrorystycznym z 11 września 2001 r. na World Trade Center w USA, jednak ich faktyczna intensyfikacja miała miejsce dopiero w 2004 r. po atakach terrorystycznych w Madrycie, czyli w momencie, kiedy zagrożenia bezpośrednio dotknęły „organizm" Unii Europejskiej.

Rada Europejska w czerwcu 2004 r. zgłosiła postulat, aby opracować ogólną strategię zwiększenia ochrony infrastruktury krytycznej. W odpowiedzi na ten postulat już w październiku 2004 r. Komisja Wspólnot Europejskich wydała komunikat dotyczący ochrony infrastruktury krytycznej w walce z terroryzmem, który zapoczątkował kolejne prace nad tym problemem.

Niewątpliwie najważniejszym obecnie dokumentem z zakresu ochrony infrastruktury krytycznej jest Dyrektywa Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r.[1] w sprawie rozpo-

1) Dyrektywa Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 23.12.2008 r. L345).

znawania i wyznaczania Europejskiej Infrastruktury Krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony, której celem jest stworzenie procedury rozpoznawania i wyznaczania Europejskiej Infrastruktury Krytycznej oraz opracowanie wspólnego podejścia do oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony.

Polska również rozpoczęła intensywne działania zmierzające do stworzenia mechanizmów ochrony infrastruktury krytycznej oraz prowadzenia współpracy w tym zakresie na poziomie Wspólnoty. W wyniku podjętych prac przygotowano odpowiednie regulacje formalno-prawne, dające podstawy do budowy systemu ochrony infrastruktury krytycznej.

Obiekty infrastruktury krytycznej Rafinerii w Gdańsku

Ochrona infrastruktury krytycznej jest normowana w następujących dokumentach normatywnych:

- Ustawa z 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym[2],
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej[3],
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie planów ochrony infrastruktury krytycznej[4],
- Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 lipca 2010 r. w sprawie pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej[5].

W związku z wejściem w życie ustawy z dnia 18 marca 2008 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw energii oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych[6] oraz trwającymi ówcześnie pracami nad stworzeniem jednolitego wykazu obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej, o której mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym, Minister Skarbu Państwa zwrócił się do Grupy LOTOS S.A. o wskazanie ww. obiektów, instalacji, urządzeń i usług zgodnie z przekazanymi kryteriami opracowanymi przez Rządowe Centrum Bezpieczeństwa.

Kryteria pozwalające wyodrębnić obiekty, instalacje, urządzenia i usługi wchodzące w skład infrastruktury krytycznej zostały podzielone na:

- kryteria sektorowe (systemowe): system zaopatrzenia w energię i paliwa, system łączności i sieci teleinformatyczne, system finansowy, system zaopatrzenia w żywność i wodę, system ochrony zdrowia, system komunikacji i transportu, system ratowniczy, system zapewnienia ciągłości działania administracji publicznej, system produkcji, składowania, przechowywania i stosowania substancji chemicznych i promieniotwórczych, w tym rurociągi substancji niebezpiecznych;
- kryteria przekrojowe: ofiar w ludziach, skutki finansowe, utrata usługi, konieczność ewakuacji, czas odbudowy, efekt międzynarodowy, unikatowość.

Spółka spełniała kryteria zdolności przerobowych, bazy magazynowej, źródła dostaw, jak i możliwości przeładunkowych w określonych ilościach dobowych i rocznych i wskazała, które warunki kryteriów spełnia. Rządowe Centrum zakwalifikowało każde z kryteriów jako oddzielny obiekt infrastruktury krytycznej[7]. Są to:

- rurociąg surowcowo-produktowy,
- instalacje rafinerii,
- baza magazynowa.

Poniżej omówione zostaną poszczególne obiekty infrastruktury krytycznej rafinerii w Gdańsku:

Rurociąg surowcowo-produktowy

Grupa LOTOS S.A. połączona jest z Portem Północnym i Bazą Manipulacyjną PERN w Górkach Zachodnich wiązką rurociągów o długości 9100 m przebiegającą wzdłuż pasa przybrzeżnego (Mierzei Wiślanej) oddzielającego deltę Wisły od Morza Bałtyckiego, na terenie Gdańsk Stogi. Poza terenem Grupy LOTOS S.A. oraz Portem Północnym rurociągi przebiegają przez teren ogólnomiejski. Szerokość pasa przebiegu rurociągów wynosi od 16 do 45 m w zależności od miejsca. Po obu stronach pasa zajętego przez rurociągi znajduje się strefa izolacyjna o szerokości 25 m. Na trasie rurociągów zlokalizowanych jest łącznie osiem rozdzielni technologicznych: z tego dwie na terenie Portu Północnego, trzy na terenie Grupy LOTOS S.A., pozostałe zaś na terenie ogólnomiejskim. Zadaniem rurociągów jest transportowanie surowców i produktów na odcinku zakład główny - Port Północny, tzn. przyjęcie ropy z tankowca i przetransportowanie jej do zbiorników Grupy LOTOS S.A. oraz przetransportowanie produktów finalnych ze zbiorników Grupy LOTOS S.A. do punktów załadunku na tankowce lub zbiorniki bazy bunkrowej w porcie naftowym. Teren rozdzielni technologicznych zlokalizowanych na obszarze ogólnomiejskim został wygro-

2) Ustawa z 26 kwietnia 2007 roku o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2018 r. poz. 1401).

3) Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej (Dz. U. z 2010 r. Nr 83 poz. 541).

4) Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie planów ochrony infrastruktury krytycznej (Dz. U. z 2010 r. Nr 83 poz. 542).

5) Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 lipca 2010 r. w sprawie pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej (Dz. U. z 2010 r. Nr 135 poz. 906).

6) Ustawa z dnia 18 marca 2008 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw energii oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych krytycznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 2012)

7) Według autora Rafineria w Gdańsku powinna być rozpatrywana jako jeden obiekt infrastruktury krytycznej.

dzony. Dojazd do rurociągów możliwy jest ulicami miejskimi, drogami polnymi i leśnym.

Instalacje rafinerii (najistotniejsze)

1. Instalacje paliwowe:
   - instalacja destylacji atmosferycznej i instalacja Merox,
   - instalacja hydrorafinacji lekkich destylatów,
   - instalacja izomeryzacji i reformingu,
   - instalacja hydroodsiarczania olejów napędowych, rozdział gazów płynnych, odolejanie i schładzanie wód procesowych,
2. Instalacje olejowe - destylacja próżniowa,
3. Instalacja oksydacji i zestawiania asfaltów,
4. Instalacja - hydrokraking,
5. Instalacje wytwórni wodoru, odzysku wodoru, odzysku siarkowodoru, odzysku siarki, dopalania gazu resztkowego, striper wód kwaśnych,
6. Instalacja destylacji ropy,
7. Instalacja wydzielania ksylenów,
8. Instalacja hydroodsiarczania olejów napędowych,
9. Instalacja ekstrakcji rozpuszczalnikowej w warunkach nadkrytycznych oleju DAO z pozostałości próżniowej według technologii ROSE™ - instalacja odasfaltowania - ROSE,
10. Instalacja hydrokrakingu oleju pozostałościowego.

Baza magazynowa

Zbiorniki magazynowe surowców - w zbiornikach tych magazynowana jest ropa naftowa. Są to zbiorniki cylindryczne, nieizolowane, wszystkie z dachami pływającymi o pojemnościach 50 000 m^3, 32 000 m^3, każdy usytuowany w oddzielnym obwałowaniu ziemnym lub otoczony szczelnym murkiem przeciwwylewowym.

Zbiorniki magazynowe półproduktów i produktów - w zbiornikach tych magazynowane są benzyny, oleje napędowe, oleje opałowe, asfalty oraz półprodukty do komponowania produktów gotowych. Są to zbiorniki cylindryczne, nieizolowane i izolowane, z dachami pływającymi lub z dachami stałymi o pojemnościach od 10 000÷1 000 m^3, otoczone szczelnymi murkami przeciwwylewowymi.

Zbiorniki magazynowe produktów - w zbiornikach tych magazynowane są benzyny, oleje napędowe, paliwo lotnicze. Są to zbiorniki z dachem stałym i pływającym o pojemnościach 20 000 m^3 i 32 000 m^3, otoczone ścianami osłonowymi.

Zbiorniki magazynowe gazów płynnych i benzyny lekkiej

Skroplone gazy (propan, butan) i benzyny lekkie tworzą oddzielną grupę magazynową. Zbiorniki tych produktów usytuowane są w północnej części rafinerii. Są to zbiorniki naziemne, kuliste i poziome walczaki naziemne lub obsypane ziemią o pojemnościach 3 300 m^3, 1 500 m^3, 600 m^3, 200 m^3.

Zbiorniki magazynowe olejów smarowych z instalacją komponowania olejów - w zbiornikach magazynuje się oleje smarowe i dodatki do olejów.

Instalacja komponowania olejów smarowych usytuowana jest w budynku. Komponenty do blendingu olejów smarowych oraz gotowe produkty magazynowane są w zbiornikach cylindrycznych stojących, z dachami stałymi lub w poziomych walczakach. Są to zbiorniki izolowane, usytuowane na tacach betonowych, otoczone szczelnymi murkami przeciwwylewowymi. Konfekcjonowane oleje smarowe w beczkach i kanistrach, magazynowane są w budynku, w magazynie olejów gotowych.

Potencjalne zagrożenia dla obiektów infrastruktury krytycznej Rafinerii Gdańskiej

Zagrożenia naturalne
Zagrożenie powodziowe

Teren zajmowany przez kompleks obiektów rafinerii znajduje się pomiędzy korytem Martwej Wisły na północy, a kanałami Czarnej Łachy i Rozwójki na południu. Wody podziemne w tym rejonie tworzą generalnie jeden poziom wodonośny, o lustrze swobodnym stabilizującym się na rzędnej zbliżonej do poziomu wody w Rozwójce oraz Martwej Wiśle. System melioracyjny na terenie sąsiadującym od południa z terenem rafinerii tworzą głównie otwarte rowy melioracyjne, tworząc zamknięte systemy polderowe. Wody z tych polderów są odprowadzane do Rozwójki wyłącznie za pomocą pompowni.

Wody Rozwójki są odprowadzane grawitacyjnie do Martwej Wisły w rejonie pompowni sztormowej znajdującej się przy ul. Sztutowskiej. W okresie wysokich stanów wody w Zatoce Gdańskiej, w sytuacji wezbrań sztormowych w Martwej Wiśle, wody odprowadzane są sztucznie przez wrota sztormowe i pompownię sztormową. Wezbrania sztormowe w Martwej Wiśle występują głównie w listopadzie, grudniu, styczniu i lutym.

Największe zagrożenie powodziowe w regionie zakładu stanowi w sposób bezpośredni Martwa Wisła, rzeka Rozwójka oraz poziom wód gruntowych, natomiast w sposób pośredni zagrożenie to może być spowodowane lokalnymi, nawalnymi deszczami, gwałtownym topnieniem śniegu, silnymi deszczami przy jednocześnie zamarzniętej powierzchni gruntu, sytuacją baryczną, różnicą ciśnienia powodującą, że wiatry wieją od morza w kierunku lądu, gwałtownym spadkiem temperatury do -10°C lub spiętrzeniem wody na zatorze w czasie spływu lodów.

- w rejonie zakładu zagrożenie powodziowe może być spowodowane poprzez wystąpienie powodzi opadowej, roztopowej, zatorowej lub sztormowej,
- zagrożenie powodziowe może być przyczyną zakłóceń w przebiegu procesów dystrybucyjnych w zakładzie,
- ryzyko wystąpienia zagrożenia

powodziowego w rejonie zakładu jest niskie.

W Grupie LOTOS S.A. obowiązuje zarządzenie[8] określające sposób postępowania na wypadek zagrożenia powodziowego na terenie rafinerii, z uwzględnieniem następujących sytuacji skutkujących możliwością podtopienia i zalania terenów rafineryjnych:

- podniesienie się poziomu wody na Rozwójce (Kanał Pniewski),
- przerwanie wałów przeciwpowodziowych od strony Martwej Wisły,
- intensywnych opadów deszczu,
- innych niezidentyfikowanych sytuacji.

Silny Wiatr

Silne wiatry występujące w rejonie zakładu związane są z przemieszczaniem się głębokich niżów znad Atlantyku i formującym się dużym gradientem ciśnienia. Występują najczęściej wiosną i późną jesienią.

Skutkami silnych wiatrów mogą być:

- zagrożenia dla życia i zdrowia pracowników,
- zerwania linii wysokiego napięcia i powstanie przerw w dostawach energii elektrycznej,
- wpychanie wody morskiej do ujść rzek i powodowanie wzrostu poziomu wody w rejonie zakładu,
- przerwy w kursowaniu pociągów transportujących produkty z zakładu,
- awarie związane z uszkodzeniami urządzeń powodowanymi przez wiatr,
- uszkodzenia budynków, szczególnie poszycia dachowego w obiektach zakładu.

Ryzyko wystąpienia silnych wiatrów w rejonie Zakładu jest średnie.

Upał/Susza

Susza jest skutkiem długotrwałych okresów bez opadów atmosferycznych i upałów, kiedy maksymalna temperatura dobowa osiąga wartości wyższe niż 30°C. Upały mogą spowodować uszkodzenia nawierzchni dróg dojazdowych do zakładu wykonanych z masy mineralno-bitumicznej i szlaku kolejowego prowadzącego do zakładu, co w konsekwencji może doprowadzić do katastrof komunikacyjnych. Wysokie temperatury oraz susza zwiększają groźbę pożaru na terenie zakładu. Ryzyko wystąpienia upałów i suszy w rejonie zakładu jest niskie.

Mróz i Gołoledź

W regionie zakładu mogą wystąpić spadki temperatury nawet do - 30ºC oraz gołoledź. Szczególne zagrożenia związane z pojawieniem się gołoledzi mogą powstać na drogach dojazdowych oraz oblodzenia linii trakcyjnych na szlaku kolejowym.

Niskie temperatury mogą powodować na terenie zakładu:

- awarie: magistrali ciepłowniczych, wodociągów, sieci kanalizacyjnej i linii przesyłowych wysokiego napięcia,
- przerwy w dostawach: wody, energii elektrycznej i ciepła,
- zlodowacenie nawierzchni dróg oraz oblodzenie trakcji kolejowych,
- powstanie zjawisk lodowych na rzekach mogące skutkować powodzią zatorową w rejonie zakładu.

Ryzyko wystąpienia dużych mrozów w rejonie zakładu jest niskie, a gołoledzi średnie.

Intensywne Opady Śniegu

Intensywne opady śniegu stwarzają zagrożenie, kiedy nagle tworzy się co najmniej 3 cm warstwa śniegu. Mogą one powodować:

- utrudnienia komunikacyjne na drogach dojazdowych do zakładu oraz szlaku kolejowym,
- wypadki na drogach dojazdowych do zakładu,
- zawalenie się obiektów budowlanych pod wpływem ciężaru śniegu i lodu,
- zerwanie linii wysokiego napięcia pod ciężarem śniegu i powstanie przerw w zaopatrzeniu w energię elektryczną zakładu,

Ryzyko wystąpienia intensywnych opadów śniegu w rejonie zakładu jest średnie.

Wywołane przez człowieka

Terroryzm

W ostatnich latach zagrożenie to nabrało szczególnego znaczenia i w coraz większym stopniu stanowi realną groźbę jego wystąpienia. Najbardziej prawdopodobnym rodzajem ataków terrorystycznych, jakie mogą być przeprowadzone w odniesieniu do zakładu to atak z użyciem materiałów wybuchowych.

Ryzyko wystąpienia zamachu terrorystycznego na terenie zakładu jest niskie.

Zakłócenia porządku publicznego

Głównymi zdarzeniami zakłócającymi bezpieczeństwo i porządek publiczny na terenie zakładu mogą być strajki spowodowane redukcją zatrudnienia lub zmiany w strukturze organizacyjnej zakładu. Zakłócenia bezpieczeństwa i porządku publicznego mogą spowodować zagrożenia dla życia i zdrowia osób protestujących oraz postronnych, niszczenie mienia, duże straty materialne, zakłócenia w normalnym funkcjonowaniu zakładu. Ryzyko wystąpienia tego typu zdarzenia w rejonie Zakładu jest niskie.

Techniczne

Wśród zagrożeń zakładu wywołanych awariami technicznymi wyróżnia się:

- awarie systemu energetycznego,
- awaria zasilania w wodę,
- awaria sieci gazowej,
- pożary.

Awaria sieci energetycznej zaopatrującej zakład w energię elektryczną może być spowodowana samoistny-

8) Zarządzenie Nr 48/04/NO z dnia 09.12.2004 w sprawie działań związanych z ochroną przed powodzią.

mi uszkodzeniami elementów sieci, działaniem osób trzecich lub oddziaływaniem czynników pogodowych (huraganowe wiatry, intensywne opady śniegu, osadzająca się na drutach szadź lub powódź). Przerwanie dostaw energii może w sposób poważny zakłócić funkcjonowaniu zakładu i doprowadzić do zatrzymania przebiegu procesów produkcyjnych.

Rozległa awaria systemowa sieci energetycznej może być także następstwem oddziaływania bardzo niskich temperatur lub wystąpienia stanu głębokiego deficytu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Awaria sieci energetycznej może powstać w wyniku zaburzenia lub uszkodzenia systemów: informatycznych, telekomunikacyjnych, monitorowania i sterowania lub ataku terrorystycznego. Ryzyko wystąpienia awarii sieci elektroenergetycznej w rejonie zakładu jest niskie.

Awaria zasilania w wodę może powstać w wyniku zakłócenia funkcjonowania zakładowego ujęcia wody lub magistrali i rurociągów.

Przyczyną powstawania awarii może być:

- błąd człowieka,
- niekorzystne warunki meteorologiczne (np. silne mrozy),
- awarie urządzeń technicznych w zakładowym ujęciu wody,
- przerwy w dostawach energii elektrycznej,
- skażenie wody w zbiornikach, z których pobierana jest woda przez stacje wodociągów,
- atak terrorystyczny.

Ryzyko wystąpienia awarii zasilania w wodę zakładu jest niskie.

Awaria sieci gazowej może powstać w wyniku rozszczelnienia się gazociągu lub uszkodzenia urządzeń w stacji gazowej doprowadzającej gaz do zakładu. Awarii może towarzyszyć nieplanowy wyciek gazu i stwarzanie niebezpieczeństwa wybuchu oraz pożaru.

Przyczyną wystąpienia awarii sieci gazowej może być:

- uszkodzenia podczas nieostrożnego prowadzenia prac ziemnych,
- zły stan techniczny sieci gazowej,
- wady materiałów, z których wykonana jest sieć gazowa,
- skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne,
- terroryzm, sabotaż,
- kradzież elementów sieci,
- kradzież gazu z gazociągu,
- korozja gazociągu,
- błędy ludzi obsługujących sieć gazową.

Ryzyko wystąpienia awarii sieci gazowej zakładu jest niskie.

Pożar stanowi największe zagrożenie dla bezpieczeństwa funkcjonowania zakładu. Firma AWAT Sp. z o.o. na zlecenie Grupy LOTOS S.A. przeprowadziła analizę wielu scenariuszy pożaru na terenie rafinerii w Gdańsku[9].

Przykładowym scenariuszem jest pożar zbiornika ropy naftowej.

Zbiornik przeznaczony jest na ropę naftową, posiada dach pływający, umiejscowiony jest na środku tacy. Otoczony jest obwałowaniem ziemnym lub murem betonowym o wysokość około 2 m. Taca zbiornikowa jest betonowa, podłoże poza tacami: strzyżona trawa.

Taca jest skanalizowana, ścieki zawierające paliwo kierowane są do zbiorników retencyjnych w Oczyszczalni Ścieków Grupy LOTOS SA. Pojemność tych zbiorników gwarantuje zmagazynowanie wszystkich wycieków. Sąsiedztwo: zbiorniki olejowe, zbiornik ropy naftowej.

Zagrożenie ludzi: obiekt bezzałogowy. Wejście za zgodą gospodarza obiektu po dokonaniu wpisu i sprawdzeniu zasadności wejścia i spełnieniu przez osobę wchodzącą wymogów bezpieczeństwa określonych procedurą. Zagrożenie może wystąpić w stosunku do osób dopuszczonych do wejścia po uzyskaniu zgody gospodarza obiektu (konserwacja, naprawa, inspekcja, pobranie próbek) lub strażaków stosunku do strażaków w czasie akcji gaśniczej.

Przyczyna zdarzenia: spowodowanie wybuchu mieszanki paliwowo-powietrznej na dachu zbiornika wskutek zaiskrzenia (nieprawidłowe przyrządy, wyładowanie elektrostatyczne), uderzenia pioruna, zamach terrorystyczny (eksplozja ładunku wybuchowego).

Skutek bezpośredni: pożar oparów w górnej części zbiornika, wybuch, ewentualnie zniszczenie instalacji pianowej gaśniczej.

Skutki stanowiące zagrożenie:

1. wybuch mieszaniny par węglowodorów i powietrza,
2. spaleniu ulega do 50% zawartości zbiornika,
3. zapłon sąsiedniego zbiornika - wskutek działania fali termicznej - efekt domina,
4. zapalenie jednego z obiektów w sąsiedztwie - efekt fireball.

Działania ratownicze:

- uruchomienie instalacji gaśniczej na dachu zbiornika,
- odpompowywanie cieczy ze zbiornika,
- chłodzenie zbiornika,
- chłodzenie sąsiednich zbiorników, zawierających substancje palne i niebezpieczne.

Wnioski

Z przeprowadzonej analizy potencjalnych zagrożeń dla funkcjonowania obiektów infrastruktury krytycznej rafinerii w Gdańsku wynika, że największym zagrożeniem jest pożar.

Symulacja komputerowa wykazała, że granice strefy śmierci (z prawdopodobieństwem 99%), a także poważnych urazów (1% prawdopodobieństwa zgonu) zamykają się w zasadzie w polu zbiornikowym[10].

Warianty pożaru, którego następstwem jest wybuch prowadzą do bar-

9) Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym, Grupa LOTOS S.A., opracowanie: AWAT Sp. z o.o. Gdańsk 2009.

fot. Pixabay.com

dzo poważnych następstw. Wariant z wybuchem chmury gazowej skutkuje najpoważniejszymi konsekwencjami, ale jest najmniej prawdopodobny. W przypadku takiego wybuchu całkowitemu zniszczeniu uległyby wszystkie obiekty technologiczne w bezpośrednim sąsiedztwie epicentrum awarii. Adekwatnie do zniszczeń materialnych kształtuje się zagrożenie ludzi. Należy się liczyć z ofiarami śmiertelnymi, których liczba zależy od przypadkowej w danym momencie obecności.

W przypadku innego wariantu obszar zniszczeń materialnych jest znacznie mniejszy, niż w przypadku wybuchu, ale obszar promieniowania cieplnego jest większy (prawdopodobieństwo śmierci powyżej 99% - w promieniu ponad 300 m, powyżej 1% - powyżej 500 m). Fala cieplna wyrządzi też szkody na większym obszarze. Zagrożone obiekty (między innymi zbiorniki magazynowe) znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie epicentrum pożaru. Liczba potencjalnych ofiar śmiertelnych jest większa.

Symulacja komputerowa wykazała, że w zasięgu zagrożenia falą wybuchu, a także promieniowaniem cieplnym, znajduje się również teren Przedsiębiorstwa Eksploatacji Rurociągów Naftowych po drugiej stronie Martwej Wisły. Zniszczeniu mogą ulec zbiorniki i rurociąg, ale zniszczenie rurociągu będzie niewielkie. Wystąpi co najwyżej deformacja rurociągu i/lub uszkodzenie armatury i oprzyrządowania.

Potencjalnie najgroźniejszym ze wszystkich rozpatrywanych scenariuszy jest scenariusz, w którym na skutek zaistnienia niekorzystnych warunków atmosferycznych (silny wiatr) oraz wybuch mieszanki paliwowo-powietrznej pożar przenosi się na kolejne zbiorniki powodując tzw. efekt domina. Opanowanie takiego zjawiska wymaga zaangażowania nie tylko zakładowych służb ratunkowych, ale również uruchomienia procedur reagowania kryzysowego przez Wojewódzkie Centrum Zarządzania Kryzysowego w Gdańsku.

Bibliografia

[1] Dyrektywa Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 23.12.2008 r.

[2] Ustawa z 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2018 r. poz. 1401).

[3] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej (Dz. U. z 2010 r. Nr 83 poz. 541).

[4] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2010 r. w sprawie planów ochrony infrastruktury krytycznej (Dz. U. z 2010 r. Nr 83 poz. 542).

[5] Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 lipca 2010 r. w sprawie pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej (Dz. U. z 2010 r. Nr 135 poz. 906).

[6] Ustawa z dnia 18 marca 2008 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw energii oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych krytycznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 2012).

[7] Zarządzenie Nr 48/04/NO z dnia 09.12.2004 w sprawie działań związanych z ochroną przed powodzią.

[8] Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym, Grupa LOTOS S.A., opracowanie: AWAT Sp. z o.o. Gdańsk 2009.

□

10) Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym, Grupa LOTOS S.A., opracowanie: AWAT Sp. z o.o. Gdańsk 2009.

Katarzyna Papis, Departament Innowacji i Rozwoju, Urząd Dozoru Technicznego

Elektromobilność

- bezpieczna teraźniejszość i elektryzująca przyszłość

Elektromobilność - to słowo coraz częściej pojawia się w mediach i w codziennych dyskusjach. Wydaje się, że już niedługo zostanie na stałe wprowadzone do naszych słowników i stanie się częścią rzeczywistości. W Polsce udział w jej rozwoju ma również Urząd Dozoru Technicznego.

Z globalnego punktu widzenia na elektromobilność składają się wszelkie zagadnienia związane z pojazdami napędzanymi energią elektryczną, infrastrukturą do ich ładowania oraz ich funkcjonowaniem od strony prawnej. Rynek ten, choć stosunkowo młody rozwija się w szybkim tempie zarówno na świecie, jak i w Polsce. Z jednej strony napędza go potrzeba dywersyfikacji sposobów zasilania pojazdów, drugim zaś czynnikiem jest ogólny trend związany z elektryfikacją urządzeń wynikający m.in. z rosnącej wśród społeczeństw świadomości ekologicznej. Na rynek wprowadzanych jest coraz więcej modeli samochodów elektrycznych od istniejących marek. Powstają także marki nowe, nastawione całkowicie na pojazdy elektryczne. Pojawiają się wytwórcy stacji ładowania, a wraz z nimi nowe technologie.

Pojęcie pojazdów elektrycznych obejmuje nie tylko samochody, lecz również autobusy, motocykle, łodzie i inne środki transportu. Świat elektromobilności staje się coraz bardziej różnorodny. Daje wiele nowych możliwości, ale i stwarza wiele niespotykanych dotychczas powszechnie zagrożeń. Przy próbie zrozumienia go ważne jest, aby przy obecnym pędzie ku przyszłości spojrzeć rzeczowym okiem na kwestie bezpieczeństwa od strony technicznej, pozostając jednocześnie otwartym na nowe, często bardziej dopracowane rozwiązania.

Wtyczka pojazdowa - Typ 2

Stacja ładowania pojazdów elektrycznych

Punkt ładowania a stacja ładowania

Stacja ładowania, analogicznie do stacji paliw, jest wydzielonym w przestrzeni miejscem, w którym mogą znaleźć się pojazdy elektryczne w celu ładowania akumulatorów. W jej skład wchodzi zarówno urządzenie popularnie zwane ładowarką, jak i przyłącze do sieci lub instalacji elektrycznej oraz miejsce postojowe. Z tego wynika, że punkt ładowania to pojedyncze wyjście przeznaczone dla jednego pojazdu.

Punkty ładowania można skategoryzować m.in. ze względu na ich moc (punkty normalnej i dużej mocy, w których graniczną wartością według ustawy są 22 kW), charakter prądu ładowania (przemienny AC i stały DC) oraz osprzęt służący do ładowania pojazdów elektrycznych (złącze wtykowe, pantograf, ładowarka indukcyjna).

Wśród samochodów i motocykli zdecydowanie przeważa sposób ładowania złączem wtykowym, czyli po prostu za pomocą przewodu z wtyczką. Przewód ten może być na stałe zamocowany do stacji lub wożony jako wyposażenie samochodu. Ta druga opcja możliwa jest tylko dla AC. Autobusy korzystają także z ładowania okazyjnego za pomocą pantografów umieszczonych na pętlach i przystankach pośrednich.

Ładowanie prądem przemiennym wymaga, by w pojeździe był zainstalowany przetwornik AC-DC, ponieważ akumulatory ładowane są prądem stałym. W takim przypadku pojazd można podłączyć do zwykłego gniazdka. Zachowuje się on wtedy jak każdy domowy odbiornik energii. Proces ładowania przebiega z małą mocą i zajmuje od kilku do kilkunastu godzin, w zależności od pojemności baterii. Na takiej samej zasadzie można podłączyć pojazd do gniazda AC na stacji ładowania. Moc pobierana jest wtedy większa i proces trwa krócej. Zasadniczo w tym przypadku za bezpieczeństwo i komunikację odpowiada sam pojazd. Po mechanicznym podłączeniu wtyczki komputer pokładowy kontroluje pobór mocy, ograniczając jej pułap i kończąc połączenie, w zależności od parametrów pojazdu. Punkty ładowania AC mają z reguły moce do około 22 kW lub 43 kW.

Ładowanie prądem stałym jest procesem bardziej wymagającym pod względem zabezpieczeń ze względu na charakter prądu oraz osiągane moce. Przetwornik AC-DC nie jest potrzebny w pojeździe, za to znajduje się w obudowie na stacji. Oprogramowanie punktu ładowania współpracuje z komputerem pokładowym, przy czym proces ładowania jest współkontrolowany przez pojazd i punkt. Zakres mocy waha się od 20 kW do ponad 100 kW, a nawet 350 kW. Punkty ładowania DC docelowo mają służyć szybkiemu ładowaniu i doładowywaniu baterii, dlatego sam proces trwa krócej niż ładowanie prądem AC, nawet do kilku czy kilkunastu minut.

Punkty ładowania indukcyjnego są najczęściej urządzeniami małej mocy i do tej pory nie doczekały się dużej popularności. Funkcjonują głównie jako cewki przenośne lub wbudowane w podłoże. Po zbliżeniu się do takiego punktu pojazdu wyposażonego w bliźniaczą cewkę energia przekazywana jest do obwodów pojazdu na zasadzie zjawiska indukcji elektromagnetycznej. Testowane są także ładowarki indukcyjne dużej mocy dla autobusów.

Najbardziej rozpowszechnione w Europie standardy wtyczek to Typ 2 (AC), Combo 2 (DC) oraz CHAdeMO (DC). Ciekawostką jest pochodzenie nazwy ostatniego z wyżej wymienionych standardów od japońskiego zdania Ocha demo ikaga desu ka?, co dosłownie oznacza: A może byśmy napili się herbaty? i nawiązuje do krótkiego czasu ładowania wystarczającego tylko, na wypicie filiżanki gorącego napoju.

Rola Urzędu Dozoru Technicznego

22 lutego 2018 r. weszła w życie Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wdrażająca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych

(2014/94/ UE). Według zapisów ww. ustawy stacje ładowania, punkty ładowania autobusów oraz stacje gazu ziemnego będą podlegać badaniom UDT w zakresie ich bezpiecznej eksploatacji, naprawy i modernizacji.

Oznacza to, że przed dopuszczeniem do eksploatacji stacje i punkty ładowania zostaną przebadane przez Inspektorów UDT. Badania techniczne będą też wykonywane po znaczących naprawach i modernizacjach. UDT może także wystąpić w roli opiniodawcy w zakresie zgodności dokumentacji technicznej projektowanej stacji z wymaganiami bezpieczeństwa i warunkami technicznymi. Podjęcie każdej z powyższych czynności wymaga złożenia przez eksploatującego odpowiedniego wniosku.

Obecnie negocjowane jest rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dla stacji ładowania pojazdów elektrycznych. UDT jest w stałej współpracy z Ministerstwem Energii. Wychodzimy naprzeciw oczekiwaniom wszystkich zainteresowanych stron, mając na uwadze przede wszystkim zapewnienie bezpieczeństwa użytkownikom stacji, czyli kierowcom pojazdów, a także osobom postronnym znajdującym się w ich pobliżu.

Przedstawiciele UDT od ponad kilkunastu miesięcy spotykają się z przedstawicielami producentów, operatorów stacji, operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, a także ośrodków badawczych, placówek naukowych oraz podmiotów, które już wdrożyły z powodzeniem konkretne systemy. Dzięki tym konsultacjom opracowywane jest rozwiązanie, które pozwoli wprowadzić do Polski światowe standardy i ograniczyć rozprzestrzenianie się na rynku tzw. samoróbek, czyli punktów ładowania o wątpliwych zabezpieczeniach i konstrukcji, a jednocześnie pozostawi otwarte drzwi dla rozwiązań nowych i innowacyjnych.

Jakkolwiek zostaną rozwiązane kwestie prawne, należy mieć na uwadze, że punkty ładowania są to urządzenia o dużych mocach, dostępne dla osób postronnych, obsługiwane przez osoby nieposiadające odpowiednich zaświadczeń kwalifikacyjnych do ich obsługi i z założenia niedysponujące wiedzą pozwalającą na określenie ich stanu technicznego. Dlatego tak ważne jest, aby wszelkie ryzyko, w szczególności porażenia prądem elektrycznym, zostało, to zminimalizowane w jak najwyższym stopniu. Jako lider innowacyjności w dziedzinie bezpieczeństwa publicznego UDT, obejmując dozorem kolejne urządzenia, przyczynia się do tworzenia pewnej, bezpiecznej teraźniejszości i przyszłości.

□

Wtyczki pojazdowe - Typ 2, CHAdeMO

Jacek Fink-Finowicki, Siemens Mobility Sp. z o.o.

LCC drogą do ekologii

Pojęcie kosztów cyklu życia (LCC - *Life Cycle Cost*) jest znane od lat 80. XX w. i jest powszechne stosowanie przez ekonomistów. Jednak gdy weźmiemy pod uwagę coraz większy nacisk kładziony na powiązanie oddziaływania na środowisko naturalne z rekompensatami koniecznymi do poniesienia, możemy śmiało zauważyć, że dbałość o środowisko naturalne może się po prostu opłacać.

Od pewnego czasu pojęcie kosztów cyklu życia jest rozszerzane z łatwych do wyliczenia kosztów finansowych, coraz szerzej na koszty środowiskowe czy społeczne, które są znacznie trudniejsze do numerycznego sprecyzowania. Jednocześnie coraz powszechniejsze wykorzystanie chmur danych (Big Data) pozwala na coraz precyzyjniejsze wyznaczenie wartości dla kosztów środowiskowych, czy społecznych.

Jednym z przykładów z ostatnich miesięcy, jest nagły lecz nie nieoczekiwany, wzrost cen energii elektrycznej, wywołany zwiększeniem kosztów uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Drugim może być koszt czasu traconego przez mieszkańców danego miasta na cele transportowe. O ile koszty uprawnień do emisji, można uznać za jednakowe dla całego rynku i pośrednio zależne od decyzji politycznych, o tyle koszt jednej godziny straconej na dojazd do pracy, dla statystycznego mieszkańca, będzie silnie zależny od średniego dochodu w danym mieście. Oba powyższe przykłady są trudne do precyzyjnego przewidzenia w długoletniej perspektywie.

Drogą czy po szynie?

Miasta świadome zysku z organizowania sprawnego transportu zbiorowego, nie boją się ponosić kosztów organizowania transportu miejskiego. W wielu miastach nie boją się też dużych nakładów inwestycyjnych na rozwój czy wręcz budowę od nowa takich środków transportu jak tramwaj, kolej miejska, czy metro. Dzieje się tak nie tylko ze względu na niewystarczającą przepustowość linii autobusowych, lecz z pewnego rodzaju „mody na szynę". Jest to swojego rodzaju odwrócenie trendu z lat 70. ub. w., gdy masowo likwidowano lub ograniczano szynową komunikację, uznając autobus (i ogólnie motoryzację) za bardziej nowoczesną i elastyczną. Jednak ów elastyczność połączeń autobusowych powoduje, że decydując się na zakup mieszkania lub wybierając lokalizację biura, częściej decydujemy się na wybór miejsca, gdzie dojedzie tramwaj, czy metro - niż miejsce, gdzie dziś dojeżdża jakiś autobus, którego trasa może w ciągu roku ulec zmianie. Najbardziej namacalnym dowodem dla tej tezy, jest wręcz eksplozja inwestycji wokół niedawno otwartej stacji metra „Rondo Daszyńskiego" w Warszawie.

Wybór szynowego środka transportu, wydaje się logiczny również wówczas, gdy rozpatrujemy czystą fizykę ruchu, czyli znacznie mniejsze opory ruchu dla pojazdu szynowego względem pojazdu na kołach gumowych. Dodatkowo, nowoczesne technologie pozwalają na osiągnięcie znacznie wyższych wskaźników

„Od pewnego czasu pojęcie kosztów cyklu życia jest rozszerzane z łatwych do wyliczenia kosztów finansowych, coraz szerzej na koszty środowiskowe czy społeczne, które są znacznie trudniejsze do numerycznego sprecyzowania

komfortu jazdy (drgania mechaniczne, hałas) dla pojazdów szynowych, niż dla pojazdów samochodowych. Zaś możliwość aranżacji „zielonych torowisk" korzystnie wpływających na obniżenie temperatury w mieście, czy torowisk w rejonach deptaków miejskich dopełniają korzyści z wyboru tego rodzaju środka transportu.

Jak wybrać tabor?

Jeśli już zostaniemy przekonani, że koszt budowy linii tramwajowej lub metra zwróci się szybciej ze względu na niższy koszt eksploatacji i wyższy zysk ze wzrostu wartości gruntów i oszczędności czasu, pozostaje nam wybór odpowiedniego taboru.

Porównując różne postępowania przetargowe w zakresie kryteriów oceny, widzimy tendencję do zmniejszania udziału ceny zakupu w ocenie ofert. Jednak na cenę zakupu składają się praktycznie tylko koszty planowania, projektowania, budowy i dostawy oraz częściowo koszt serwisu gwarancyjnego. Do pełnego kosztu cyklu życia brakuje eksploatacji wraz z utrzymaniem oraz kosztów złomowania. Stąd coraz częściej, wśród kryteriów oceny ofert znajdziemy energooszczędność, czy pracochłonność systemu utrzymania. Nadal tak wysoka waga dla energooszczędności jak np. w postępowaniu na zakup nowych pociągów dla Metra Warszawskiego (24%) jest rzadkością. Częściej pojawia się ogólny wymóg określający górną dozwoloną energochłonność lub kryterium o wadze na poziomie 10-15%.

Podobnie jest z punktowaniem systemu utrzymania stanu technicznego pojazdów. Tu znów pozytywnym przykładem jest aż 22% punktów w postępowaniu Metra Warszawskiego. Jednocześnie kryterium bazuje jedynie na częstotliwości wykonywania różnych poziomów utrzymania bez analizy kosztów części, materiałów, czy pracochłonności (energii) niezbędnej do przeprowadzenia pełnego cyklu utrzymania. W przypadku wielu postępowań, jeśli takie kryterium się pojawia, to ma ono wagę na poziomie poniżej 10%.

Praktycznie pomijanym aspektem cyklu życia pojazdów szynowych jest natomiast aspekt współpracy kół z torem. Żadne z dotychczas ogłoszonych postępowań nie przewidywało przyznania punktów za szczególnie niskie zużycie kół. Wprawdzie pojawiają się kryteria związane np. z naciskiem statycznym kół lub ogólne zapisy określające minimalny przebieg na jednych obręczach, jednak w żaden sposób nie premiują one rzeczywiście oszczędnych rozwiązań. Jest to tym bardziej zastanawiające, że zużycie kół pojazdu szynowego pozostaje w prostej korelacji ze zużyciem szyn, czyli koszt szybkiego zużycia nie kończy się na wymianie kół, lecz dotyczy on również wymiany nawierzchni toru. Koszt ten jest wybitnie istotny, zwłaszcza dla miast o ścisłej zabudowie, gdzie tor jest zabudowany w nawierzchni drogi, czy deptaku. Koszt wymiany nawierzchni to również koszt zwiększonego zużycia energii pojazdów jadących objazdem.

Warto w tym miejscu wspomnieć, że już od sześciu lat, na rynku motoryzacyjnym istnienie obowiązek oznaczania klasy efektywności energetycznej (paliwowej) opon. Można zatem wskazać, że kierunek na oszczędną eksploatację został już dawno wyznaczony.

Jednym ze sposobów na zabezpieczenie Zamawiającego (de facto podatnika) przed niespodziewanie wysokim kosztem cyklu życia pojazdu lub wręcz całego systemu transportowego, jest albo szczegółowa ocena pełnego LCC już na etapie przetargu. Wymagało by to jednak przygotowywania wraz z ofertą, szczegółowych deklaracji produktowych zgodnie z PN-EN ISO 14021, zaś i tak poprawność wyboru wykonawcy mogła by pozostać dyskusyjna.

Drugim sposobem jest przerzucenie ryzyka na Wykonawcę poprzez zlecenie nie tylko samej dostawy pojazdów, lecz również utrzymania pojazdów w długim okresie czasu. Tu pozytywnym przykładem w skali kraju jest Łódzka Kolej Aglomeracyjna (12 lat utrzymania), zaś w skali europejskiej pociągi Desiro HC dla Rhein Ruhr Xpress (32 lata utrzymania).

LCC w PLN czy kWh?

Reasumując, możemy koszt cyklu życia produktu, czy całego systemu sprowadzić klasycznie do wartości czysto finansowej lub możemy rozpatrywać go jako zużytą energię. Niezmiennie dojdziemy jednak do wniosku, że dalekosiężne oszczędzanie nie tylko jest opłacalne, ale i korzystne dla środowiska naturalnego. □

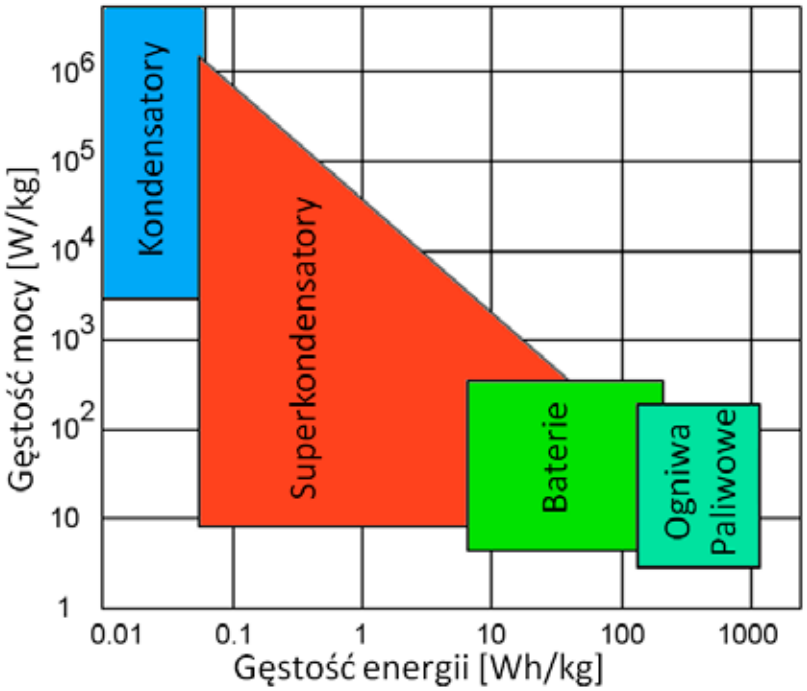
Warto w tym miejscu wspomnieć, że już od sześciu lat, na rynku motoryzacyjnym istnienie obowiązek oznaczania klasy efektywności energetycznej (paliwowej) opon. Można zatem wskazać, że kierunek na oszczędną eksploatację został już dawno wyznaczony

Dagmara Uhl, UAVS Poland sp. z o.o.
Tomasz Siwek, UAVS Poland sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
Wojciech Kalawa, Magdalena Dudek, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Pierwsza polska mobilna **stacja tankowania wodoru**

W artykule przedstawiono pierwszą w Polsce mobilną stację tankowania wodoru, będącą propozycją rozwiązania problemu braku infrastruktury tankowania wodoru w Polsce. W oparciu o analizę stanu techniki i aktualnych potrzeb w zakresie rozwoju elektromobilności, podjęto próbę zbudowania innowacyjnej instalacji. Opisano koncepcję konstrukcji stacji, zasadę działania stacji, wyniki testów oraz osiągnięte parametry pracy. Przedstawiono proces tankowania wodoru i obsługi stacji.

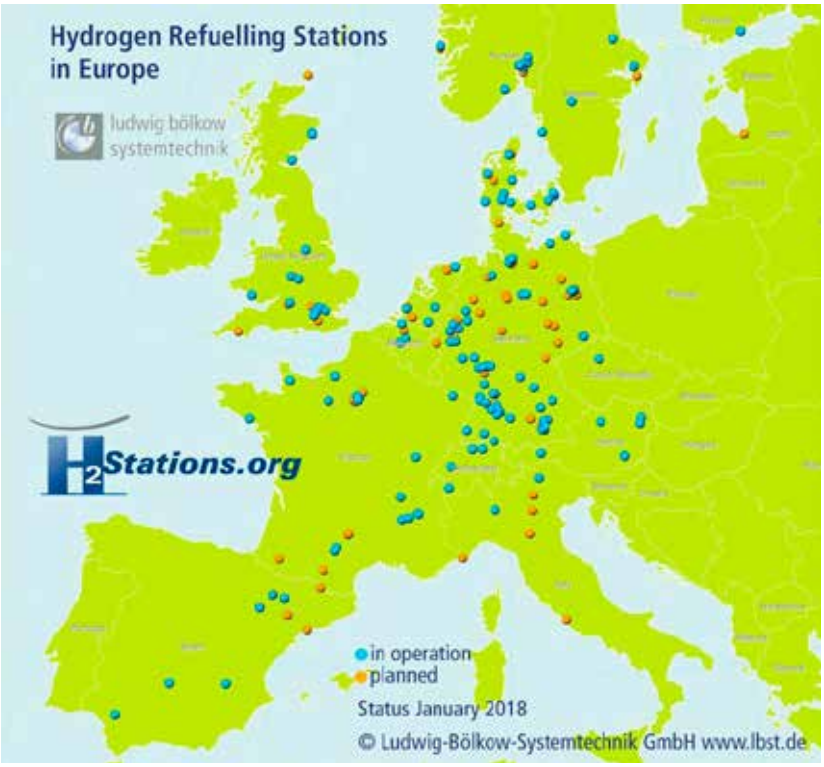
Nieustanny rozwój gospodarczy społeczeństw pociąga za sobą coraz większą konsumpcję energii pierwotnej, a produkcja energii elektrycznej na mieszkańca stała się jednym ze wskaźników postępu gospodarczego kraju. Z drugiej strony, świadomość ekologiczna i ekonomiczna wymusza redukowanie energochłonnych procesów, bądź ich optymalizację w celu racjonalizacji wykorzystania źródeł energii i ograniczenia ich wpływu na środowisko. Szczególnie ważną, a jednocześnie niezwykle „wrażliwą" gałęzią gospodarki zarówno w aspekcie ekologiczno-energetycznym, jak i społecznym jest transport. Naturalną konsekwencją rozwoju gospodarczego jest wzrost liczby samochodów, szczególnie widoczne jest to w dużych aglomeracjach miejskich. Koncentracja środków transportu na stosunkowo małym obszarze powoduje wzrost niskiej emisji, która sumarycznie prowadzi do nawet kilkuset krotnych przekroczeń norm substancji niepożądanych w powietrzu. Strefy emisji zanieczyszczeń komunikacyjnych silnie korespondują z przemysłowo-usługowymi obszarami miast, o wzmożonej obecności ludzi. Zawieszone pyły i zanieczyszczenia gazowe negatywnie wpływają na zdrowie osób przebywających w tych strefach.



Rys. 1. Zależność gęstości mocy od gęstości energii - porównanie wybranych źródeł energii elektrycznej [2]

Jednym ze sposobów ograniczenia emisji zanieczyszczeń pochodzenia mobilnego jest eliminowanie z ruchu samochodów o niskich parametrach ekologicznych i zastępowanie ich jednostkami spełniającymi wyższe normy. W przypadku samochodów z silnikami spalinowymi działanie to prowadzi do skomplikowania ich budowy, poprzez dopo-sażanie w systemy proekologiczne, takie jak: instalacje recyrkulacji spalin, katalizatory i filtry spalin oraz zastosowanie rozwiązań hybrydowych. Obecnie promowaną alternatywą dla skomplikowanych napędów spalinowych lub hybrydowych są napędy elektryczne. Zarówno samochody spalinowe, jak i elektryczne posiadają liczne wady. Pierwsza grupa samochodów cechuje się stosunkowo niską niezawodnością, ze względu na złożoną konstrukcję. Druga - niskim zasięgiem i dużymi kosztami wymiany baterii. Jedną z alternatyw nie posiadających wymienionych wyżej wad, są samochody elektryczne oparte o ogniwa wodorowe. Stosowane w napędach samochodowych stosy ogniw wodorowo-tlenowych niskotemperaturowych z protonowo wymienną membraną PEMFC (ang. *Polymer Exchange Membrane Fuel Cell*), charakteryzują się wysoką sprawnością konwersji energii (powyżej 50%) oraz zerową emisją zanieczyszczeń (produktem reakcji jest czysta chemicznie woda) [1]. Wymagają jednak zastosowania wodoru piątej klasy czystości. Ze względu na dużą gęstość magazynowania energii w wodorze, wyższą niż w przypadku klasycznych baterii litowo-jonowych, co schematycznie pokazano na rys. 1. Samochody wykorzystujące ogniwa paliwowe z sukcesem konkurują, co do zasięgu na jednym tankowaniu, z samochodami o napędach spalinowych. Pewnym ograniczeniem w ich powszechnym zastosowaniu jest brak infrastruktury tankowania wodoru.

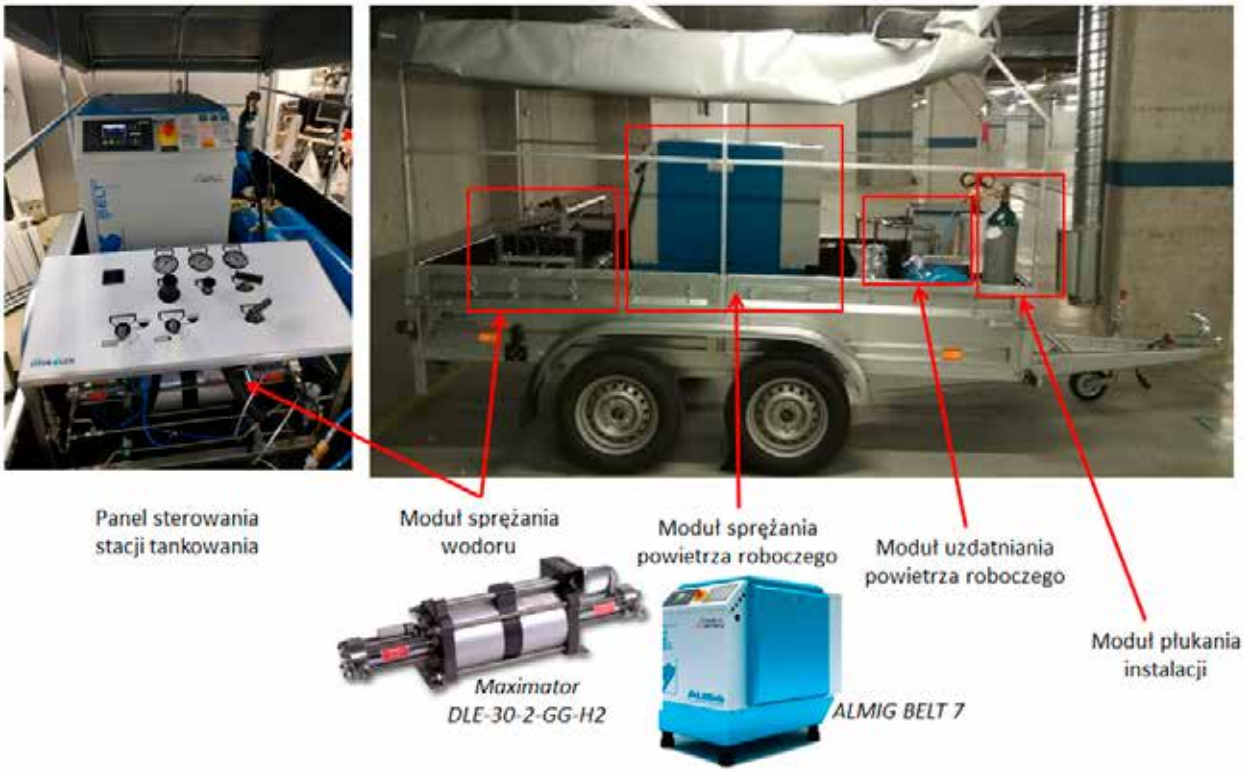
Autorzy niniejszego artykułu od wielu lat prowadzą badania nad zastosowaniem wodoru dla celów energetycznych [5, 6, 7].



Rys. 2. Rozmieszczenie stacji ładowania wodorem w Europie [4]

Producent	Nazwa modelu	Maksymalne ciśnienie wyjściowe	Wydajność H2
Resato	FOS - H2Refuel Fleet Owner Station	350bar/700bar	4kg/h
Nel Hydrogen	H2Station®	350bar/700bar	120kg/h (do 350bar)
Pure Energy Centre	Hydrogen fueling station	350bar/700bar	20kg/h
Hydrogenics	HySTAT™	350bar/700bar	≈40kg/h

Tab. 1. Przegląd stacjonarnych systemów stacji ładowania pojazdów



Rys. 3. Mobilna stacja ładowania butli wodorem konstrukcji firmy UAVS Poland

Stan infrastruktury wodorowej w Europie

Realizacja transportu w oparciu o technologię wodorową wydaje się pewnym rozwiązaniem dla obniżenia niskiej emisji. Niestety technologia ta ma ogromną barierę w postaci braku infrastruktury dystrybucji wodoru dla e-mobility. W całej Europie jest około 82 stacji tankowania wodoru, co w porównaniu z gęstością stacji tankowania klasycznego paliwa jest liczbą bardzo małą. W Polsce na obecną chwilę nie ma żadnej stacji tankowania wodoru [3]. Rozkład geograficzny stacji tankowania wodoru w Europie przedstawiono na rys. 2.

Istniejące stancje tankowania bazują na gotowych stacjonarnych systemach sprężania wodoru, dostarczanych przez kilku wiodących producentów. Przegląd i porównanie parametrów najczęstszych konstrukcji przedstawiono w tab. 1.

Na terenie Polski obecnie z powodu braku stacji tankowania wodoru nie jest możliwe korzystanie z transportu wodorowego. Co więcej, w znaczący sposób ograniczona jest promocja wykorzystania wodoru w e-mobility, gdyż tankowanie jednostek pokazowych do ciśnienia roboczego rzędu 350 lub 700 bar jest możliwe tylko zagranicą (najbliższa stacja tankowania wodoru jest w Berlinie). Z problemem braku infrastruktury tankowania wodoru w Polsce zmierzyła się firma UAVS Poland podczas realizacji projektu POIR.01.01.01-00-0682/17 „Zwiększenie czasu lotu bezzałogowego aparatu latającego (UAV) poprzez zastosowanie hybrydowego źródła energii". W związku z zastosowaniem ogniwa paliwowego jako źródła energii elektrycznej w proponowanym rozwiązaniu, firma opracowała własną konstrukcję innowacyjnej mobilnej stacji tankowania wodoru. Konstrukcja stacji jest autorskim rozwiązaniem firmy.

Konstrukcja i parametry

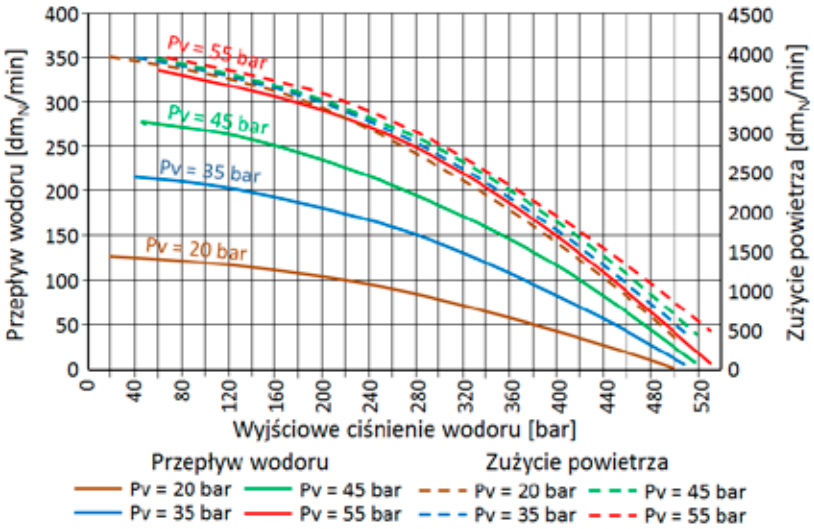
Stacja została zaprojektowana i zbudowana jako mobilna platforma umożliwiająca przemieszczanie za samochodem prowadzonym przez kierowcę z prawo jazdy kategorii B, bowiem jej masa całkowita nie przekracza 750 kg. Stacja umożliwia ładowanie docelowych mobilnych dedykowanych zbiorników wodorem do ciśnienia 450 bar. Zbudowana instalacja składa się z czterech zintegrowanych ze sobą podstawowych modułów (rys. 3):

1. modułu wodorowego - zapewniającego przetłoczenie wodoru z transportowego magazynu wodoru do butli przy jednoczesnym podniesieniu jego ciśnienia,
2. modułu sprężania powietrza roboczego - zapewniającego wytwo-

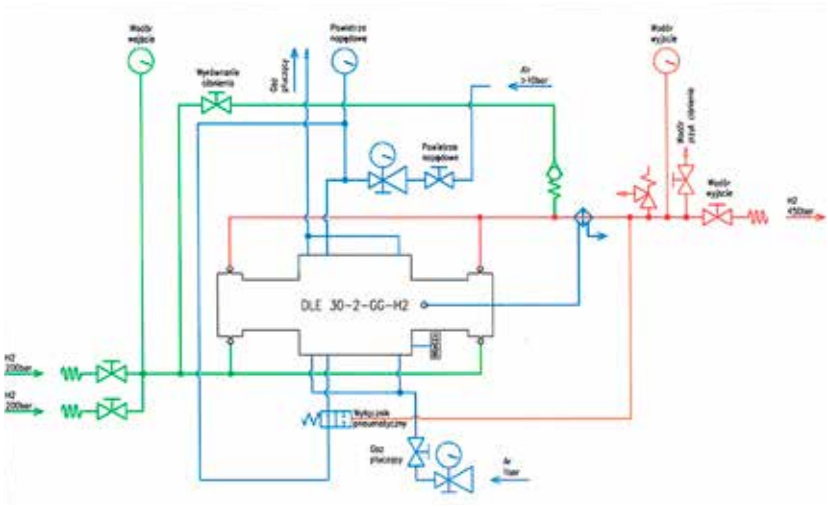
rzenie sprężonego powietrza na potrzeby napędu modułu wodorowego - boostera wodoru,
3. modułu uzdatnia powietrza roboczego,
4. modułu płukania instalacji.

Ze względu na przeznaczenie instalacji kluczowym jej układem jest moduł sprężania wodoru, którego podstawowym elementem jest booster, czyli bezolejowy wzmacniacz ciśnienia gazu wstępnie sprężonego do ciśnienia dedykowanego w instalacji lub w zbiornikach na tłoczeniu maszyny. Booster to maszyna tłokowa działająca w oparciu o przełożenie ciśnień proporcjonalne do powierzchni tłoków. Z jednej strony działamy na dużą powierzchnię tłoka czynnikiem napędowym (roboczym, w przypadku prezentowanej konstrukcji sprężonym powietrzem). Z drugiej strony - mała powierzchnia tłoka działa na czynnik sprężany, tj. wodór. W pilotażowej instalacji zastosowano booster DLE-30-2-GG-H2 firmy Maximator o stopniu sprężania 1:20 i stopniu przełożenia 1:60. Szczegółowe charakterystyki pracy boostera przedstawiono na rys. 4.

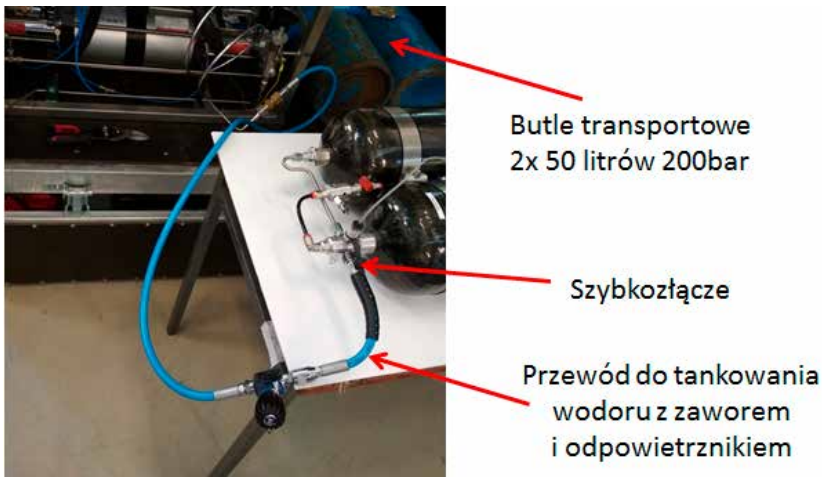
Przytoczona charakterystyka pracy boostera jest jednocześnie charakterystyką pracy stacji napełniania wodorem. Na jej podstawie jesteśmy w stanie określić strumień sprężanego wodoru (Outlet Flow) przy danym minimalnym ciśnieniu wejściowym Pv i ciśnieniu docelowym po sprężaniu (Outlet Pressure). Jednocześnie dla danego punktu pracy stacji na podstawie prezentowanej charakterystyki można ocenić strumień powietrza roboczego koniecznego do napędu boostera. Zastosowanie boostera jako sprężarki wodoru jest rozwiązaniem optymalnym ze względu na kilka czynników. Po pierwsze, gwarantuje bezpieczeństwo użytkowania poprzez



Rys. 4. Charakterystyka pracy boostera DLE-30-2-GG-H2 firmy Maximator [6]



Rys. 5. Schemat modułu wodorowego



Rys. 6. Tankowanie butli wodorem ze stacji

Rys. 7. Panel sterowania pracą stacji tankowania wodoru

galwaniczną izolację części wodorowej od pozostałych urządzeń, gdyż napęd i sterowanie boostera oparte jest tylko i wyłącznie na rozwiązaniach pneumatycznych. Po drugie, urządzenie jest bezolejowe co pozwala zachować wysoką klasę czystości wodoru (minimum 5 klasę - 99,999%) wymaganą do zasilania ogniw paliwowych typu PEMFC. Po trzecie, prosta budowa gwarantuje wysoką niezawodność urządzenia i długi okres jego bezobsługowej eksploatacji. Booster zintegrowano z pozostałymi podzespołami stacji roboczej zgodnie ze schematem przedstawionym na rys. 5.

Ciśnienie wyjściowe wodoru po sprężaniu wynika bezpośrednio z ciśnienia powietrza roboczego i stałego przełożenia boostera. Operator stacji jest więc w stanie poprzez reduktor ciśnienia roboczego na zasilaniu boostera kontrolować pracę stacji napełniania i dostosować maksymalne ciśnienie wodoru na wyjściu do parametrów zastosowanych zbiorników w jednostce mobilnej. Możliwość kontroli ciśnienia powietrza roboczego na wejściu do boostera jest więc pierwszym poziomem zabezpieczenia instalacji i tankowanej jednostki przed nadmiernym ciśnieniem wodoru. Ze względu na podniesienie bezpieczeństwa użytkowania stację dodatkowo doposażono w wyłącznik pneumatyczny boostera, który mechanicznie ustawiamy na daną wartość ciśnienia progowego wodoru. Po przekroczeniu zadanego ciśnienia odcięte zostaje powietrze napędowe i stacja przestaje sprężać wodór. Trzeci i ostatni poziom zabezpieczenia przed przeciążeniem mechanicznym stanowi zawór bezpieczeństwa zamontowany w linii wyjściowej wodoru z boostera. Zamontowany w stacji zawór umożliwia zadanie ciśnienia zadziałania, którego wartość determinowana jest wytrzymałością tankowanych zbiorników wodoru. Podczas użytkowania stacji niezbędne jest więc prawidłowe skonfigurowanie systemu bezpieczeństwa, tak aby progi ciśnień ustawić w odpowiedniej kolejności według zalecanych poziomów zabezpieczeń.

Celem przyspieszenia tankowania i optymalizacji zużycia energii na ten proces moduł wodorowy umożliwia przetłaczanie gazu bezpośrednio z magazynu wodoru do zbiorników docelowych za pomocą bajpasu, aż do wyrównania ciśnień. Proces ładowania przez bajpas kontrolowany jest zaworem wyrównania ciśnień co pokazano schematycznie na rys. 5.

Napęd boostera realizowany jest przez sprężone powietrze robocze, które wytwarzane jest w module sprężania powietrza roboczego. Moduł ten oparto o wysokiej klasy sprężarkę śrubową chłodzoną cieczą BELT 7-8 firmy Almig. Sprężarka współpracuje z zbiornikiem buforowym o pojemności 20 litrów stabilizującym ciśnienie na poziomie 8 bar w instalacji zasilającej booster (przed reduktorem).

Po procesie sprężania, powietrze robocze jest oczyszczane i osuszane w module uzdatnia powietrza roboczego. Usunięcie zanieczyszczeń i wilgoci gwarantuje niezawodną pracę boostera oraz utrzymanie sprę-

> Modułowa budowa stacji gwarantuje możliwość jej łatwej konfiguracji pod indywidualne potrzeby klienta, a montaż na platformie mobilnej dopuszczonej do ruchu drogowego zapewnia nieorganiczny zasięg jej wykorzystania

żanego wodoru w wysokiej klasie czystości. Szczególnie ważne jest całkowite wyeliminowanie węglowodorów (głównie chodzi o usunięcie CO) z instalacji sprężania wodoru, gdyż prowadzą one do zniszczenia katalizatora w ogniwie PEMFC, a w konsekwencji awarii ogniwa. Powietrze robocze po rozprężeniu w boosterze obniża swoją temperaturę, dodatkowo jego strumień jest około 10-krotnie większy od strumienia wodoru, dlatego powietrze wykorzystano jako czynnik chłodzący wodór po procesie sprężania. Umiejscowienie chłodnicy wodoru pokazano na rys. 5.

Ostatnim modułem proponowanego rozwiązania jest system płukania stacji. Moduł ten gwarantuje bezpieczeństwo transportu stacji po procesie sprężania wodoru. Gazem płuczącym jest chemicznie obojętny gaz - argon, który przepływa przez instalację wypierając z niej wodór i powietrze. Przepływ argonu indukowany jest poprzez jego rozprężanie z wymiennej butli montowanej w stacji tankowania, co widoczne jest na rys. 3.

Proces tankowania wodoru

W założeniach projektu dla prezentowanej w niniejszym artykule konstrukcji stacji było osiągnięcie maksymalnej jej mobilności. Stacja stanowi bowiem źródło wodoru do tankowania ultralekkich zbiorników dedykowanych do zasilania bezzałogowego aparatu latającego UAV. Operator UAV może zabrać stację w dowolne miejsce odbywania lotów i realizować tankowania wodoru w terenie podczas wykonywania misji. W aktualnej konfiguracji stacja umożliwia podpięcie poprzez dedykowane porty dwóch butli stalowych o pojemności 50 litrów każda, pod standardowym ciśnieniem magazynowania wodoru, tj. 200 bar (rys. 6). Stacja doposażona jest w łoża umożliwiające bezpieczny transport podłączonych butli wodorowych. Stacja umożliwia przekonfigurowania źródła zasilania w wodór, np. na wiązkę butli, bądź dedykowany trailer.

Podłączenie stacji do tankowanych zbiorników odbywa się przez elastyczny przewód zakończony hermetycznym szybkozłączem. W pierwszej fazie tankowanie odbywa się przez bajpas, aż do wyrównania ciśnień pomiędzy zbiornikami. W fazie drugiej uruchamiany jest booster wodoru. Po osiągnięciu ciśnienia dedykowanego w tankowanych butlach, stacja automatycznie kończy proces tankowania poprzez odłączenie powietrza roboczego.

W trakcie tankowania operator monitoruje parametry pracy urządzenia na panelu kontrolnym. Dysponuje danymi o aktualnych wartościach ciśnienia powietrza napędowego, ciśnienia wodoru wejściowego (w zbiornikach źródłowych) oraz ciśnienia wodoru wyjściowego. Panel operatorski pokazano na rys. 7.

Do zasilania stacji wymagane jest przyłącze elektryczne trójfazowe o zabezpieczeniu prądowym 32 A.

Wnioski

Firma UAVS Poland zbudowała pierwszą w Polsce innowacyjną stację tankowania wodoru. Opracowana instalacja jest realną alternatywą dla rozwiązań stacjonarnych. Modułowa budowa stacji gwarantuje możliwość jej łatwej konfiguracji pod indywidualne potrzeby klienta, a montaż na platformie mobilnej dopuszczonej do ruchu drogowego zapewnia nieorganiczny zasięg jej wykorzystania. Zbudowana stacja jest ważnym krokiem w kierunku wdrażania e-mobilności na terenie Polski, eliminuje bowiem ograniczenia związane z brakiem infrastruktury technicznej związanej z tankowaniem wodoru do ciśnienia powyżej 200 bar.

Podziękowanie

Opisana konstrukcja stacji tankowania wodoru powstała dzięki wsparciu NCBiR w ramach projektu POIR.01.01.01-00-0682/17.

Literatura

[1] Raźniak A. Dudek M. Siwek T. Dudek P. Kalawa W., Determination of Electrical and Efficiency Parameters of Air Cooling of Low-Temperature PEM Fuel Cell Stack with Power of 5kW, Przegląd Elektrotechniczny, Nr. 4., 140-147 (2018).

[2] Kotz, M. Carlen, Principles and applications of electrochemical capacitors. Electrochim Acta 45, 2483-2498 (2000).

[3] https://autokult.pl/26711,do-2030-roku-powstanie-siec-stacji-wodorowych-w-polsce (dostęp online 07.11.2018).

[4] https://www.tuev-sued.de (dostęp online 07.11.2018).

[5] Katalog produktów firmy MAXIMATOR www.maximator.de (dostęp online 07.11.2018).

[6] Uhl T., Kaliski M., Sękiewicz Ł.: Zastosowanie ogniw paliwowych do wytwarzania energii w gospodarstwach domowych, Świat Nieruchomości, nr 59-60, 43-47 (2007).

□

Magdalena Drac-Tatoń, Prezes Zarządu, MEGMAR Sp. z o.o.

Innowacyjne technologie

- klucz do zrównoważonego rozwoju

XXI w. to czas wielkich wyzwań i nadziei, w którym technologia staje się nie tylko narzędziem zysku z komercyjnych przedsięwzięć, ale i kluczem do społecznego rozwoju, a także poprawy otaczającego nas świata. Jednym z największych zadań, przed jakim stają współczesne gospodarki, jest znalezienie sposobów pozwalających na zrównoważony rozwój, który zaspokoiłby bieżące potrzeby, bez zmniejszania szans przyszłych pokoleń.

Ochrona środowiska naturalnego to szczególne zadanie, które realizujemy nie tylko w związku z bieżącymi zagrożeniami (takimi jak choćby smog), ale także - a może przede wszystkim - mając na uwadze przyszłość poszczególnych państw, a nawet jednostek. Z wyzwaniem tym zmagają się nie tylko podmioty mające wpływ na globalną gospodarkę, ale także te o największym potencjale finansowym i naukowym. Poszukiwanie nowych rozwiązań w zakresie zapewnienia stabilnych dostaw energii, przy jednoczesnej ochronie środowiska, wynika nie tylko z długofalowego projektu przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Zbliżający się termin wejścia w życie rozwiązań BAT, czyli najlepszych dostępnych rozwiązań w energetyce, zapewniających efektywną ochronę środowiska - na poziomie europejskim, wymusza działania modernizacyjne w nieodległej perspektywie. To trudne zadanie, tym bardziej, że blisko 60% polskich elektrowni ma ponad 30 lat.

Wypracowanie i promowanie rozwiązań pozwalających na poruszanie się w tym trudnym otoczeniu, to priorytet, który przyświeca firmie Megmar. W ramach dążenia do tego celu pracujemy nad tworzeniem innowacyjnych

> Na podstawie zgromadzonych doświadczeń nietrudno wskazać, że przemysł i energetyka mogą się skutecznie przyczyniać do ochrony środowiska, a biotechnologia to narzędzie, którym dziedziny te powinny się posługiwać

technologii, pozwalających na dalsze funkcjonowanie energetyki w oparciu o krajowe zasoby. W tym obszarze nie pozostajemy w tyle za rozwiązaniami opracowywanymi na zachodzie Europy. Niektóre nasze osiągnięcia wyprzedzają te, które zostały wypracowane przez podmioty uważane za liderów w tej branży.

Ta aktywność, to nie tylko dążenie do realizacji celów biznesowych, choć Megmar, jak każde przedsiębiorstwo komercyjne, działa mając na uwadze efektywność kosztową tworzonych produktów i ich implementacji. Jest to także wyraz przekonania o tym, że żadne państwo nie jest w stanie efektywnie nadążać za trendami rozwojowymi, opierając się wyłącznie na własnych instytucjach oraz ich zapleczu. Synergia wynikająca ze współpracy administracji państwowej oraz sektora prywatnego, zwłaszcza w zakresie zdolności tego ostatniego do innowacji, to proces, w którym Megmar uczestniczy od wielu lat.

Na podstawie zgromadzonych doświadczeń nietrudno wskazać, że przemysł i energetyka mogą się skutecznie przyczyniać do ochrony środowiska, a biotechnologia to narzędzie, którym dziedziny te powinny się posługiwać.

Popularna narracja dotycząca minimalizowania zagrożeń dla środowiska naturalnego sprowadza się w głównej mierze do zmiany wykorzystywanych źródeł energii. Tymczasem moc zasilanych węglem brunatnym elektrowni w Polsce wynosi ponad 9 GW, co stanowi około 25% mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zupełna rezygnacja z tego źródła energii to ogromny problem, zwłaszcza, że w chwili obecnej wskaźnik zależności energetycznej wynosi w Polsce jedynie ok. 25%. Dla porównania, we Francji to ok. 50%, a w Niemczech 63%. Rezygnacja z takiego atutu stanowiłaby strategiczny błąd z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Aby wdrażać technologie pozwalające na kontynuację wykorzystywania energii pochodzącej z węgla, przy jednoczesnym wypracowywaniu rozwiązań chroniących środowisko, ich pomysłodawcy muszą współpracować z firmami zapewniającymi ciągłość produkcji w danym obszarze, najlepiej pozyskując przy tym wsparcie państwa. Działania na tej płaszczyźnie powinny zmierzać w kierunku zwiększania integracji metod technicznych i biologicznych. Choć nie jest to łatwe, powinny także łączyć innowacyjny pomysł oraz kapitał na jego realizację. Dlatego kluczowe są tu dwa czynniki: doświadczenie oraz zaplecze laboratoryjne i produkcyjne, zazwyczaj bardzo kosztowne.

Przykładem współpracy pozwalającej na umacnianie pozycji poszczególnych przedsiębiorstw jako liderów w ich sektorach w skali międzynarodowej, ale także potencjału państwa jako lidera globalnych zmian, może być współdziałanie między spółkami z udziałem Skarbu Państwa i prywatnymi przedsiębiorstwami. Praktycznym przykładem takiej kooperacji jest wdrażenie przez Megmar chemicznej metody usprawniania procesu odsiarczania spalin, poprzez minimalizację wytrącania się osadów twardych w absorberze instalacji odsiarczania spalin, która pozwala skracać przestoje okresowe i eliminować przestoje awaryjne w polskich elektrowniach.

To nie jedyne wypracowywane przez Megmar innowacje służące środowisku. Wykorzystanie biochemicznych technologii w celu kondycjonowania wody przemysłowej, która w zależności od charakteru produkcji i przeznaczenia musi spełniać pewne ustalone normy, to kolejny obszar prowadzonych badań i wdrożeń. Preparaty biologiczno-chemiczne nie tylko skutecznie poprawiają parametry wody i jej jakość, ale również błyskawicznie zatrzymują rozwój wszystkich bakterii, wirusów, grzybów, pleśni i zarodników, stabilizują pH oraz chronią przed korozją wszelkie systemy wodne. Dają również możliwość wielokrotnego wykorzystywania tej samej wody.

Rozwiązania w zakresie usuwania zanieczyszczeń wykorzystywane są także w procesie oczyszczania ścieków przemysłowych. Pozwalają na usunięcie ze ścieków składników pozostałych po oczyszczaniu mechanicznym i mechaniczno-chemicznym, między innymi metali ciężkich. Wśród nich szczególnym osiągnięciem jest opracowanie rozwiązania, które pozwala na obniżenie OWO (węgla organicznego) i zmniejszenia chemicznego zapotrzebowanie na tlen. Kolejnym wypracowanym rozwiązaniem, którego istnienie warto podkreślić, jest usuwanie ze ścieków odorów rożnego pochodzenia (w tym także amonowego).

Międzynarodowe regulacje, które wymuszają na państwach i sektorze prywatnym określone działania na rzecz środowiska naturalnego, to nie tylko rzeczywistość prawna. To także drogowskaz dla przyszłych działań. Trzeba traktować je nie tylko jako wyzwanie dla gospodarki, ale także jako szansę, która może sprawić, że świadomie podejmować będziemy inicjatywy na rzecz ochrony środowiska. □

> Międzynarodowe regulacje, które wymuszają na państwach i sektorze prywatnym określone działania na rzecz środowiska naturalnego, to nie tylko rzeczywistość prawna. To także drogowskaz dla przyszłych działań

Dr inż. Andreas Gruber-Waltl, dr inż. Artur Salamon, ANDRITZ AG

Podejście holistyczne

Minimalizacja emisji rtęci, SO_x i pyłu lotnego

Dostosowanie do unijnych limitów emisji pyłów, NO_x, SO_x i rtęci napędza obecnie większość inwestycji w dużych obiektach energetycznego spalania. Zaostrzenie ograniczeń emisyjnych będzie dużym wyzwaniem dla wielu istniejących zakładów. Aby efektywnie wykorzystać kapitał wytwórczy, konieczne będzie zintegrowanie nowych i czasem innowacyjnych technologii z istniejącymi blokami. Wymaga to specjalistycznej wiedzy. Doświadczenie firmy ANDRITZ podpowiada, że każda istniejąca instalacja ma potencjał dalszej redukcji SO_x, NO_x, pyłu i rtęci, dzięki połączeniu odpowiednich modyfikacji eksploatacyjnych i czasem niewielkiego dodatkowego doposażenia instalacji. Ponieważ jednak dodatkowe inwestycje napotykają często na ograniczenia finansowe, do osiągnięcia udanego efektu w sensie niezawodności i opłacalności przedsięwzięcia ważne jest przyjęcie podejścia holistycznego.

Holistyczne podejście do minimalizacji rtęci

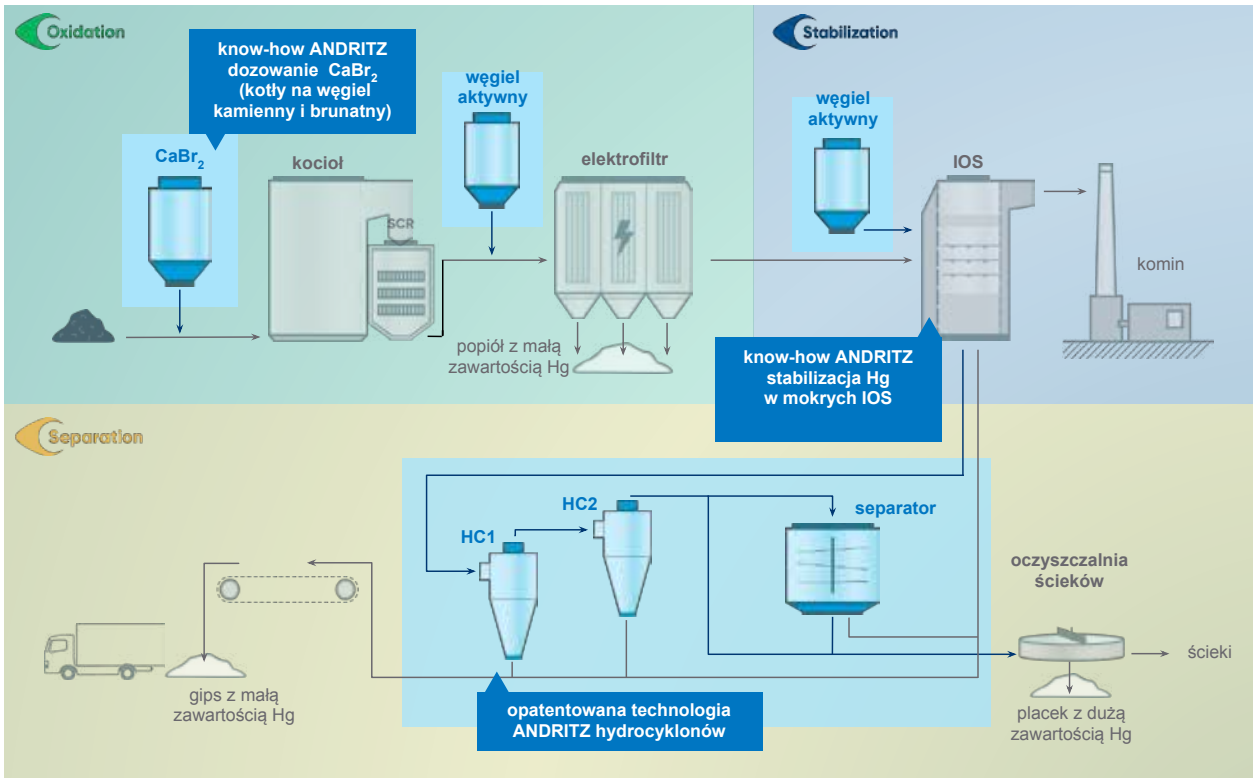
Emisje rtęci stanowią problem środowiskowy ze względu na toksyczność i trwałość rtęci gromadzącej się w drogach wodnych. Aby sprostać rygorystycznym ograniczeniom, firma ANDRITZ podjęła całościowe badania, aby przyjrzeć się procesowi spalania jako całości, biorąc pod uwagę nie tylko różne reakcje utleniania w samym palenisku, ale także wszystkie procesy na całej ścieżce oczyszczania gazów spalinowych. Uzyskano dokładne informacje na temat czynników wpływających na utlenianie, absorpcję i adsorpcję rtęci po wylocie z kotła wraz z parametrami popiołu lotnego usuniętego w elektrofiltrze oraz produktów ubocznych, jak gips i ścieki.

Dopiero znajomość tych danych i ich właściwa interpretacja pozwala na kontrolowanie strumieni rtęci za pomocą znanych technologii. Najprościej rzecz ujmując, usuwanie rtęci na drodze przepływu spalin składa się z trzech głównych procesów (rys. 1). ANDRITZ posiada już możliwość opracowania rozwiązań technicznych dostosowanych do konkretnych istniejących uwarunkowań dla każdego z tych trzech głównych procesów.

Główne możliwości technologiczne pokazano na rys. 2. Jednym z podstawowych elementów oferty

Rys. 1

ANDRITZ jest utlenianie rtęci oparte na bromie, stanowiące niezbędną pierwszą część całego systemu. Ta technologia oferowana wyłącznie przez firmę ANDRITZ, jest najbardziej opłacalnym rozwiązaniem dostępnym obecnie na rynku. Drugim proponowanym krokiem jest dodawanie węgla aktywnego bezpośrednio do istniejącego absorbera IOS w celu zaabsorbowania utlenionej rtęci. Dopełnieniem całej technologii i krokiem trzecim jest opa-



Rys. 2

Rys. 3

tentowana przez ANDRITZ specjalna technologia hydrocyklonów do pierwotnego odwadniania gipsu produkowanego w mokrej instalacji odsiarczania spalin. Umożliwia ona oddzielenie od gipsu węgla aktywnego z zaabsorbowaną na nim rtęcią. Istniejące systemy odwadniania gipsu można zmodernizować za pomocą tej technologii w sposób łatwy i tani, wymieniając tylko poszczególne hydrocyklony.

Opierając się na holistycznej wiedzy o wszystkich istotnych procesach kontrolowania rtęci (od utleniania poprzez stabilizację do separacji), ANDRITZ opracował modele do zastosowań w konkretnych przypadkach. Właściwe modelowanie ma zasadnicze znaczenie dla realistycznej oceny całego procesu reemisji do atmosfery oraz kontrolowanego usuwania rtęci przy zachowaniu pełnego bezpieczeństwa eksploatacji.

IOSplus - półka rurowa

IOSplus to opracowana i opatentowana przez ANDRITZ technologia dla istniejących absorberów mokrego odsiarczania w celu poprawy skuteczności usuwania SO_x i pyłu. Po kilku latach badań, rozwoju oraz optymalizacji, pierwsze instalacje tej technologii rozpoczęły się w 2014 r. (tab. 1).

> Każda istniejąca instalacja ma potencjał dalszej redukcji SO_x, NO_x, pyłu i rtęci, dzięki połączeniu odpowiednich modyfikacji eksploatacyjnych i czasem niewielkiego dodatkowego doposażenia instalacji

Podczas opracowywania technologii IOSplus szczególną uwagę zwrócono na stworzenie rozwiązania wewnątrz absorbera, które nie powodowałoby gromadzenia się osadów i narostów w jego wnętrzu. Tę cechę dobrze potwierdzono we wszystkich instalacjach na węgiel kamienny i brunatny, w których technologia została zaaplikowana.

We wszystkich dotychczasowych instalacjach elementy IOSplus są zbudowane z PP, co pozwala absorberom działać niezawodnie nawet przy wysokich temperaturach spalin na wlocie do 190°C.

Przewaga naszej półki rurowej (rys. 3) w porównaniu z innymi technologiami (np. półkami sitowymi) wynika nie tylko z większej niezawodności, ale również z mniejszych oporów przepływu spalin.

Prace rozwojowe obejmowały testowanie technologii IOSplus w dużej instalacji pilotowej (przepływ do 50 000 Nm^3/h), umożliwiając inżynierom opracowanie precyzyjnych modeli projektowych. Stworzony kompleksowy model jest podstawą do szczegółowego prognozowania wydajności usuwania SO_x, spadku ciśnienia spalin, a także parametrów pracy urządzeń pomocniczych.

Unikalne cechy konstrukcyjne technologii IOSplus odróżniają ją od innych rozwiązań. Najważniejszą zaletą jest praca bez prawie żadnego nagromadzenia materiału, nawet w trudnych warunkach eksploatacyjnych. Oszczędności energii w układzie IOS, niskie koszty konserwacji i niewielkie zmiany konstrukcyjne w istniejącym absorberze to kolejne zalety.

Kontakt:
Artur Salamon
artur.salamon@andritz.com
kom. 603 771 067

projekt	kocioł	absorbery	stężenieSO_2	stężenie pyłu	cel
			[mg/Nm³]	[mg/Nm³]	
Niederaussem Blok G (Niemcy) - RWE	660 MW	1 x ⌀18,5m	200	< 7	oszczędność energii
Niederaussem Blok H (Niemcy) - RWE	660 MW	2 x ⌀18,5m	200	< 7	oszczędność energii
Taiyuan (Chiny) - Datang	300 MW	2 x ⌀13,5m	50	< 6	usuwanie SO_2
Nanjing (Chiny) - Tongfang	120 MW	3 x ⌀8,4m	35	≤ 5	usuwanie pyłu
Tusimice II (Czechy) - CEZ	200 MW	2 x ⌀14,5m	200	< 20	usuwanie SO_2 i pyłu

Tab. 1

DBAMY O CZYSTE POWIETRZE

grupa azoty

Efekt RedNOx®

redukcja spalin w przemyśle

NOXy®

PULNOx®

LIKAM® WODA AMONIAKALNA

grupaazoty.com

Grupa Azoty S.A.

Kompleksowa oferta producenta

i dostawcy reduktantów

Grupa Azoty, produkująca reduktanty w 3 zakładach zlokalizowanych w Puławach, Policach i Kędzierzynie-Koźlu proponuje gotowe rozwiązania, dzięki którym możliwe jest oczyszczanie spalin w pojazdach oraz urządzeniach wykorzystywanych powszechnie w przemyśle. Technologia SCR i SNCR umożliwia ograniczenie emisji szkodliwych dla człowieka i środowiska gazów, takich jak tlenki azotu. Proponujemy substancje z linii RedNOx® gwarantujące nie tylko doskonałe efekty oczyszczania, ale także możliwość wszechstronnego wykorzystania w różnych branżach - m.in. w transporcie, zakładach produkcyjnych, przemyśle budowlanym.

fot: Pixabay.com

Grupa Azoty, jako świadomy uczestnik globalnego życia, zdaje sobie doskonale sprawę z zagrożeń, bezpośrednio powiązanych z rozwojem technologicznym. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom i wymaganiom klientów, Grupa Azoty wprowadziła kilka lat temu na rynek linię RedNOx®.

> Zdolności produkcyjne Grupy Azoty w zakresie mocznika i amoniaku gwarantują ciągłość i bezpieczeństwo dostaw, a wraz z posiadanym zapleczem magazynowym oraz wykwalifikowaną kadrą, (...) składają się na kompleksową ofertę producenta

Efekt RedNOx®

W odpowiedzi na te wymagania, powstały kompleksowe rozwiązania w zakresie reduktantów na potrzeby instalacji redukujących tlenki azotu. W ten sposób powstała grupa produktów RedNOx®:

- NOXy® (inaczej AdBlue®),
- PULNOx® (roztwory mocznika 35, 40 i 45%),
- LIKAM® (woda amoniakalna 25%).

SCR to technologia oparta na selektywnej redukcji katalitycznej. Dzięki jej zastosowaniu z użyciem roztworu mocznika oferowanego jako NOXy® (inaczej AdBlue®), tlenki azotu NO_x zostają rozłożone na azot i parę wodną. Od początku 2014 r. obowiązuje norma EURO VI, ustanowiona już w 2008 r. przez Parlament Europejski, która ogranicza emisję tlenków azotu przy użyciu AdBlue® o kolejne 80% w stosunku do EURO V, czyli w sumie nawet do 95%.

System SCR z wykorzystaniem NOXy® jest na coraz szerszą skalę wykorzystywany nie tylko w samochodach ciężarowych, ale także osobowych, pojazdach z segmentu off-road (sprzęt rolniczy, budowlany) i statkach morskich. Według najnowszych danych transport drogowy - ciężarówki, to nadal główny sposób przewożenia dóbr. Ciężarówki w całości transportu drogowego mają udział na poziomie 71,3%. Mowa oczywiście o transporcie lądowym. Biorąc pod uwagę, że udział diesla w całości ciężarówek to - wg różnych danych - od 95 do 98%, można przyjąć, że 71% wszystkich dostaw realizowanych drogą lądową przyjeżdża dieslem.

Reduktanty PULNOx® i LIKAM® pozwalają spełnić normy emisji NO_x dla jednostek przemysłu wysokoemisyjnego: elektrowni, elektrociepłowni, spalarni, czy cementowni. Zauważalne jest pobudzenie na rynku reduktantów, związane z podnoszeniem norm emisji - normy EURO - w szeroko rozumianym przemyśle samochodowym oraz konkluzji BAT (*Best Available Technology*), odnośnie do przemysłu wysokoemisyjnego, wspomnianego już w tym artykule. Grupa Azoty bacznie śledzi wszelkie trendy i nowinki związane ze wspomnianymi normami, by dostarczać produkt jak najwyższej jakości w miejsca, które najbardziej tego potrzebują.

Zdając sobie sprawę z jakości powietrza w Polsce, która w wielu przypadkach pozostawia wiele do życzenia, zakłady wchodzące w skład Grupy Azoty, dokładają wszelkich starań, by wywrzeć pozytywny wpływ na przyszłość naszego powietrza, które wszyscy dzielimy. Nie dotyczy to jednak jedynie powietrza, którym oddychamy. Jeśli zanieczyszczamy powietrze, to te zanieczyszczenia wcześniej, czy później pojawiają się w żywności i wodzie. Gdy szkodliwe związki dostają się do wody, to w przeciągu bardzo krótkiego czasu dostają się do wszystkich gałęzi gospodarki, związanych z produkcją. Wody używamy do wszystkich procesów produkcyjnych, nie ważne, czy jest to duży zakład energetyczny, czy mała mleczarnia. Stawiając sobie poprzeczkę wysoko, Grupa nie ogranicza się jedynie do zapewnienia podaży produktu, ale organizuje spotkania z naukowcami i ekspertami w dziedzinach związanych z redukcją zanieczyszczeń emisyjnych, by poszerzać wiedzę i konfrontować pomysły i plany z ekspertami w danej dziedzinie.

Zdolności produkcyjne Grupy Azoty w zakresie mocznika i amoniaku gwarantują ciągłość i bezpieczeństwo dostaw, a wraz z posiadanym zapleczem magazynowym oraz wykwalifikowaną kadrą, która zawsze jest otwarta na pytania klientów i wymagania rynku, składają się na kompleksową ofertę producenta. Ważnym elementem jest również wysoki potencjał logistyczny, który pozwala zrealizować dodatkowe dostawy, choćby z dnia na dzień do każdego miejsca w Polsce. W przemyśle wysokoemisyjnym, gdzie trudno przewidzieć zapotrzebowanie - zależy ono często od aktualnych wskazań termometrów - pewność, że nasz dostawca zapewni nam produkt, gdy tylko będziemy tego potrzebować, to ważna wartość dodana. □

Kamil Szczygielski, Prezes Grupy EKOTECH

Spoiwa geotechniczne na bazie popiołów

pierwszy krok w kierunku bezodpadowej energetyki

Odejście od energetyki węglowej i działania minimalizujące emisję gazów cieplarnianych do atmosfery zdominowały w ostatnich miesiącach przestrzeń medialną. Ostatni Raport Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu IPCC zawiera alarmujące wnioski i wskazuje, że wzrost średniej globalnej temperatury o 1,5°C do końca wieku będzie miał znacznie poważniejsze skutki, niż dotychczas prognozowano. W optymistycznym scenariuszu IPCC do 2050 r. wytwarzanie energii elektrycznej bazującej na węglu może praktycznie zaniknąć. To perspektywa 30 lat.

A jak wygląda Polska rzeczywistość? Zgodnie z prognozami Ministerstwa Energii udział węgla brunatnego i kamiennego w miksie energetycznym Polski w 2050 r. wciąż wynosić będzie ok. 50%. Nowe technologie i synergia działań pomiędzy poszczególnymi sektorami gospodarki to kompromis pomiędzy ambicjami, a możliwościami. Zamiana słowa „odpad" na „surowiec" to podstawa.

W przypadku energetyki węglowej mówimy o niebagatelnych ilościach „odpadów". Z danych Ministerstwa Środowiska wynika, że powstających w skali roku w energetyce ubocznych produktów spalania tj. żużle i popioły lotne w samym 2016 r. było 22, 655 mln Mg. Prawie 45% podlegało składowaniu.

Zalecenia zawarte w dokumentach referencyjnych BAT dla dużych źródeł spalania oraz zmiany legislacyjne z jednej strony powodują wzrost podaży popiołów, z drugiej wymuszają istotne ograniczenia ich składowania. Na rynku funkcjonuje grupa firm dysponujących technologiami pozwalającymi na frakcjonowanie popiołów oraz ich wykorzystanie. Inne z kolei eksportują popiół np. do Holandii, czy krajów skandynawskich. Jednymi z głównych odbiorców popiołów i żużli są zakłady cementowe i wytwórnie betonu. Produkcja klinkieru jest jednak równoznaczna z nieuniknioną emisją, a gros z niej - ok. 60% to tzw. emisja surowcowa. Do wypału kamienia wapiennego potrzebne są ogromne ilości ciepła i choć w nowoczesnych instalacjach węgiel jest często zastępowany paliwami alternatywnymi, to tzw. emisja produktowa nadal jest wysoka. Ograniczenia w przemyśle cementowym dyktuje sam surowiec, czyli węglan wapnia. Dodatkowym źródłem emisji jest transport surowców oraz produktów. Ślad środowiskowy produktów branży cementowej, pomimo zmian w technologii, pozostanie niezmiennie wysoki.

Alternatywą dla cementu i betonu oraz dla elektrowni jest możliwość wykorzystania w znacznie większym stopniu popiołów. Formalnie wciąż klasyfikowane jako odpad, stanowią jednak minerał antropogeniczny, podstawowy surowiec do produkcji niskoemisyjnych zamienników dla wapnia i cementu. Spoiwa geotechniczne na bazie popiołów, stanowią alternatywę dla stabilizacji cementem i osuszania wapnem oraz tradycyjnej metody wymiany gruntu w budownictwie infrastrukturalnym. Przez najbliższe dwa lata wydobycie węgla brunatnego będzie się kształtowało na poziomie ok. 60 mln Mg rocz-

nie, a do 2030 r. obecnie pracujące kopalnie mogą gwarantować poziom ok. 50 mln Mg na r. Biorąc pod uwagę, że w zależności od jakości węgla szacuje się, że popiół lotny stanowi ok. 10-20%, należy się liczyć z tym, że rocznie powstawać będzie ok. 6-12 mln Mg popiołów lotnych.

Jednym z prekursorów i liderów na rynku spoiw jest Grupa EKOTECH. Od 7 lat współpracuje z Zespołem Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A. (ZE PAK S.A.), zagospodarowując powstające na terenie Elektrowni popioły. Od rozpoczęcia kooperacji z ZE PAK Grupa EKOTECH zagospodarowała już ponad 1 mln Mg popiołów. Aktualnie wykorzystuje do 2 tys. Mg popiołów dziennie. Spoiwa geotechniczne, na bazie popiołów z węgla brunatnego z powodzeniem zastępują kruszywa naturalne, cement oraz wapno przy realizacji szeregu inwestycji infrastrukturalnych. Produkty są konkurencyjne cenowo, co w głównej mierze decyduje o ich wyborze przez wykonawców. Miejmy jednak nadzieję, że już w najbliższej przyszłości o wyborze tego typu spoiw decydować będzie nie cena, a ich niski ślad środowiskowy, a popyt będzie kształtował produkt.

Kluczem do sukcesu jest prostota i możliwość ograniczenia emisji CO_2 na niespotykaną w branży skalę. Rozwiązania, które ze względu na swój potencjał niwelujący emisję niedługo staną się „must have" i będą stanowić jedną z przewag konkurencyjnych na rynku branży infrastrukturalnej.

Instalacja produkcyjna, zlokalizowana jest w bezpośrednim sąsiedztwie silosów popiołu i działa nieprzerwanie w okresie marzec-listopad. Proces produkcyjny, w przypadku spoiw z rodziny TEFRA® w całości odbywa się na terenie Elektrowni. Ograniczony jest do odbioru popiołu i zmieszania go z cementem wg. ustalonej receptury, zależnej od właściwości gruntu, na którym produkt finalny ma być zastosowany. Produkcja spoiw dopasowana jest do zgłaszanego zapotrzebowania "al momento". Gotowy produkt trafia bezpośrednio na budowy. Jedynym potrzebnym do wytwarzania spoiw czynnikiem jest energia elektryczna. Moc niezbędna do funkcjonowania jednostki produkcyjnej kształtuje się na poziomie 190 kW. Jest więc znacząco mniejsza niż ilość energii zużywanej na potrzeby produkcji cementu i wapna.

Proste rozwiązania mogą diametralnie zmienić rzeczywistość polskiej energetyki, ale także sektora budownictwa infrastrukturalnego. Głównym czynnikiem porównywanym w procesie produkcyjnym mającym swój aspekt środowiskowy jest ślad węglowy produkcji. W przypadku TEFRA 25® można mówić o ograniczeniu emisyjności o 80% w stosunku do emisyjności cementu. Ma to kolosalne znaczenie w świetle alarmujących wniosków raportu IPCC.

Polacy coraz bardziej świadomie będą wybierali ofertę pozwalającą na redukcję wpływu na środowisko. Technologia umożliwiająca pełne zagospodarowanie popiołów z energetyki węglowej i uzyskanie spoiwa, pozwala uniknąć tworzenia dodatkowych lub rozbudowy istniejących powierzchni składowania oraz transportu, redukując wpływ na środowisko i koszty. Zgodnie z zasadami gospodarki w obiegu zamkniętym odpad w ogóle nie powinien powstawać. Ambicją Grupy EKOTECH jest dalsza współpraca z sektorem energetyki i wspólne wdrożenie rozwiązań technologicznych już na etapie spalania, pozwalających na uzdatnienie popiołów we własnych procesach technologicznych elektrowni.

Tym samym energetyka wytwarzać będzie nie tylko energię elektryczną i gorącą wodę, ale także surowce i produkty dla budownictwa, tj. popiół lotny do betonu, spoiwa hydrauliczne, wypełniacze mineralne, czy też kruszywa. □

XI Konferencja

Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

TPOK

Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych

20-22.02.2019 - Szczecin

Partner:

eco generator

Organizator:

nowa Energia

tel. 32 777 43 36, kom. 603 220 011
reklama@nowa-energia.com.pl

tel. 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl

www.konferencje.nowa-energia.com.pl/tpok/2019/

Promat

dołącz do nas na LinkedIn

Najnowocześniejsza technika termiczna i ogniowa

Cool answers to hot problems®

Sprawiamy, że Twoja instalacja działa jak w zegarku:
Eko inżynieria, pełne wsparcie techniczne
Maksymalna wydajność i kontrola procesu, bezpieczeństwo
Dłuższa żywotność, szybszy zwrot z inwestycji

Skontaktuj się z nami
Promat TOP Sp. z o.o. – Etex Industry I hpi@promattop.pl I www.promat-hpi.com/pl-pl

Rozwiązania dla ENERGETYKI przemysłowej

2018-10

etex industry

Tworzymy technologię na nowe czasy

MEGMAR®