4/22 (810)
Dwumiesięcznik

58.14.12.0
ISSN 1734-7823

Energetyka
— CIEPLNA I ZAWODOWA

kierunekenergetyka.pl

TEMAT NUMERU | **INWESTYCJE W ENERGETYCE**

KIERUNKI ZMIAN W POLSKIEJ ENERGETYCE

- Nowoczesna energetyka konwencjonalna
- CCS w polskich warunkach
- Węgiel dalej w podstawie

PROBLEMY TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ CIEPŁOWNICTWA > 40

PIERWSZY TAKI W POLSCE > 48

JAK UWOLNIĆ MOCE? > 126

EUROWATER
A GRUNDFOS COMPANY

Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni

Układ przygotowania wody do uzupełnienia sieci ciepłowniczej

Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych systemów generacji wody dla ciepłownictwa

Jakość wody ma kluczowe znaczenie w przemyśle energetycznym. Właściwie uzdatniona woda, to gwarancja wieloletniej, bezawaryjnej pracy systemu grzewczego oraz optymalizacja kosztów eksploatacji.

PONAD 300 ZREALIZOWANYCH PROJEKTÓW dla branży ciepłowniczej w Polsce

Doradztwo	Produkcja	Montaż i rozruch	Szkolenia	Serwis
Doradztwo przy projektowaniu i doborze urządzeń	Projektujemy i wykonujemy systemy z największą precyzją i w najwyższej jakości	Szkolenia dla personelu obsługującego		Serwis gwarancyjny i pogwarancyjny w tym serwis prewencyjny

Eurowater Sp. z o.o. **www.eurowater.pl**

Centrala Izabelin
Tel.: +48 22 722 80 25

Oddział Wrocław
Tel.: +48 71 345 01 15

Oddział Gdańsk
Tel.: +48 58 333 13 80

info.pl@eurowater.com

Z ŻYCIA BRANŻY

8 | **Stan wyjątkowy w niemieckim ciepłownictwie**
Aleksandra Fedorska

10 | **Legislacja – aberracja**
Jan Sakławski

12 | **Perspektywa wykorzystania wodoru w mikroskali**
Maciej Parmee

14 | **Konflikty zbrojne z surowcami w tle**
Wojciech Sikorski

18 | **Autobusy i biomasa – przepis na wodorowe Eldorado?**
Maciej Cholewiński

TEMAT NUMERU: **INWESTYCJE W ENERGETYCE**

22 | **Jubilatki z Turowa**
Rozmowa z Andrzejem Legeżyńskim, prezesem zarządu PGE GiEK S.A.

26 | **Nowoczesne technologie w PGE GiEK**
PGE GiEK S.A.

28 | **Przyszłość efektywnych systemów ciepłowniczych**
Dorota Jeziorowska, Paweł Stępień, Arkadiusz Szymański

34 | **Wykonawcy inwestycji energetycznych a nieprzewidywalny wzrost cen**
Michał Pater

38 | **Wyzwania jako szansa**
Robert Witek

CIEPŁOWNICTWO

40 | **Problemy transformacji energetycznej ciepłownictwa**
Andrzej Baranowski

48 | **Pierwszy taki w Polsce**
Adam Wyszomirski

52 | **Szlachęcińska Budowa Roku 2020**
Metrolog Sp. z o.o.

OCHRONA ŚRODOWISKA

60 | **Większe bezpieczeństwo instalacji i kontrola poziomu w układach wytwarzania pary**
Endress+Hauser

62 | **Czy CCS może coś zmienić?**
Michał Kaczanowski

71 | **Odsiarczanie i odazotowanie spalin w PEC Gliwice**
Kamil Kowalkowski

REMONTY I UR

74 | **Zastosowanie pomp do pracy turbinowej**
Jacek Szymczyk

79 | **Technologia nowym wiatrem dla skrzydeł energetyki**
Piotr Lipnicki

80 | **Efekty współspalania węgla kamiennego z węglem brunatnym i toryfikatem biomasy**
Halina Pawlak-Kruczek, Robert Lewtak, Jakub Mularski, Daniel Smykowski

88 | **Wydajna produkcja energii**
Mettler Toledo

90 | **Zakłady dużego i zwiększonego ryzyka. Dyrektywa Seveso III**
Krzysztof Fiłończuk, Paweł Narecki

OZE I ALTERNATYWNE ŹRÓDŁA ENERGII

93 | **Fotowoltaika w transformacji energetyki**
Rozmowa z Mariuszem Kostrzewą, prezesem zarządu Zeneris Projekty S.A.

100 | **Energia z odpadów wzmocni lokalną suwerenność energetyczną**
Krzysztof Szaliński

102 | **Modelowanie systemów ciepłowniczych z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła**
Grzegorz Wiśniewski, Aleksandra Sulej, Krzysztof Kalinowski, Stanisław Gołębiowski, Agnieszka Bogacz, Konrad Wiśniewski, Jacek Gajkowski, Agata Walczak

PALIWA

116 | **Energię elektryczną produkujemy jednak ciągle z węgla**
Anna Kielerz

120 | **Perspektywy dla pływających terminali regazyfikacyjnych LNG**
Andrzej Sikora

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

126 | **Jak uwolnić moce?**
Maciej Chorowski, Ziemowit Malecha, Radosław Maj, Zbigniew Rogala

FELIETON

134 | **Milestone versus thomb stone – co to znaczy dla Polaków?**
Jerzy Łaskawiec

TEMAT NUMERU: **INWESTYCJE W ENERGETYCE**

fot. PGE GiEK S.A.

JUBILATKI Z TUROWA

Rozmowa z Andrzejem Legeżyńskim, prezesem zarządu PGE GiEK S.A.

22

OCHRONA ŚRODOWISKA

Fot. 123rf

62

CZY CCS MOŻE COŚ ZMIENIĆ?

Michał Kaczanowski

PALIWA

Fot. 123rf

120

PERSPEKTYWY DLA PŁYWAJĄCYCH TERMINALI REGAZYFIKACYJNYCH LNG

Andrzej Sikora

Maciej Szramek
redaktor wydania
tel. 32 415 97 74 wew. 18
tel. kom. 602 117 145
e-mail: maciej.szramek@e-bmp.pl

Bo chociaż narzekamy na upał, czujemy się dotknięci, kiedy musimy pożegnać chłodnące słońce*

Koniec lata zawsze wiąże się z nieubłaganie nadchodzącym zimnem. W tym roku okres ten nacechowany jest ogromną niepewnością dotyczącą zarówno dostaw ciepła, jak i energii spowodowaną problemami z węglem i gazem. W takich czasach branża energetyczna, oprócz rozmowy o stabilnej pracy systemu, która w naszym kraju była domeną przede wszystkim jednostek konwencjonalnych, coraz częściej dyskutuje o wielkoskalowych inwestycjach w odnawialne i alternatywne źródła energii oraz poprawie efektywności.

W tym numerze „Energetyki Cieplnej i Zawodowej" poruszamy tematy obejmujące zarówno istniejącą i modernizowaną infrastrukturę węglową i gazową, jak i inwestycje związane z innymi paliwami. W wywiadzie na s. 22, prezes zarządu PGE GiEK S.A. Andrzej Legeżyński, mówi o znaczeniu nowoczesnej energetyki konwencjonalnej dla stabilności KSE podkreślając, że: „dziś jak nigdy wcześniej tak ważne jest bezpieczeństwo kraju: zarówno polityczne, jak i gospodarcze. Kluczową rolę w ich zapewnianiu odgrywa bezpieczeństwo energetyczne i suwerenność energetyczna, którą powinniśmy budować w oparciu o dostępne źródła energii, dostosowane do specyfiki lokalnych uwarunkowań gospodarczych i społecznych".

Fundamentem naszej energetyki pozostaje w dalszym ciągu węgiel, jak jednak wygląda sytuacja z polskim wydobyciem i innymi możliwościami pozyskania tego surowca? W tej tematyce artykuł przygotowała Anna Kielerz z Agencji Rozwoju Przemysłu SA („Energię elektryczną produkujemy jednak ciągle z węgla").

Drugim co do „ważności" paliwem w Polsce jest gaz, w stronę którego coraz częściej zwracano uwagę w niedawnych inwestycjach zarówno w energetyce, jak i ciepłownictwie, co z kolei stwarza dyskusję o źródłach tego paliwa. „W ciągu ostatniej dekady pływający terminal LNG (ang. Floating Storage Regasification Unit FSRU), służący zarówno do regazyfikacji, magazynowania i transportu morskiego gazu ziemnego, zyskał miano bardzo obiecującej technologii" – pisze Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych, przybliżając technologię FSRU.

Polska energetyka to oczywiście nie tylko węgiel i gaz, stąd też polecamy Państwa uwadze materiały związane z przyszłością OZE, wodorem czy RDFem. Te tematy będą również częścią tradycyjnego wrześniowego Sympozjum ENERGETYKA BEŁCHATÓW, które co roku skupia najważniejszych ekspertów z branży podczas dwudniowej dyskusji o energetyce, której najbliższa przyszłość (mamy nadzieję – dobra) pozwoli nam przetrwać nadchodzący chłód.

*Zeruya Shalev, Mąż i żona, Wydawnictwo W.A.B., Warszawa, 2008-01-01.

Energetyka CIEPLNA I ZAWODOWA

Wydawca:
BMP spółka z ograniczoną odpowiedzialnością spółka komandytowa

KRS: 0000406244, REGON: 242 812 437
NIP: 639-20-03-478
ul. Morcinka 35
47-400 Racibórz
tel./fax 32 415 97 74
tel.: 32 415 29 21, 32 415 97 93
energetyka@e-bmp.pl
www.kierunekenergetyka.pl

BMP to firma od prawie 30 lat integrująca środowiska branżowe, proponująca nowe formy budowania porozumienia, moderator kontaktów biznesowych, wymiany wiedzy i doświadczeń. To organizator branżowych spotkań i wydarzeń – znanych i cenionych ogólnopolskich konferencji branżowych, webinariów, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

Rada Programowa:
prof. Jan Popczyk, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska
prof. Andrzej Błaszczyk, prezes zarządu HYDRO-POMP
dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Politechnika Warszawska
dr hab. inż. Maria Jędrusik, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska
Henryk Kaliś, przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, prezes Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
dr hab. inż. Roman Krok, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska
prof. Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska
dr inż. Jerzy Łaskawiec, ekspert ds. energetyki
dr Joanna Maćkowiak-Pandera, prezes zarządu Forum Energii
dr Małgorzata Niestępska, prezes zarządu PEC Ciechanów
Jan Sakławski, Kancelaria Brysiewicz, Bokina, Sakławski i Wspólnicy
dr inż. Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
Waldemar Szulc, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
Adam Grzeszczuk
Redaktor naczelny
Przemysław Płonka
Redaktor wydania
Maciej Szramek
Redakcja techniczna
Marcelina Gąsior
Kolportaż
rafał.ruczaj@e-bmp.pl
Sprzedaż:
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela, Marta Mika, Magda Widrińska, Ewa Dombek, Monika Majewska

Magazyn kierowany jest do prezesów, dyr. ds. technicznych i głównych specjalistów (mechaników, automatyków, energetyków) reprezentujących branżę energetyczną, organizatorów targów, sympozjów, imprez branżowych, urzędów, ministerstw, instytutów, wyższych uczelni oraz biur projektowych.

Redakcja nie odpowiada za treść reklam. Niniejsze wydanie jest wersją pierwotną czasopisma

Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez wydawcę wyłącznie za zgodą redakcji. Redakcja zastrzega sobie prawo do opracowywania nadesłanych tekstów oraz dokonywania ich skrótów, możliwości zmiany tytułów, wyróżnień i podkreśleń w tekstach. Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

Fot. na okładce: 123rf

JUBILEUSZOWY TURÓW

Elektrownia Turów w tym roku świętuje 60-lecie swojej działalności, więcej o kompleksie opowiada nam prezes zarządu PGE GiEK S.A. Andrzej Legeżyński na s. 22

Fot. PGE GiEK S.A.

NIEMAL 56 MLN ZŁ Z NFOŚIGW DLA SPÓŁKI PGE ENERGIA CIEPŁA NA WYSOKOSPRAWNĄ KOGENERACJĘ W ELEKTROCIEPŁOWNI KIELCE

Nowa jednostka wytwórcza energii, zasilana gazem ziemnym, powstanie w Elektrociepłowni w Kielcach dzięki dofinansowaniu z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Beneficjent, którym jest PGE Energia Ciepła S.A., otrzyma na budowę tego obiektu 55,9 mln zł preferencyjnej pożyczki. 18 sierpnia w siedzibie NFOŚiGW została podpisana umowa w sprawie finansowego wsparcia dla tej inwestycji, która mieszkańcom Kielc zapewni stabilne dostawy ciepła i prądu elektrycznego oraz poprawi jakość powietrza w mieście.

Dofinansowanie udzielone przez NFOŚiGW dotyczy przedsięwzięcia pod nazwą „Program Inwestycyjny Elektrociepłowni Kielce – budowa nowego źródła wysokosprawnej kogeneracji", którego celem jest budowa nowej jednostki wytwórczej zasilanej gazem ziemnym o nominalnej mocy elektrycznej 7 MWe wraz z wodnym kotłem odzysknicowym o mocy cieplnej 12 MWt, w której dochodzi do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w warunkach wysokosprawnej kogeneracji. Głównymi elementami nowej instalacji będą: źródło kogeneracyjne w oparciu o turbozespół gazowy wraz z kotłem, stacja przygotowania gazu, komin, stacja transformatorowa oraz infrastruktura techniczna i komunikacyjna. Nowe źródło zasilane gazem ziemnym zastąpi dotychczas eksploatowany kocioł węglowy typu WP-140. Projekt wpisuje się w realizację celu, jakim jest odejście od paliwa węglowego w procesie wytwarzania ciepła w obiektach należących do Grupy PGE.

Źródło i fot.: informacja prasowa

ROZMAITOŚCI

10

Z tylu sztuk małych reaktorów jądrowych (SMR) o łącznej mocy elektrycznej 200 MW ma składać się elektrownia, w sprawie której list intencyjny podpisały Legnicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (LSSE) i DB Energy.

Źródło: informacja prasowa

„

Dziś jak nigdy wcześniej tak ważne jest bezpieczeństwo kraju: zarówno polityczne, jak i gospodarcze. Kluczową rolę w ich zapewnianiu odgrywa bezpieczeństwo energetyczne i suwerenność energetyczna, którą powinniśmy budować w oparciu o dostępne źródła energii, dostosowane do specyfiki lokalnych uwarunkowań gospodarczych i społecznych. **– Andrzej Legeżyński,** prezes zarządu, PGE GiEK S.A.

Wywiad strona 22.

WODÓR W SILNIKACH SPALINOWYCH. WSPÓŁPRACA POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ I FIRMY HYNFRA

Usprawnienie procesu spalania wodoru w silnikach spalinowych – to główny cel porozumienia zawartego przez Politechniką Wrocławską a firmą Hynfra, która działa na rynku odnawialnego wodoru. Właśnie podpisano list intencyjny w tej sprawie.

Sygnatariuszami porozumienia są: prof. Andrzej Kaźmierczak z Wydziału Mechanicznego, zastępca dyrektora Centrum Technologii Wodorowych i Odnawialnych Źródeł Energii PWr oraz prezes Hynfry i ekspert rynku wodorowego Tomoho Umeda.

Źródło: informacja prasowa

PGE DYSTRYBUCJA ROZPOCZĘŁA BUDOWĘ STACJI GPZ HUSZLEW

Lubelski oddział PGE Dystrybucja rozpoczyna budowę głównego punktu zasilania (GPZ) Huszlew, zlokalizowanego w miejscowości Liwki Włościańskie. Budowa nowej stacji elektroenergetycznej 110/15 kV w Rejonie Energetycznym Biała Podlaska przyczyni się do zwiększenia możliwości przyłączenia nowych mocy wytwórczych OZE oraz poprawy efektywności energetycznej w regionie.

PGE Dystrybucja, wykorzystując najnowsze rozwiązania technologiczne, rozpoczyna budowę stacji GPZ Huszlew, aby stworzyć możliwości przyłączania nowych mocy wytwórczych z odnawialnych źródeł energii (OZE). Stacja została zaprojektowana w oparciu o nowoczesną aparaturę w wykonaniu napowietrznym. Wewnątrz budynku technologicznego zaprojektowano dwusekcyjną rozdzielnię 15 kV zasilaną z dwóch transformatorów 110/15 kV.

Źródło: informacja prasowa

KOLEJNY KROK W STRONĘ NEUTRALNOŚCI EMISYJNEJ: SKANSKA STOSUJE BETON O OBNIŻONYM ŚLADZIE WĘGLOWYM

Skanska po raz kolejny wykorzystuje beton o obniżonym śladzie węglowym, tym razem przy realizacji płyty fundamentowej swojej najnowszej warszawskiej inwestycji – Studio. To efekt współpracy z firmą Bosta-Beton i pierwsze zastosowanie receptury Bosta Green Eco w Europie Centralnej.

Beton odpowiada za około 56% śladu węglowego związanego z produkcją kluczowych produktów budowlanych wykorzystywanych w inwestycjach Skanska. Właśnie dlatego deweloper wprowadza rozwiązania, które mają realny i znaczący wpływ na redukcję emisji CO_2, między innymi poprzez zastosowanie innowacyjnych materiałów o mniejszym śladzie węglowym, niż te tradycyjne. Na poziomie procesu wytwarzania, produkt firmy Bosta-Beton wykazuje emisyjność niższą o 46% w stosunku do klasycznego betonu.

Źródło i fot.: informacja prasowa

PGE DYSTRYBUCJA WZMACNIA ENERGETYCZNIE WĘZEŁ STRYKÓW

Intensywny rozwój przemysłu wokół węzła komunikacyjnego Stryków spowodował wzrost zapotrzebowania na moc przyłączeniową, dlatego latem tego roku rozpoczęła się modernizacja stacji 110 /15 kV Sosnowiec.

Wybudowana 13 lat temu, na potrzeby rozbudowy węzła komunikacyjnego Stryków, stacja 110/15kV Sosnowiec znajduje się w pobliżu skrzyżowania autostrad A1 i A2. Jej powstanie było umotywowane stworzonym na tym terenie prężnie rozwijającym się centrum logistycznym. Już na etapie projektowania, przewidując przyszły wzrost zapotrzebowania energetycznego, zaplanowano rozbudowę obiektu o drugi transformator WN/SN.

Źródło: informacja prasowa

ØRSTED I PGE WYBRAŁY WYKONAWCĘ PROJEKTU BUDOWLANEGO MORSKIEJ FARMY WIATROWEJ BALTICA

Polska spółka duńskiej grupy doradczo-inżynieryjno-projektowej Ramboll, wspólnie z polskim biurem projektowym Projmors przygotuje projekt budowlany dla obu etapów Morskiej Farmy Wiatrowej Baltica, czyli Baltica 2 i Baltica 3, którą wspólnie realizują Ørsted i Grupa PGE. Wykonawca odpowiadać będzie także za przygotowanie dokumentacji i uzyskanie pozwolenia na budowę dla części morskiej projektu MFW Baltica.

– Cieszymy się, że prace nad jedną z najważniejszych części projektu Baltica 2+3 zleciliśmy doświadczonemu konsorcjum. Morska energetyka wiatrowa to konkurencyjny rynek, na którym firmy zdobywają doświadczenie i budują kompetencje m.in. współdziałając w ramach konsorcjum stworzonego między globalnym i krajowym graczem. Te dobre praktyki obserwowaliśmy na innych rynkach, a teraz widzimy to także w Polsce – mówi Søren Westergaard Jensen, dyrektor projektu Morskiej Farmy Wiatrowej Baltica z ramienia Ørsted. – Wzmocnienie kompetencji polskiego przemysłu w ramach projektu Morskiej Farmy Wiatrowej Baltica to również praktyczna realizacja zobowiązania, które podjęliśmy jako inwestor zagraniczny podpisując umowę sektorową na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – dodaje dyrektor projektu z Ørsted.

Źródło i fot.: informacja prasowa

EUROWIND ENERGY Z FARMAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 214 MW

Firma Eurowind Energy uruchomiła właśnie farmę wiatrową o mocy 8 MW, położoną w Gminie Chodzież. To jedna z 13 farm wiatrowych z wygranych aukcji ogłaszanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2019 i 2020 roku. Na całe portfolio projektów aukcyjnych składa się 113 turbin, o łącznej mocy 214 MW, zlokalizowanych w woj. wielkopolskim, zachodniopomorskim, kujawsko-pomorskim oraz lubelskim. Wszystkie projekty Eurowind Energy zrealizowała we współpracy z firmą Windbud.

Firma Eurowind Energy w 2019 i 2020 r. wygrała 13 aukcji URE, a następnie przystąpiła do realizacji projektów w czterech polskich województwach. Obecnie pozwolenie na użytkowanie uzyskało już 5 farm (54 turbiny), trwa także pozyskiwanie koncesji na sprzedaż energii. Pozostałe budowy zakończą się w 2023 r.

Źródło i fot.: informacja prasowa

STAN WYJĄTKOWY W NIEMIECKIM CIEPŁOWNICTWIE

OLBRZYMIA WIĘKSZOŚĆ BUDYNKÓW W NIEMCZECH OGRZEWANA JEST INDYWIDUALNIE. OGRZEWANIE Z SIECI MIEJSKIEJ OGRANICZA SIĘ PRAWIE WYŁĄCZNIE DO DUŻYCH OSIEDLI I JEST RACZEJ SPECYFIKĄ WSCHODNICH TERENÓW TEGO KRAJU. W DUŻYCH NIEMIECKICH MIASTACH, SZCZEGÓLNIE NA ZACHODZIE, DOMINUJĄ NATOMIAST PIECE NA GAZ ZIEMNY LUB OLEJ OPAŁOWY, KTÓRE OGRZEWAJĄ DOMKI JEDNORODZINNE I KAMIENICE, A NAWET WIEŻOWCE, JAK MA TO MIEJSCE W LUBECKIEJ DZIELNICY MOISLING, GDZIE WIEŻOWCE SIĘGAJĄ NAWET 15 PIĘTER.

Aleksandra Fedorska

Korespondentka polskich i niemieckich portali branżowych. Jej specjalizacją jest polityka energetyczna Niemiec, Danii, Szwecji, Austrii, Szwajcarii oraz krajów Beneluksu. Śledzi przebieg kampanii wyborczych we wszystkich wymienionych krajach pod względem polityki energetycznej

W kontekście ciepłownictwa indywidualnego Niemcy pożegnały się z węglem już dekady temu. Trudno byłoby dziś znaleźć węglowy piec CO w miastach, takich jak Hamburg czy Monachium. Na wsiach nie jest to całkiem wykluczone, ale ma zasięg bardzo ograniczony. Inaczej sytuacja wygląda w przypadku elektrociepłowni węglowych, które jeszcze częściowo funkcjonują, głównie na wschodzie kraju (Rostock czy Frankfurt nad Odrą).

Z oleju na gaz

Jeszcze w latach 80. ub. wieku w zachodnich Niemczech prawie każdy budynek mieszkalny korzystał w pieca centralnego na olej opałowy. Wysoka emisyjność, 318 g CO_2 na kWh, nie była wtedy jeszcze traktowana jako problem. Olej ten był zamawiany na zimę i magazynowany w cysternach mieszczących się w samych budynkach lub w ich pobliżu, np. w ogrodzie. Nie zabrakło też śmiałków, którzy do swoich ulubionych mercedesów dolewali od czasu do czasu tego oleju, w owych latach taniego. W latach 90. popularność zyskiwać zaczęły piece gazowe. Kierowano się tu domniemaną wyższą wydajnością i korzyściami dla ochrony klimatu, gdyż emisja w przypadku gazu wynosi lekko powyżej 200 g CO_2 na kWh. Co natomiast dziwiło konsumentów, to wyższe koszty tego surowca. Machina PR wygrała jednak z niemiecką oszczędnością i Niemcy zaczęli masowo przechodzić na gaz.

Dodatkowe piecyki

Niektórzy z upływem czasu zauważyli, że była to droga decyzja proklimatyczna, ale i na to znalazła się rynkowa metoda. Kto miał możliwości techniczne, tzn. dostęp do komina lub miejsce na jego postawienie, ten zakładał sobie miło wyglądający piecyk. W latach 2000., szczególnie w dzielnicach domków jednorodzinnych, przybyło niesłychanie wiele takich dodatkowych piecyków, które ładnie wyglądały i korzystnie wpływały na budżet rodziny. W tych piecykach, które jakoś o dziwo nie były często nadzorowane przez żaden urząd ani kominiarza, palono głównie drewnem. Osoby mniej świadome kwestii ekologicznych i zdrowotnych dokładały też węgiel w różnej formie. O ewentualnych innych dodatkach trudno mówić, bo nikt nie ma nadzoru nad tym, czym pali sąsiad. Celowe spalanie śmieci i innych odpadów w warunkach niemieckich nie można jednak uznać za standard, tylko pojedyncze incydenty. Ostatecznie piece gazowe podbiły zupełnie rynek grzewczy w Niemczech, po wprowadzeniu w życie ustawy o ogrzewaniu budynków – Gebäudeenergiegesetz (GEG), w 2020 roku. Zakazuje ona instalowania nowych pieców olejowych po 2025 roku, natomiast eksploatacja już zainstalowanych pieców będzie nadal możliwa.

Czy gazu wystarczy?

Niemcom grozi tej zimy nie tylko kolosalny wzrost kosztów ogrzewania spowodowany trzy-, pięciokrotnym wzrostem cen gazu, ale także fakt, że tego gazu najzwyczajniej może nie być. Niemcy uzależniły się gazowo od Rosji w 50%, co oznacza, że nie są w stanie tak dużych ilości tego paliwa zastąpić innymi dostawami. Te okoliczności doprowadzają obecnie to tzn. „stanu wyjątkowego" u wszystkich handlarzy drewnem opałowym, pelletami, węglem i wszelkimi innymi materiałami, które można spalić w domowych piecykach. W prasie branżowej jest nawet mowa o „szale węglowym", który wybuchł w Niemczech po inwazji Rosji na Ukrainę. Węgiel wszędzie wraca do łask, a niemieccy konsumenci praktycznie wykupili wszystko, co jeszcze było na składach. Obecnie drewna opałowego i węgla nie ma już na tamtejszym rynku.

Ecol

Ecol Industrial

Ecol North America

30 lat doświadczeń Grupy Ecol

LOTOS
AUTORYZOWANY DYSTRYBUTOR

bsi ISO 9001 Quality Management Systems CERTIFIED FS 534337
ISO 14001 Environmental Management CERTIFIED EMS 534333
ISO 45001 Occupational Health and Safety Management CERTIFIED OHS 544208

PCA Polskie Centrum Akredytacji BADANIA AB 1564

TÜV AUSTRIA CERTIFIED

TÜV SÜD Industrie Service WHG

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO CH-30-54/1-16

VGB POWERTECH MEMBER

MEMBER ICML

Ceritifed Lubrication Specialist CLS stle Society of Tribologists and Lubrication Engineers Certificate issued by STLE

PSEW member

Ecol Sp. z o.o. ul. Podmiejska 71A 44-207 Rybnik +48 32 739 18 30 ecol@ecol.com.pl www.ecol.com.pl

LEGISLACJA – ABERRACJA

OD JAKIEGOŚ CZASU DUŻĄ POPULARNOŚCIĄ W „STREFIE CYFROWEJ" CIESZĄ SIĘ RÓŻNE FORMY POMSTOWANIA NA NIEUDACZNICTWO PAŃSTWA. OD TYPOWYCH SUGESTII, ŻE POLSKA JEST KRAJEM Z KARTONU, ŻE NIC TU NIE DZIAŁA I WSZYSTKO JEST ROZKRADANE, PO ODSĄDZANIE OD CZCI I WIARY KONKRETNYCH OSÓB, ZA TAKI STAN RZECZY RZEKOMO ODPOWIEDZIALNYCH. OCZYWIŚCIE, ODPOWIEDZIALNOŚĆ TA W DUŻYM STOPNIU ZALEŻY OD SYMPATII POLITYCZNYCH POMSTUJĄCEGO, ALE JEŻELI JEST W POLSCE JAKAŚ NARODOWA ZGODA, TO PRAWDOPODOBNIE DOTYCZY ONA TEGO, ŻE NASZE PAŃSTWO DO NICZEGO SIĘ NIE NADAJE.

Jan Sakławski

Partner, radca prawny Kancelarii Brysiewicz, Bokina, Sakławski i Wspólnicy

Zwykle opinie te są powierzchowne i wynikają z chwytliwych hasełek lub memów podrzucanych przez ćwierkających na Twitterze ignorantów, w związku z czym nie mają wiele wspólnego z rzeczywistością. Najlepsze przykłady to popularne twierdzenie o rozbuchanej i kosztownej administracji (w rzeczywistości to niewielki element wydatków budżetowych, o czym pisał ostatnio Polski Instytut Ekonomiczny) lub o ubogich Polakach zarabiających kokosy na zasiłkach i wydających to wszystko na wódkę (w głowach niektórych ludzi, ubogi od razu musi być z jakiegoś powodu pijakiem). Jest jednak sfera aktywności państwa, co do której i ja podzielam przynajmniej część zarzutów o „tekturowość" i brak sprawczości. To niestety rodzima legislacja. Jak w soczewce wszystkie jej patologie ujawniają się podczas toczonej od wielu lat dyskusji o rozwiązaniach dotyczących linii bezpośredniej.

Koncepcja linii bezpośredniej

Tym czytelnikom, którzy nie do końca rozumieją, na czym powyższa koncepcja polega, wyjaśniam, że jest to rozwiązanie umożliwiające dostarczenie fizyczne energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy do odbiorcy końcowego. Rozwiązanie to pozwala więc na zasadzie wyspowej wykorzystać całą generację określonego źródła na potrzeby konkretnego zakładu. Z oczywistych względów jest ono bardzo oczekiwane przez przemysł, który w ten sposób mógłby częściowo uniezależnić się od dostępności mocy z sieci, a także w bardzo precyzyjny sposób ustalić sobie cenę energii, która – w przypadku OZE – odpowiadałaby po prostu kosztom capexowym rozłożonym na cały okres eksploatacji. W połączeniu z magazynem energii takie rozwiązanie mogłoby w wielu przypadkach uniezależnić przedsiębiorcę od ryzyk takich jak wysokie stopnie zasilania, problemy techniczne na sieci czy też wysokie koszty zarówno samej energii, jak i usługi dystrybucyjnej. Co więcej, dostarczenie energii za pośrednictwem linii bezpośredniej nie byłoby obciążone dodatkowymi opłatami i kosztami, takimi jak opłata mocowa, opłata OZE czy ceny tzw. kolorów. Czysta sytuacja – produkcja, dystrybucja, zużycie.

Skomplikowanie ponad miarę

Nic nie jest jednak tak proste w polskim prawie energetycznym. Z jakiegoś powodu już samo wybudowanie linii bezpośredniej wymaga wcześniejszego uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Wydaje on taką zgodą uwzględniając wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci oraz odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji istniejącą siecią. W praktyce wygląda to tak, że bez odmowy ze strony OSD nie ma sensu nawet wnioskować o zgodę, a i tak uzyskanie jej jest praktycznie niemożliwe, gdyż Prezes URE do dzisiaj nie wydał ani jednej. W czasach rosnącego zainteresowania formułą cPPA opisane bariery okazały się jednak kompletnym anachronizmem. W konsekwencji ustawodawca, który ustami swoich ministrów wielokrotnie

deklarował zrozumienie wagi tego rozwiązania, ruszył do prac legislacyjnych. Coś jest jednak w tym polskim, legislacyjnym DNA takiego, że nie jesteśmy w stanie systemowo rozwiązywać prawie żadnych problemów bez skomplikowania sprawy ponad miarę. Nie inaczej jest w przypadku nieuchwytnego jak Fantomas z Pana Samochodzika rozwiązania dotyczącego linii bezpośredniej.

Propozycje legislacyjne

Najpierw, w procedowanej w rządzie nowelizacji ustawy o OZE (https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12357005), w art. 5 wprowadzono propozycję nowego ustępu 2c, w którym znalazły się przepisy regulujące zawieranie cPPA. Z perspektywy sieciowej formuła ta miała być realizowana w dwóch wariantach – za pośrednictwem sieci, lub też z wykorzystaniem linii bezpośredniej. Zaproponowano również drobne zmiany w innych przepisach odnoszących się do dystrybucji energii elektrycznej, tak aby uwzględniały one możliwość dostarczania energii linią bezpośrednią. Wyglądało na to, że słońce zaczyna powoli wschodzić nad oczekiwanym przez przemysł rozwiązaniem. Skoro bowiem rząd zdecydował się stworzyć ramy do zakupu energii, która ma być dystrybuowana linią bezpośrednią, to chyba tym bardziej stworzy takie ramy do wybudowania samej linii! I rzeczywiście, początkowo wyglądało na to, że tak się właśnie stanie. Rząd, w ramach innej procedowanej nowelizacji (https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164#12792164) zaproponował urealnienie zasad wyrażania przez Prezesa URE zgody na wybudowanie linii bezpośredniej. Zgodnie z propozycją jej budowa w ogóle nie wymagałaby zgody regulatora w przypadku, gdy byłaby stawiana na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące, lub też – w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną – do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej. Dalej nowelizacja rozwija ten wątek wskazując zasady eksploatacji linii bezpośredniej i obowiązki jej operatora.

Krytyczne uwagi

W odpowiedzi na powyższe propozycje legislacyjne pojawiły się dość krytyczne uwagi ze strony krajowego regulatora. Prezes URE wypunktował szereg wątpliwości co do kształtu przepisów, ale przede wszystkim zawnioskował o objęcie odbiorców korzystających z linii bezpośredniej opłatami tożsamymi z tymi płaconymi przez odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci, w szczególności kogeneracyjną, mocową i OZE oraz stałymi opłatami związanymi z funkcjonowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego. Prezes URE uzasadniał swoje postulaty tym, że linia bezpośrednia przyczyni się do zmniejszenia przychodów przedsiębiorstw sieciowych, a co za tym idzie zmniejszenia inwestycji w modernizację sieci. Przemysł reagował na te pomysły dość negatywnie argumentując, nie bez racji, że linie bezpośrednie odciążą KSE, w szczególności dzisiaj, gdy wszystkie elementy aktywności przemysłowej się elektryfikują, zwiększając zużycie i narażając system np. na tzw. blackouty. Spór ten nie znalazł jednak żadnego finału, ponieważ resort klimatu opublikował pod koniec czerwca nową wersję projektu, w której próżno było szukać rozwiązań dotyczących linii bezpośredniej. Pojawia się tam co prawda nowa definicja „wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej", ale niestety nie odnosi się ona do jakichkolwiek innych zmian w treści nowelizacji, w związku z czym na ten moment nie wydaje się ona pełnić jakiejkolwiek funkcji. W odpowiedzi na dość duże wzburzenie, jakie przetoczyło się przez rynek po usunięciu przedmiotowych przepisów, Ministerstwo Klimatu i Środowiska wydało oświadczenie, zgodnie z którym „trwają zintensyfikowane prace o charakterze legislacyjnym, których celem jest wypracowanie nowych przepisów w zakresie linii bezpośrednich, które będą uwzględniały część postulatów rynku przy jednoczesnym zapewnieniu gwarancji stałych i niezawodnych dostaw energii elektrycznej oraz równoprawnego traktowania odbiorców". Co ciekawe, zastrzeżenia zgłaszał nie tylko przemysł, ale również Ministerstwo Rozwoju i Technologii. Być może więc uda się w końcu przełamać legislacyjny impas i wypracować rozwiązania, których przemysł potrzebuje na cito. Miejmy tylko nadzieję, że „zintensyfikowane prace o charakterze legislacyjnym" nie okażą się ponownie tekturowym rozwiązaniem, które, żeby zadowolić wszystkich, nie zadowoli *de facto* nikogo.

OKIEM STUDENTA

PERSPEKTYWA WYKORZYSTANIA WODORU W MIKROSKALI

TRUDNO NIE ZAUWAŻYĆ ROSNĄCEJ POPULARNOŚCI WODORU W MEDIACH, PREDYKCJACH I POWSTAJĄCYCH INSTALACJACH. JEGO WYKORZYSTANIE POZOSTAJE JEDNAK Z WIELU WZGLĘDÓW PROBLEMATYCZNE.

Maciej Parmee

Student III roku na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej na kierunku energetyka. Członek Studenckiego Koła Naukowego Energetyki SGH

Jest to pierwiastek o niskiej gęstości w warunkach normalnych: w celu magazynowania i transportu wymaga sprężenia do ciśnienia z zakresu 150-800 bar; proces ten jest wysoce energochłonny. Nawet po tak znacznym sprężeniu gęstość energetyczna tego paliwa pozostawia wiele do życzenia, a jego przechowywanie i transport wiążą się z dalszymi wyzwaniami. Cząsteczka H_2, ze względu na niewielki rozmiar, dyfunduje przez materiały, a w dodatku jest bezwonna, bezbarwna i bez smaku. Dlaczego zatem wodór, pomimo tak niewygodnych cech, nazywany jest paliwem przyszłości? W znacznej mierze dlatego, że może być produkowany i wykorzystywany do celów energetycznych w sposób zeroemisyjny i neutralny dla środowiska. To właśnie ten aspekt sprawia, że liczne wady wodoru tracą na znaczeniu.

Wyzwania małej energetyki

Z roku na rok zagadnienia związane z energetyką dotykają każdego z nas w coraz większym stopniu. Rośnie społeczna świadomość jej wpływu na środowisko, a realizacja unijnych i państwowych celów klimatycznych nieustannie nabiera tempa. Równie istotny okazuje się wzrost cen surowców, takich jak ropa naftowa, węgiel czy gaz ziemny. W klasycznym modelu, do jakiego jesteśmy przyzwyczajeni, każdy budynek zużywa pewną ilość energii, której cena i dostępność uzależnione są między innymi od sytuacji politycznej i rynkowej. W efekcie każda zmiana ceny surowca lub marży w łańcuchu dostaw przenoszona jest finalnie na odbiorcę, co często przekłada się na znaczny wzrost rachunków. W Polsce można zauważyć dwie główne metody obrony przed rozchwianym rynkiem energii. Z jednej strony widać szybki wzrost liczby mikroinstalacji, za sprawą którego przez ostatni rok moc zainstalowana w fotowoltaice podwoiła się i wynosi teraz ponad 10 GWp[1]. Z drugiej strony, oprócz wytwarzania energii, prowadzona jest również redukcja jej zużycia i zwiększanie efektywności energetycznej. Oznacza to coraz częstsze termomodernizacje, wykorzystanie efektywnych źródeł ciepła i implementację inteligentnych rozwiązań w doborze materiałów, usytuowaniu i projektach budynków. Sprzężenie obu tych trendów może przyspieszyć popularyzację budownictwa na miarę XXI wieku, zużywającego kilkukrotnie mniej energii pierwotnej przy jednoczesnym jej pozyskaniu ze źródeł odnawialnych. Warunkiem realizacji tego scenariusza jest wykorzystanie sezonowego magazynowania energii. Tę właśnie rolę może spełniać wodór, którego produkcja, magazynowanie i zużycie mogą być prowadzone w obrębie gospodarstwa domowego, osiedla czy też budynku przemysłowego.

Dom wodorowy w praktyce

Jak realizowana jest wizja samowystarczalnego budynku, produkującego własną energię i magazynującego ją w skali sezonowej? Sercem takiej instalacji jest elektrolizer. To w nim zachodzi podział cząstki wody na wodór i tlen. Sprawność tego procesu mieści się w przedziale 60-80%[2], przy czym energia cieplna związana ze stratami wewnętrznymi może zostać wykorzystana do ogrzewania budynku lub ciepłej wody użytkowej. Istnieją też rozwiązania, w których ciepło odpadowe z elektrolizera wykorzystywane jest do napędzania sprężarki absorpcyjnej, przygotowującej

wodór do magazynowania. Źródłem energii elektrycznej do zasilania elektrolizera i innych urządzeń mogą być panele fotowoltaiczne lub turbina wiatrowa, a dobrym rozwiązaniem jest połączenie obu tych instalacji. Nadwyżka produkcji z paneli podczas słonecznych dni umożliwia uzyskanie zapasu wodoru, a całoroczna praca turbiny zmniejsza zapotrzebowanie na objętość magazynu. W dni z ujemnym bilansem produkcji i zużycia energii, które najczęściej zdarzają się zimą, zmagazynowany wcześniej wodór trafia do stosu ogniw paliwowych. Następuje w nim proces odwrotny do tego w elektrolizerze – w wyniku otrzymujemy wodę i energię elektryczną. Jego sprawność nie jest niestety wysoka, wynosi około 70%, przy spełnieniu warunku wykorzystania ciepła odpadowego[3]. By móc osiągnąć samowystarczalność budynku, musi on również zużywać jak najmniej energii. Oznacza to budowę w wysokim standardzie energetycznym, minimalizację strat i bezpośrednie wykorzystanie energii promieniowania słonecznego do ogrzewania. Implementacja wodoru przebiega zatem równolegle ze zmniejszaniem zapotrzebowania na energię, co w dłuższej perspektywie może być korzystne zarówno dla naszych finansów, jak i dla środowiska.

Magazyny wodoru i akumulatory elektryczne

W domach samowystarczalnych technologie te nie konkurują ze sobą, a uzupełniają się. Akumulatory cechują się większą sprawnością magazynowania energii i niższą ceną przy małej instalacji. Obarczone są jednak stosunkowo krótką żywotnością i ograniczoną liczbą cykli pracy. Cena magazynu akumulatorowego rośnie liniowo wraz ze wzrostem jego pojemności. Natomiast w przypadku wykorzystania wodoru główny koszt stanowią urządzenia przeznaczone do jego produkcji, sprężenia i utleniania. Jest on zatem lepszym rozwiązaniem przechowywania energii w większych ilościach i na dłuższy czas. Współpraca obu systemów wygląda zatem następująco: w skali dobowej, maksymalnie tygodniowej, do bilansowania wytwarzania i zużycia służą akumulatory. Elektrolizer uruchamiany jest w momencie produkcji energii przekraczającej zapotrzebowanie do zużycia przez budynek i napełnienia akumulatorów elektrycznych. Taki schemat działania pozwala na efektywne bilansowanie w skali dobowej i zmagazynowanie energii na zimę.

Mikrosieci wodorowe

Całkowita zmiana źródeł pozyskiwania energii wymusza nowe, innowacyjne rozwiązania. Popularyzacja wykorzystania wodoru w energetyce budynków może korzystnie wpłynąć na tempo i sposób dążenia do neutralności klimatycznej. Przy wykorzystaniu źródeł niesterowalnych w skali krajowej, każda zainstalowana jednostka magazynująca zwiększa stabilność systemu i obniża cenę energii. Zinformatyzowana sieć elektroenergetyczna, w której skład wchodziłyby osiedla z własnymi magazynami energii, cechowałaby się większą stabilnością i zmniejszonym ryzykiem blackoutu.

***

Jesteśmy świadkami zmian w całej strukturze i organizacji współczesnej energetyki. Decyzje dotyczące gospodarowania energią mają coraz większą wagę, tempo wdrażania rozwiązań zwiększających efektywność energetyczną rośnie, a dotychczasowi konsumenci stają się prosumentami. Rozwój produkcji rozproszonej wymaga nowych, innowacyjnych rozwiązań. Wodór znajduje swoje miejsce właśnie w tej roli – jest medium, którego wykorzystanie może pozwolić na sprostanie nadchodzącym wyzwaniom w energetyce budynków.

Przypisy

1 https://wysokienapiecie.pl/73113-moc-fotowoltaiki-w-polsce/
2 https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035
3 https://www.mae.com.pl/oferta-mae/baza-wiedzy/odnawialne-zrodla-energii/ogniwa-paliwowe

Fot. 123rf

KONFLIKTY ZBROJNE Z SUROWCAMI W TLE

Wojciech Sikorski
ekspert z zakresu energetyki

Wojna, w mniejszym lub większym wymiarze, towarzyszy człowiekowi praktycznie od samego początku jego panowania nad znanym nam światem. Na wstępie przybierała raczej charakter walki o pożywienie oraz opał niezbędny do wzniecenia ognia. Później przerodziła się w konflikty, bardzo często rozgrywające się w okolicy bogatych zasobów surowców naturalnych. Można zatem wysnuć tezę, że za zdecydowaną większością wojen stoi potrzeba posiadania dostępu do surowców energetycznych, a sama energia jest słowem-kluczem dla działań militarnych na przestrzeni dziejów.

Skutki zbrojnych zmagań pomiędzy państwami widoczne są nie tylko na terenie samych krajów władających złożami, ale również w tych, przez które przebiega infrastruktura przesyłowa. Dobrymi przykładami są w tym wypadku Ukraina i Białoruś. W pierwszym przypadku do konfliktów pomiędzy Rosją a Ukrainą dochodziło już zaraz po rozpadzie ZSRR. Istotniejsze starcia miały jednak miejsce w 1999, a w szczególności 2006 i 2009. W roku 2014 Rosja anulowała Ukrainie rabat w wysokości 44% na paliwo gazowe, który przyznany został wcześniej z uwagi na rezygnację stowarzyszania się z Unią Europejską. W przypadku Białorusi do konfliktu z Rosją doszło w roku 2010. Choć trwał on raptem 3 dni, jego skutki odczuwalne były na Litwie oraz w Polsce.

Obecnie Unia Europejska przygotowała plan odejścia od korzystania z dostaw paliw kopalnych pochodzenia rosyjskiego (całkowite odcięcie się do roku 2030). Pozytywnym aspektem tych działań jest wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii, co szczególnie dobrze widać w Holandii, Belgii oraz Włoszech. Polska niestety cierpi tu nadal na kalectwo ustawowe (blokowanie budowania farm wiatrowych – tzw. ustawa odległościowa), jak również słabo rozwiniętą sieć elektroenergetyczną (problemy z podtrzymaniem rozwoju fotowoltaiki w formie mikroinstalacji).

Rosja podjęła również działania zbrojne na tle energetycznym skierowane w stronę Gruzji w 2008 roku. Było to pokłosiem zawiązania układu pomiędzy niektórymi państwami w obszarze Morza Kaspijskiego, które to porozumienie omijało korzystanie z rosyjskich dostaw paliw. W efekcie działań zbrojnych uszkodzona została infrastruktura przesyłowa, w tym też kolejowa, jak również wstrzymano na dwa dni przesyłanie paliwa gazociągiem Baku-Tbilisi-Erzurum.

Bliski Wschód

Prawdopodobnie regionem, który najwięcej razy szarpany był przez konflikty zbrojne (ogólnie, jak i na tle surowcowym), jest Bliski Wschód. Obszar ten odpowiada za blisko 1/3 światowej produkcji ropy naftowej oraz 1/6 gazu ziemnego. Zlokalizowane jest tam blisko 61% całkowitych udokumentowanych zasobów ropy, jak również około 40% gazu ziemnego. Jednym z pierwszych, można powiedzieć światowych konfliktów w tym regionie, była wojna Jom Kippur w październiku 1973 roku. Doszło wówczas do konfliktu pomiędzy krajami arabskimi a Izraelem. W wyniku wspierania Izraela przez inne kraje, organizacja OPEC zdecydowała o kilkukrotnym podniesieniu ceny ropy naftowej, zaś sami sojusznicy obarczeni zostali embargo na ten surowiec.

Kolejne, znaczne w skutkach działania zbrojne, miały miejsce w latach 1980-1988. Doszło wówczas do wojny pomiędzy Iranem i Irakiem. Kluczowym czynnikiem sporu był obszar irańskiej prowincji Chuzestan, która jest niezwykle bogata w ropę naftową. Ten długoletni konflikt pociągnął za sobą ogromną liczbę ofiar oraz zniszczeń w infrastrukturze i flocie morskiej służącej transportowi surowców.

Kolejna wojna wybuchła już w roku 1990. W tym wypadku walczącymi stronami były Irak i Kuwejt. Irak zmagał się wówczas z ogromnym długiem finansowym, co tłumaczyć można między innymi długoletnią wojną z Irakiem. Kuwejt, wbrew postanowieniom OPEC, zwiększył masowo wydobycie ropy ze swoich złóż, co doprowadziło do spadku jej ceny na rynku światowym. To zaś uderzyło w Irak i było bezpośrednią przyczyną wybuchu konfliktu. Nie sposób nie wspomnieć też o wojnie w Zatoce Perskiej w roku 2003, która przyczyniła się do wzrostu zainteresowania Stanów Zjednoczonych sprawowaniem kontroli nad złożami ropy naftowej w Iraku.

Prawdopodobnie regionem, który najwięcej razy szarpany był przez konflikty zbrojne ogólnie, jak i na tle surowcowym, jest Bliski Wschód

Reszta świata

Jednak konflikty na tle surowcowym mają miejsce także w innych regionach świata. Od wielu lat dochodzi do starć pomiędzy flotami Chin, Wietnamu i Filipin. Chodzi w tym wypadku o sprawowanie władzy nad terenami spornymi Morza Południowochińskiego. Znajdują się tam bowiem rzekomo bogate złoża surowców, które – przynajmniej według opinii publicznej – nie zostały do tej pory dobrze udokumentowane. Morze to jednak jest szlakiem transportowym oraz miejscem łowisk, przez co spory te nie są zwykle dotkliwe. Chińska Republika Ludowa jest również skonfliktowana z Japonią na Morzu Wschodniochińskim.

Także Afryka to miejsce dotkliwych starć na tle energetycznym, o czym wspomniane zostanie w dalszej części artykułu. Warto wcześniej nadmienić o wojnie pomiędzy Nigerią a Biafrą (państwem, które istniało w południowo-wschodniej Nigerii od 20 maja 1967 roku do 15 stycznia 1970). Choć w pierwszej linii przyczyną konfliktu były tu walki etniczne, to jednak dostęp do złóż surowców nie pozostawał nieistotny.

Z biegiem lat możemy obserwować liczne konflikty na północy naszej kuli ziemskiej. Chodzi bowiem o dostęp do obszarów odkrywanych przez cofające się lody Arktyki. Szacuje się, że pod jej dnem możliwa jest obecność około 20% nieodkrytych do tej pory światowych rezerw ropy i gazu. Obecnie ich eksploatacja jest zbyt droga, jednak wraz z postępem

technologicznym oraz wyczerpywaniem się innych złóż, możliwe jest zdecydowanie się na wydobycie. Co więcej, z uwagi na znikający lód dojdzie do otwarcia szlaków transportowych nad Ameryką oraz nad Syberią, które to w znacznym stopniu zmienią sytuację w sferze handlu.

Bogate złoża surowców energetycznych to bez wątpienia wielki skarb. Jednak niewłaściwe gospodarowanie nimi doprowadza do upośledzenia innych gałęzi gospodarki. Sytuację taką nazywa się chorobą holenderską

Choroba holenderska

Bogate złoża surowców energetycznych to bez wątpienia wielki skarb. Jednak niewłaściwe gospodarowanie nimi doprowadza do upośledzenia innych gałęzi gospodarki. Sytuację taką nazywa się chorobą holenderską. Choć sztampowe przykłady zaistnienia tego zjawiska pochodzą z Australii i dotyczą kopalni złota, to bardzo łatwo uzmysłowić sobie, że sytuacje takie dzieją się na naszych oczach w wielu krajach świata. Wspomniana „choroba" polega na napędzeniu wydobycia cennego zasobu wraz z postępującym czerpaniem zysków z jego eksportu, a tym samym ze wzrostem kursu rodzimej waluty. Równocześnie z bogaceniem się zaczyna zwyciężać zachłanność, która doprowadza do przenoszenia kapitału oraz często siły roboczej z innych gałęzi gospodarki. Cierpi na tym rolnictwo oraz przemysł. Dodatkowo przewartościowana waluta odbiera opłacalność eksportu innych dóbr krajowych. Aktualnie w wielu państwach łatwo zauważyć, że bogate złoża nie zawsze idą ze wzrostem gospodarczym oraz poprawą życia ludzi. Rośnie korupcja oraz ubóstwo. Przykładami potwierdzającymi ten fakt są Nigeria, Czad, Angola czy nawet Wenezuela.

Każda wojna jest okrutna. Jednak prawdopodobnie najgorszą z możliwych jej odsłon jest wojna domowa. Ropa naftowa częstokroć wzmaga mocno separatyzm lokalny, przez co pojawiają się silne podziały i tarcia pomiędzy sąsiadującymi ze sobą regionami tego samego kraju. Miejscami takich starć były chociażby Boliwia, Indonezja czy Irak w obszarze Kurdystanu. Również Sudan odczuł wpływ walk o ropę naftową. Na terenie tego kraju od lat dochodziło do mniejszych i większych starć pomiędzy poszczególnymi regionami. Z pomocą przyszedł w tym momencie Zachód, który ułatwił przeprowadzenie podziału państwa. Po pewnym czasie konflikty urosły na siłę i poskutkowały wybuchem wojny, jednak tym razem pomiędzy dwoma krajami.

Analizując sytuację na świecie, nie sposób nie zauważyć, że coraz silniej do gry wchodzić będzie walka o inny zasób naturalny. Jest on *notabene* cenniejszy niż jakiekolwiek paliwo i stanowi podstawę istnienia ludzkości. Chodzi mianowicie o wodę. Człowiek może żyć bez ropy naftowej, węgla, diamentów czy złota, ale z wody zrezygnować się nie da. Głównymi obszarami narażonymi na występowanie konfliktów zbrojnych na tle dostępu do życiodajnej cieczy są regiony biegu Nilu, dorzecze Tygrysu i Eufratu oraz Strefa Gazy, a zatem rewiry dobrze zaznajomione z użyciem broni.

Warto mieć na uwadze, że surowców naturalnych, a w szczególności energetycznych, z każdym rokiem ubywa. Można zatem podejrzewać, iż konfliktów zbrojnych będzie przybywać. Choć tarcia pomiędzy różnymi państwami nie zawsze dotyczą bezpośrednio paliw kopalnych, to jednak te są niezbędne do prowadzenia wojen. Wojna potrzebuje energii. Chcąc prowadzić działania zbrojne przeciw innemu państwu, konieczne jest zapewnienie bogatej bazy surowcowej. Doprowadza to do powstania błędnego koła, które coraz bardziej się napędza.

Oczywiście, choć brzmi to bestialsko, wojna ma pewien plus, a mianowicie ogromne przyspieszenie rozwoju technologicznego. Niemniej żadnych działań zbrojnych nie powinno się pochwalać. Pojawia się bowiem swego rodzaju pętla, która niestety zaciska się powoli również na naszych szyjach. Należy pamiętać, że każdy konflikt, choćby rozgrywał się nawet na drugim końcu świata, oddziałuje na nas w pewnym stopniu.

Nie można zapominać o tym, że jakakolwiek wojna przynosi ze sobą ogrom strat w ludziach, zniszczeń materialnych, zagładę środowiska naturalnego, ubóstwo, głód, choroby, wysiedlenia i uchodźców, którzy pozbawieni zostali dachu nad głową.

Reklama

Wytwarzamy energię z troską o środowisko

Prowadzimy działalność w sposób zrównoważony, zachowując wysokie standardy ekologiczne. Nasze kompleksy górniczo-energetyczne to przykład odpowiedzialnego pogodzenia wyzwania, jakim jest udział w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski z troską o środowisko naturalne.

www.pgegiek.pl

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

AUTOBUSY I BIOMASA – PRZEPIS NA WODOROWE ELDORADO?

ZACHODZĄCYM W OSTATNICH LATACH ZMIANOM W ENERGETYCE I TRANSPORCIE – WIDOCZNYM JUŻ NIE TYLKO NA EUROPEJSKIM, ALE I NA POLSKIM RYNKU – CORAZ CZĘŚCIEJ TOWARZYSZĄ INWESTYCJE ZWIĄZANE Z TECHNOLOGIAMI WODOROWYMI.

Maciej Cholewiński

Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Katedra Kriogeniki i Inżynierii Lotniczej, Politechnika Wrocławska

Wodór – skroplony lub sprężony, wygenerowany w kolorze zieleni lub różu, coraz powszechniejszy zarówno w kontekście wytwarzania i składowania, jak i wykorzystania (w dużej i małej skali) – uznawany jest za atrakcyjny nośnik energii w perspektywie najbliższych dziesięcioleci. To już nie tylko jeden z technicznych sposobów na wyrównywanie popytu i podaży na energię elektryczną i ciepło w systemach z OZE o dużych mocach zainstalowanych, lecz także magazyn „zielonej" energii dedykowany dla odbiorców indywidualnych oraz realny konkurent dla konwencjonalnych paliw stałych (węgla kamiennego i brunatnego), ciekłych (benzyn, olejów napędowych, nafty lotniczej) i gazowych (LPG, LNG).

„Zielona" transformacja

Rosnąca popularność wodoru wynika przede wszystkim z proekologicznych uwarunkowań stawianych dzisiaj już nie tylko energetyce zawodowej, lecz także energetyce komunalnej i tej związanej z eksploatacją różnych pojazdów. Uwolnienia dwutlenku węgla (w 2020 roku w Polsce, wg KOBiZE, transport odpowiadał za ponad 20% jego emisji – każdy kilogram spalonej benzyny lub oleju napędowego prowadzi do powstania ok. 3 kg tego zanieczyszczenia), tlenków azotu (35,5%), pyłów (blisko 5% pyłu zawieszonego, PM2,5 i PM10), tlenku węgla (13,2%), sadzy (30%) czy też metali ciężkich (38% Cu, 9% Cr, po 5%: Pb i Zn) to obecnie już nie tylko problem „dużych" graczy na rynku emisji. Zapowiadane i systematycznie wdrażane proekologiczne standardy emisyjne i organizacyjne elektryzują także liczne przedsiębiorstwa transportowe, a nawet użytkowników indywidualnych – w czerwcu Parlament Europejski poparł, jako jeden z elementów programu „Fit for 55", plan wprowadzenia zerowej emisji dla samochodów sprzedawanych w Unii Europejskiej po 2035 roku. Słusznie czy niesłusznie (kwestie ekonomiczne i eksploatacyjne w przypadku pojazdów elektrycznych póki co nas nie rozpieszczają), w tej czy innej formie (do akceptacji przez Radę UE jeszcze daleka droga i najprawdopodobniej nie obejdzie się bez pewnych zmian w stosunku do postaci zaaprobowanej przez Parlament), ewolucja transportu ku napędom elektrycznym i wodorowym skłania obecnie raczej do zadawania pytań zaczynających się nie od „czy", lecz od „kiedy".
Nie dziwi więc fakt coraz częstszych inicjatyw badawczo-wdrożeniowych skupionych wokół szeroko rozumianego „zielonego" napędu lądowego (spotykanego m.in. w samochodach Toyoty, Hyundaia czy też Hondy oraz w autobusach marki Solaris, Van Hool czy też Mercedes/Evobus) i lotniczego (m.in. projekt ZEROe Airbusa). Ramię w ramię w stronę wspomnianej idei zmierzają w nich silniki elektryczne i instalacje wodorowe (głównie w oparciu o technologię ogniw paliwowych), przy czym wodór wydaje się obecnie gwarantem, ze względu na większą gęstość energii w porównaniu do skomercjalizowanych technologii akumulatorów elektrycznych, większego zasięgu pojazdów. A jak wodór, to przede wszystkim ten „czysty" – generowany z wykorzystaniem elektrolizerów zasilanych energią elektryczną z OZE bądź też z elektrowni jądrowych.
I kiedy wszyscy w kraju spoglądają – w kontekście stworzenia pierwszych dużych, komercyjnych fabryk polskiego „zielonego" wodoru – na ogniwa fotowoltaiczne oraz turbiny wiatrowe, pierwszy znaczący krok stawia się dzięki... biomasie.

A precyzyjniej – zielonym blokom w Elektrowni Konin i mającej współpracować z nimi, właśnie dzięki równoległej inwestycji w dużą instalację do elektrolizy, flocie miejskich autobusów wodorowych (a docelowo także innych pojazdów). To właśnie w tym wielkopolskim mieście, przez wiele lat kojarzonym przede wszystkim z węglem brunatnym, na początku lipca bieżącego roku Polska dołączyła do wąskiego grona państw europejskich użytkujących tego typu napęd na regularnej, realizowanej w długookresowym ruchu, trasie miejskiego autobusu (póki co dzierżawiąc Solarisa Urbino 12 hydrogen). I to właśnie tutaj – w Elektrowni Konin – ponad rok temu ZE PAK otrzymał pozytywną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla budowy wytwórni wodoru, wraz z infrastrukturą, o wydajności do 20 ton wodoru dziennie.

Wodór w transporcie miejskim

Jak niedawno ogłoszono, na terenie zakładu w najbliższych tygodniach zostanie uruchomiona pierwsza modułowa (kontenerowa) stacja do produkcji wodoru z elektrolizerem w technologii PEM (o mocy 2,5 MW i wydajności 1000 kg dziennie – daje to zużycie 60 kWh energii elektrycznej na każdy 1 kg wodoru, czyli sprawność całej instalacji na poziomie nieco ponad 55%), zasilana bezpośrednio z dwóch wchodzących w skład elektrowni bloków biomasowych o mocy 50 MW każdy (pierwszy działa tam od 2012 roku, drugi został uroczyście otwarty pod koniec czerwca bieżącego roku i stanowi, co równie interesujące, udaną konwersję węglowego kotła K7). Produkowany w Koninie wodór ma być sprężany do ciśnienia 300-450 barów i w sposób ciągły sprzedawany odbiorcom zewnętrznym, dzięki zastosowaniu nowoczesnej stacji do napełniania magazynów mobilnych. Szacuje się, że już sama pierwsza stacja (planuje się rozbudowę instalacji o kolejne moduły) pozwolić ma na eksploatację ok. 50 autobusów dziennie (przy założeniu zużycia ok. 8 kg wodoru na 100 km). Do produkcji wodoru ma być przy tym wykorzystywana woda demineralizowana pochodząca z zakładowej stacji uzdatniania wody (czyli, *notabene*, woda kotłowa). Spółka, poza ostatnią inwestycją w Koninie, rozwija także flotę samochodów wodorowych, ma ponadto w planach m.in. budowę ponad 30-40 stacji tankowania wodoru oraz komercjalizację własnego autobusu wodorowego. Ten ostatni – o nazwie NESO Bus (akronim od „Nie Emituje Spalin i Oczyszcza") – został już oficjalnie zaprezentowany (pod koniec maja br.), a jego produkcja ma ruszyć w przyszłym roku w Świdniku (budowana tam fabryka ma produkować 100 pojazdów rocznie). Ogniwa paliwowe do pojazdu dostarczać ma jeden z liderów tej technologii na świecie – firma Ballard (szacowane zużycie wodoru przez autobus ma wynosić od 5,5 do 8 kg na 100 km). Zasięg tego 12-metrowego pojazdu (z 37 miejscami siedzącymi) wynosić ma 450 km, a czas tankowania – ok. 15 minut (przy zbiornikach wodoru firmy Hexagon o łącznej pojemności 37,5 kg). NESO Bus uzyskał już europejską homologację, jest też testowany w pierwszych polskich miastach (m.in. w Gdańsku).

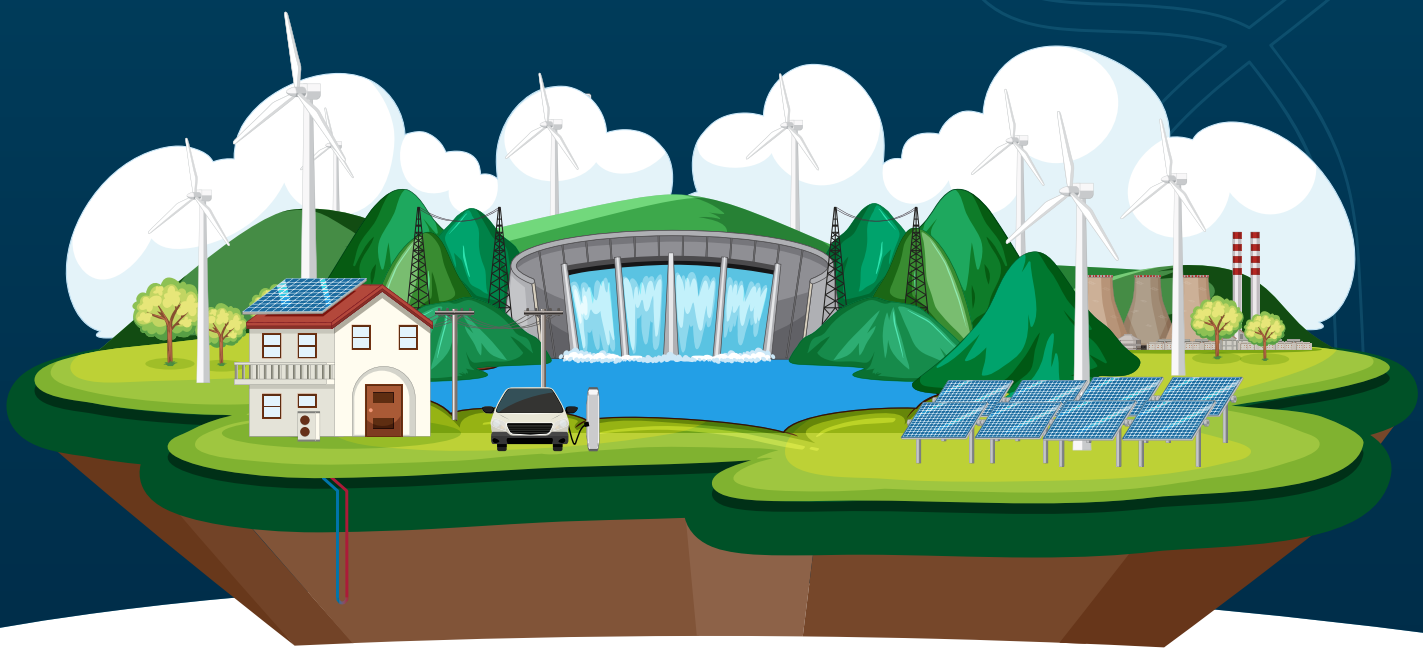
OZE to nie tylko wiatr i słońce

Przyjęta w Koninie kombinacja: wodór + duży blok biomasowy + odbiorca komunalny wydaje się być niezwykle atrakcyjna w perspektywie Polski. O ile bowiem rynek pojazdów wodorowych rozwija się w miarę harmonijnie, o tyle modele realnej, długotrwałej współpracy na linii produkcja-magazynowanie--wykorzystanie wydają się być jednym z hamulców w rozwoju tej technologii na dużą skalę. A zyskać na tym pomyśle można na wielu polach. Można przykładowo stworzyć program budowy wytwórni wodoru w każdej spalarni odpadów (w szczególności w dużych miastach) – powinno to nieco ocieplić wizerunek tej wciąż niezrozumiałej dla większości społeczeństwa technologii energetycznej i uruchomić popyt na wodór wewnątrz dużych aglomeracji (zakup swoich „wodorowców" zapowiedziały już m.in. Płock i Poznań). Można zainwestować w kolejne biomasowe „zielone bloki" nastawione na produkcję wodoru (oczywiście z uwzględnieniem lokalnej dostępności biopaliw) – postawi to na nogi polski przemysł kotłowy, cierpiący z racji systemowego odchodzenia od spalania węgla. Można także opracować system wsparcia konwersji dużych bloków węglowych na biomasowe (jak miało to miejsce, łącznym kosztem ok. 160 mln zł, w Koninie) – tchnie to nową, czystą energię (dosłownie i w przenośni) w wiele „węglowych" regionów w Polsce. Przede wszystkim jednak trzeba przy tym odważniej postawić na polską myśl techniczną i krajowe inicjatywy B+R w małe i duże technologie wodorowe. Nadając bowiem odpowiednie tempo dokonującym się przemianom paliwowym w naszym otoczeniu, inicjując i wdrażając autorskie rozwiązania, mocno stawiając na krajowe zasoby intelektualne i przemysłowe w perspektywie budowy i eksploatacji wodorowych systemów energetycznych – stacjonarnych lub mobilnych – Polska może już wkrótce jawić się na mapie świata jako kraj znaczący więcej niż tylko beneficjent dostarczanych z zewnątrz usług i technologii. A dzięki skojarzeniu ich z biomasą – płynnie przejść z użytkowania węgla na „zielone" technologie spalania paliw w dużej skali.

Wszystko zależy od energii!

Edycja XIV

Dla osób urodzonych w latach 1999 - 2006



WYNIKI XIV EDYCJI KRAJOWEGO KONKURSU ENERGETYCZNEGO

im. prof. Jacka Malko pn. „Wszystko zależy od energii!"

Jury konkursu dokonało oceny zgłoszonych prac i wyłoniło laureatów oraz przyznało wyróżnienie i dwie nagrody specjalne.

Jury przewodniczył:

- prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej.

W skład Jury weszli ponadto:

- dr hab. Justyna Zabawa – prof. Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu,
- dr hab. Piotr Jeżowski – em. prof. Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie,
- dr Ewa Kossak – Ministerstwo Klimatu i Środowiska
- dr inż. Andrzej Mroczkowski – Stowarzyszenie ds. Rozliczania Energii,
- mgr inż. Marek Tobiacelli – ekspert ds. efektywności energetycznej.

W kategorii młodzieży urodzonej w latach 2003-2006 laureatami zostali:

I miejsce (*ex aequo*):

- Szymon Cichoń – Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego w Jaworznie za pracę pt. Jak widzisz realizację programu „Czyste powietrze" w gminach/wybranej gminie? Nauczyciel prowadzący: mgr inż. Agnieszka Żak.
- Piotr Witek – II Liceum Ogólnokształcące im. Mikołaja Kopernika w Mielcu za pracę pt. Jakie korzyści z energetyki wiatrowej czerpie społeczeństwo a jakie gospodarka? Zgłoszenie indywidualne.

II miejsce (*ex aequo*):

- Kacper Dąbrowski – Zespół Szkół nr 2 im. Władysława Orkana w Szczecinie za pracę pt. Jakie są skutki postępującego ocieplenia klimatu? Nauczyciel prowadzący: dr inż. Agnieszka Raducka.
- Maciej Zajdel – Zespół Szkół nr 2 im. Władysława Orkana w Szczecinie za pracę pt. Które z technologii OZE mają obecnie w Polsce największy potencjał? Nauczyciel prowadzący: dr inż. Agnieszka Raducka.

III miejsce (*ex aequo*):

- Zuzanna Kołodziej – IV Liceum Ogólnokształcące im. Stanisława Staszica w Sosnowcu za pracę pt. Jakie korzyści z energetyki wiatrowej czerpie społeczeństwo, a jakie gospodarka? Nauczyciel prowadzący: mgr Dorota Marynowska.
- Joanna Golonek – Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego w Jaworznie za pracę pt. Jakie są skutki postępującego ocieplenia klimatu? Nauczyciel prowadzący: mgr inż. Agnieszka Żak.

Sponsorem nagród głównych są Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Wyróżnienie:

- Paweł Witek –II Liceum Ogólnokształcące im. Mikołaja Kopernika w Mielcu za pracę pt. Jaka jest rola transportu w ochronie klimatu? Zgłoszenie indywidualne.

Sponsorem nagrody wyróżnienia jest firma Viessmann Sp. z o.o.

W kategorii młodzieży urodzonej w latach 1999-2002 nagrodę otrzymuje:

Nagroda główna:

- Filip Czeredys – student Politechniki Warszawskiej Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa. Jest on autorem pracy pt. Rozwój jakich technologii może skutecznie wspierać transformację energetyczną?

Sponsorem nagrody jest firma Energoprojekt Katowice SA.

WSZYSTKO ZALEŻY OD ENERGII

Organizatorem konkursu jest Fundacja Świadomi Klimatu. Jego idea to promowanie i wspieranie młodzieży uzdolnionej naukowo, posiadającej pasję badawczą. Celem konkursu jest budowanie społeczeństwa świadomego energetycznie i ekologicznie oraz rozwijanie umiejętności samodzielnego i krytycznego rozwiązywania problemów współczesnej energetyki. Udział w konkursie pozwala młodzieży wykazać się wiedzą i kreatywnością w ramach swobodnej wypowiedzi na tematy zaproponowane przez Radę Programową Konkursu, której przewodniczy pan Edward Słoma, ekspert energetyczny.

Nagrody specjalne:

- Emilia Wypiór – IV Liceum Ogólnokształcące im. Stanisława Staszica w Sosnowcu za pracę pt. Które z technologii OZE mają w Polsce największy potencjał? Nauczyciel prowadzący: mgr Dorota Marynowska.
  Nagrodę ufundowała firma Viessmann Sp. z o.o.
- Artur Toczek – Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego w Jaworznie za pracę pt. Jakie korzyści z energetyki wiatrowej czerpie społeczeństwo, a jakie gospodarka?
  Nagrodę ufundowała Fundacja Świadomi Klimatu.

Organizatorzy dziękują wszystkim uczestnikom za udział, wkład pracy i twórcze pomysły. Gratulują laureatom i osobom wyróżnionym oraz życzą dalszych sukcesów.

- Patronat honorowy: minister klimatu i środowiska Anna Moskwa oraz wójt gminy Jaworze dr Radosław Ostałkiewicz.
- Partnerzy: Viessmann Sp. z o.o., Energoprojekt Katowice SA, Stowarzyszenie ds. Rozliczania Energii, Stowarzyszenie „Z energią o prawie".
- Patronat medialny: Dla Ciebie TV Jaworzno, tygodnik Co Tydzień, portal społecznościowy www.jaw.pl, dwumiesięcznik Energetyka Cieplna i Zawodowa, portal BiznesAlert.pl, portal kierunekenergetyka.pl, portal Globenergia.pl, portal WysokieNapiecie.pl, tygodnik Głos Nauczycielski, miesięcznik Echo Jaworza.
- Sponsor główny: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- Sponsor: Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

JUBILATKI Z TUROWA

Historia, teraźniejszość i przyszłość Kompleksu Turów

O znaczeniu Kompleksu Turów dla polskiej energetyki, jego historii i przyszłości, rozmawiamy z **Andrzejem Legeżyńskim**, prezesem zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna.

fot. PGE GIEK S.A.

ANDRZEJ LEGEŻYŃSKI
prezes zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna

Maciej Szramek: Kopalnia i elektrownia, wchodzące w skład Kompleksu Turów, prowadzą swoją działalność w regionie, gdzie tradycje wydobywcze sięgają odległych czasów.

Andrzej Legeżyński: Warto na wstępie przypomnieć, że w tym roku świętujemy jubileusz 75-lecia kopalni i 60-lecia działalności elektrowni – oddziałów zlokalizowanych na terenach, których tradycje przemysłu energetycznego, a przede wszystkich wydobywczego, sięgają XVIII wieku. Już wtedy w okolicach dzisiejszego Zittau rozpoczęto wydobywanie węgla, a w XIX wieku istniało tu już prawie 100 prywatnych kopalń podziemnych i wyrobisk odkrywkowych. Wydobywany węgiel przeznaczano wówczas na nawóz oraz na paliwo w procesie produkcji energii elektrycznej. W 1911 roku powstała natomiast opalana węglem brunatnym elektrownia w Hirschfelde.

Wraz z powstaniem Kopalni Turów właściwie rozpoczęła się historia polskiego górnictwa węgla brunatnego.

Kopalnia Turów jest miejscem szczególnym dla mieszkańców tego regionu i dla całej Polski. Odegrała ważną rolę dla branży węgla brunatnego: to kadra Kopalni Turów swoją wiedzą zasiliła kolejne kompleksy energetyczne naszego kraju i dała przykład, jak profesjonalnie i odpowiedzialnie rozwijać polski przemysł. Symboliczny początek jej istnienia wiąże się z datą 18 czerwca 1947 roku, kiedy na mocy orzeczenia ministra przemysłu i handlu kopalnia została przejęta na własność Skarbu Państwa i stała się polskim przedsiębiorstwem o nazwie „Graniczna", po czym przyjęła nazwę: Kopalnia Węgla Brunatnego „Turów". Dwa miesiące później turoszowscy górnicy przejęli w swoje ręce nieznane im maszyny i urządzenia wydobywcze, stając się pionierami polskiego górnictwa węgla brunatnego – symbolem, do którego można się obecnie odwoływać. To oni rozpoczęli tworzenie historii, stanowiącej niewyczerpane źródło wielu cennych doświadczeń – dlatego dziś jesteśmy z nich wyjątkowo dumni.

Po blisko dwóch dekadach, z wybudowanej nieopodal Elektrowni Turów, popłynął pierwszy prąd.

Zasilił on krajową sieć elektroenergetyczną 31 października 1962 roku. Co ciekawe, jako pierwszy do eksploatacji został przekazany blok nr 2,

fot. PGE GiEK S.A.

TUROSZOWSKI KOMPLEKS ENERGETYCZNY jest jednym z najstarszych obecnie funkcjonujących zakładów tego typu w Polsce

a dopiero po nim kolejne. Do 1971 roku rozpoczęło pracę 10 bloków energetycznych o łącznej mocy 2 000 MW. Do czasu oddania do użytku elektrowni w Kozienicach, a następnie w Bełchatowie, elektrownia turoszowska była największym dostawcą energii elektrycznej do KSE.

W Kompleksie Turów powstaje dziś blisko 7 procent krajowej energii elektrycznej, pochodzącej z węgla brunatnego. Zarządzająca nim spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna jest największym producentem energii dla polskiego systemu elektroenergetycznego.

Należy do nas pięć elektrowni – oprócz turoszowskiej to Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Opole, Elektrownia Dolna Odra i Elektrownia Rybnik. Jesteśmy największym wytwórcą energii elektrycznej w Polsce, pokrywającym ponad 36 proc. zapotrzebowania – dostarczamy niemal 57 tys. GWh energii elektrycznej rocznie do krajowego systemu elektroenergetycznego. PGE GiEK jest także liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego – udział w krajowym rynku wydobywczym wynosi ok. 90 proc. Obecnie i jeszcze przez ponad 20 lat to nasze jednostki węglowe będą gwarantem bezpieczeństwa energetycznego Polski. Bardzo ważnym ogniwem są tu: Kompleks Bełchatów z bełchatowską kopalnią i elektrownią oraz wspomniany Kompleks Turów. Ich działalność ma strategiczne znaczenie nie tylko dla naszego systemu energetycznego, ale również dla lokalnej i krajowej gospodarki.

W obecnej sytuacji geopolitycznej trudno przecenić znaczenie jednostek konwencjonalnych.

To prawda, dziś jak nigdy wcześniej tak ważne jest bezpieczeństwo kraju: zarówno polityczne, jak i gospodarcze. Kluczową rolę w ich zapewnianiu odgrywa bezpieczeństwo energetyczne i suwerenność energetyczna, którą powinniśmy budować w oparciu o dostępne źródła energii, dostosowane do specyfiki lokalnych uwarunkowań gospodarczych i społecznych.

Jakie znaczenie dla regionu – właśnie w kontekście społecznym i gospodarczym – ma turoszowski kompleks?

Jako duży oraz stabilny płatnik podatków i innych opłat publicznych, kopalnia i elektrownia odprowadzają rocznie ponad 150 mln zł, zasilających budżet zarówno Skarbu Państwa, jak i lokalnych samorządów. Dzięki temu pobudzają i stymulują rozwój

fot. PGE GIEK S.A.

ELEKTROWNIA TURÓW produkuje obecnie prawie 7 procent krajowej energii elektrycznej, pochodzącej z węgla brunatnego

regionu oraz realizację różnego rodzaju inwestycji i inicjatyw. Ponadto, funkcjonowanie kopalni i elektrowni w Turowie, wraz ze spółkami zależnymi, to blisko 5 tys. bezpośrednich miejsc pracy, a zarazem zapewnienie bytu dla rodzin w całym województwie dolnośląskim. Zatrudnienie bezpośrednio w kopalni i elektrowni, w spółkach zależnych oraz podmiotach współpracujących, zapewnia stabilny byt około 80 tysiącom osób, wliczając w to rodziny.

KOPALNIA TURÓW jest jednym z najważniejszych i największych zakładów przemysłowych w tej części Dolnego Śląska

fot. PGE GIEK S.A.

A jaką rolę odgrywa transgraniczne położenie Kompleksu Turów?

Dla Elektrowni Turów jest niewątpliwym atutem. Oddział leży na styku granic, w bezpośrednim sąsiedztwie połączenia międzysystemowego polsko-niemieckiego Mikułowa-Hagenwerder, pracującego na napięciu 400 kV. Elektrownia Turów jest najbliżej położonym dużym źródłem dla tego połączenia po stronie polskiej, co stwarza możliwość zasilania go w przypadku konieczności eksportu energii. Turoszowska elektrownia pełni więc ważną, stabilizującą rolę w pracy systemu elektroenergetycznego w miejscu połączenia transgranicznego.

Wróćmy do jubileuszu, który jest także dobrą okazją do spojrzenia w przyszłość Kompleksu Turów w kontekście transformacji energetycznej. Jak ją pan widzi?

Według planów zakończymy działalność około 2044 roku, a więc po wyczerpaniu zasobów węgla w Kopalni Turów. W kontekście transformacji energetycznej przygotowaliśmy plan, który przewiduje utrzymanie jego ważnej roli w przyszłym systemie, czyli zabezpieczenie potrzeb energetycznych regionu, oraz daje gwarancję pracy dla mieszkańców, przede wszystkim powiatu zgorzeleckiego.

Czego można życzyć pracownikom kompleksu?

Dalszych lat spokojnej pracy, pozwalającej na stabilne, niczym niezmącone dostawy energii elektrycznej do domów milionów Polaków.

Rozmawiał Maciej Szramek, redaktor czasopisma „Energetyka Cieplna i Zawodowa” oraz portalu kierunekenergetyka.pl

Widzimy

jak innowacyjna technologia automatyzacji wspiera strategie dekarbonizacji.

Rozwiązania firmy Emerson mogą wpływać na wszystkie obszary systemu energetycznego poprzez niskoemisyjną elektryfikację, przejście na czystsze paliwa, poprawę efektywności energetycznej, minimalizację odpadów i zużycia materiałów, zapobieganie ucieczce emisji oraz wychwytywanie i składowanie CO_2.
Dowiedz się więcej na **Emerson.com/pl/FarmaWiatrowa**

EMERSON™

CONSIDER IT SOLVED™

Logo Emerson jest znakiem towarowym i usługowym firmy Emerson Electric Co. ©2022 Emerson Electric Co.

NOWOCZESNE TECHNOLOGIE W PGE GiEK

PGE GiEK S.A.

W oddziałach spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna nie brakuje innowacyjnych rozwiązań. Dron do zadań specjalnych czy ekran przeciwfiltracyjny to tylko niektóre z nich.

Jedną z istotnych kwestii w procesie produkcji energii jest utrzymanie urządzeń technologicznych w dobrym stanie technicznym, co wymaga nieustannego diagnozowania i regularnych przeglądów wizualnych. Liczba trudno dostępnych miejsc, obecność paliw i ich pyłów o zdolnościach wybuchowych, a także różnorodność prowadzonych prac w warunkach niebezpiecznych stanowią bardzo duże wyzwanie dla służb eksploatacji i remontów.

Bardzo pomocny w tym zakresie jest dron inspekcyjny, nowatorskie rozwiązanie wykorzystywane do diagnostyki urządzeń energetycznych. – Jego budowa, kulisty kształt, opatentowana technologia żyroskopowa i ochronna klatka z włókna węglowego dają możliwość wykonania pełnej inspekcji wizualnej niemal w każdym, nawet trudno dostępnym miejscu – mówi Marian Ciećko, specjalista ds. kontroli technicznej w Elektrowni Bełchatów. – Ze względu na małe gabaryty przelot jest maksymalnie bezpieczny dla sprawdzanych instalacji i osób przebywających w pobliżu. Zamontowana w urządzeniu kamera rejestruje materiał wizualny i termograficzny nawet w całkowicie ciemnych pomieszczeniach lub zbiornikach, bez konieczności wchodzenia do nich. Przekaz z drona „na żywo" do operatora pozwala inspektorowi nadzoru kierować akcją i na bieżąco wskazywać pilotowi newralgiczne miejsca kontroli – wyjaśnia ekspert.

CICHE KRĄŻNIKI Rozwiązanie minimalizujące emisję hałasu przenośników taśmowych na terenie kopalń PGE GiEK

Specjalny robot – opracowany przez zespół ekspertów z Elektrowni Bełchatów z AMC TECH i RIOT Technologies – jest kolejnym urządzeniem, które z powodzeniem może wyręczyć pracowników bełchatowskiej elektrowni przy najtrudniejszych i najbardziej niebezpiecznych pracach. Wykonuje on inspekcję kotłów energetycznych, w których spala się zmielony węgiel.

Paliwo do bełchatowskiej elektrowni jest dostarczane z pobliskiej Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów. Również tam układ technologiczny jest poddawany ciągłej przebudowie i modernizacji pod względem technicznym. W co-

dziennych pracach związanych z wydobyciem węgla cały wysiłek załogi koncentruje się na efektywnym wykorzystaniu posiadanego potencjału – jego stałym unowocześnianiu i skutecznym zarządzaniu.

W procesie technologicznym zdejmowania nadkładu i wydobycia węgla brunatnego bełchatowska kopalnia eksploatuje ok. 150 km tras przenośników taśmowych. Ich obsługa wymaga zaangażowania dużej liczby pracowników i specjalistycznego sprzętu. Trasy przenośników taśmowych są narażone na różnego rodzaju zdarzenia niebezpieczne, np. potencjalne pożary, które mogą się zdarzyć na skutek awarii części składowych przenośników, jakimi są krążniki podtrzymujące taśmę.

W celu wykrycia i wyeliminowania zagrożenia pożarowego przeprowadzono w kopalni testy nowatorskiego systemu, który opracowała spółka Produs. Dzięki niemu można monitorować online parametry pracy węzłów łożyskowych krążników podtrzymujących taśmę. System mierzy temperaturę pracy łożysk i w momencie jej wzrostu powyżej zakładanego progu uruchamia alert. Innowacyjność takiego rozwiązania bazuje na możliwości sprawdzania odpowiednimi czujnikami każdego krążnika osobno i identyfikacji zagrożenia z dużą dokładnością w konkretnym miejscu przenośnika. Sygnał z każdego czujnika jest przesyłany drogą radiową do centrali, w której – w razie alertu – podejmuje się działania zapobiegawcze. Praca systemu i wszystkie zdarzenia są archiwizowane i dostępne w dowolnym czasie.

Równie nowoczesny projekt, którego zadaniem jest minimalizacja emisji hałasu przenośników taśmowych na terenie kopalń PGE GiEK, polegał na wprowadzaniu zmian konstrukcyjnych i materiałowych w produkowanych krążnikach, a także wytworzeniu krótkich serii do testowania i monitorowania zastosowanych rozwiązań w warunkach eksploatacyjnych. Dzięki tej technologii osiągnięto zakładane parametry emisji hałasu i zarekomendowano stosowanie zestawów odpowiedniej konstrukcji w określonych miejscach układu technologicznego.

„Ciche" krążniki pracują m.in. w kopalni Turów. Są to tzw. krążniki cichobieżne, z płaszczem poliuretanowym. Mają one znacznie lepsze parametry akustyczne od stalowych, które były stosowane wcześniej. Już w styczniu tego roku zamontowano ponad 800 zestawów krążników na przenośnikach obwodnicy nadkładowej. Charakteryzują się one niemal dwukrotnie większą trwałością i niższą emisją hałasu w stosunku do wykorzystywanych dotychczas. – Wymiana krążników na cichobieżne to jedno z wielu działań kopalni w zakresie ograniczenia emisji hałasu do środowiska. Zalecenie realizacji tego zadania zostało też określone w warunkach decyzji środowiskowej – wyjaśnia Rafał Skorupiński, naczelny inżynier górniczy, i dodaje, że ograniczenie hałasu dla przenośnika wyniosło od 4 dB do 7 dB, co oznacza, że teraz ich praca jest trzy razy cichsza.

OCHRONA ZASOBÓW WODNYCH Ekran przeciwfiltracyjny w Kopalni Węgla Brunatnego Turów chroni zasoby wodne na czeskim pograniczu

Wśród wielu innowacyjnych i proekologicznych technologii wykorzystywanych w kopalniach PGE GiEK na uwagę zasługuje ekran przeciwfiltracyjny w Kopalni Węgla Brunatnego Turów, który chroni zasoby wodne na czeskim pograniczu. – Inwestycja o wartości ok. 17 mln zł została zrealizowana w nowatorskiej technologii iniekcji niskociśnieniowej. System polega na wprowadzeniu określonej ilości iniektu, czyli naturalnego budulca, jakim jest modyfikowany ił, do gruntu między dwa pokłady węgla. W procesie wykorzystywana jest metoda wiertnicza. Ił zachowuje się jak spoiwo, które łączy i modyfikuje ośrodek gruntowy, a tym samym poprawia m.in. jego szczelność i zmniejsza przepuszczalność. W ten sposób powstaje naturalna bariera dla wód gruntowych – mówi Jarosław Wiśniewski, naczelny inżynier inwestycji. Ekran ma głębokość od 65 m do 117 m, z kolei jego długość to ok. 1100 m, a szerokość – blisko 5 m. Zastosowana technologia pozwala go wydłużyć w dowolnym kierunku o jakąkolwiek długość. Budowany prewencyjnie ekran przeciwfiltracyjny to rozwiązanie, które może zapobiegać ewentualnym problemom z wodami gruntowymi wokół kopalni.

Ekrany przeciwfiltracyjne są najbardziej rozpowszechnionym sposobem budowania przesłon hydroizolacyjnych. Te wykonane w technologii niskociśnieniowej, którą wykorzystuje Kopalnia Węgla Brunatnego Turów, cechuje bardzo wysoka skuteczność. Podobne rozwiązania stosowano m.in. w kopalniach diamentu w Rosji, a także podczas uszczelniania podłoża tamy Péribonka w Kanadzie. W Polsce tego typu ekran od trzech lat funkcjonuje w Katowicach przy szybie Czułów.

Dzięki informatyzacji, robotyzacji i rozwojowi nowoczesnych technologii oddziały PGE GiEK minimalizują swój wpływ na środowisko i zwiększają efektywność we wszystkich obszarach swojej działalności.

fot. PGE GiEK S.A.

ELEKTROCIEPŁOWNIA PGE TORUŃ

PRZYSZŁOŚĆ EFEKTYWNYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

w kontekście proponowanych wymogów pakietu Fit for 55

Paweł Stępień
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
PTEZ

Arkadiusz Szymański
PGE Energia Ciepła S.A.
PTEZ

Dorota Jeziorowska
PGE Energia Ciepła S.A.
PTEZ

Analizując zaproponowane przez Komisję Europejską wnioski legislacyjne składające się na pakiet Fit for 55 oraz regulacje dotyczące sektora ciepłownictwa systemowego trudno nie odnieść wrażenia, że kierunek zmian nie uwzględnia jego specyfiki i zróżnicowania w państwach członkowskich UE oraz przede wszystkim – wielkości i lokalizacji poszczególnych systemów.

O ile potencjalnie możliwe są one do zaimplementowania w małych systemach ciepłowniczych, to wraz ze wzrostem ich wielkości (poziomu mocy zamówionej przez odbiorców końcowych), narastają problemy z dostępnością technologii czy też paliwa, które mogłyby zostać wykorzystane do wytwarzania ciepła o jakości i wolumenie umożliwiającym spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego.

Weryfikacja możliwości transformacji sektora ciepłowniczego

Jako Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych przeprowadziliśmy analizę pt. „Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu Fit for 55", która została opublikowana z końcem czerwca. Jej celem była weryfikacja możliwości transformacji sektora ciepłowniczego zgodnie z założeniami pakietu „Fit for 55", a zwłaszcza w kontekście

zmian dyrektyw w sprawie efektywności energetycznej (EED), promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED) i charakterystyki energetycznej budynków (EPBD). Warunkiem brzegowym było tam spełnienie przez dany wariant technologiczny (i w zależności od wielkości systemu) kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, według trajektorii określonej w brzmieniu zaproponowanym w artykule 24 projektu recastu dyrektywy EED, opublikowanego we wniosku legislacyjnym Komisji Europejskiej w ramach pakietu Fit for 55 w dniu 14 lipca 2021 r. Opracowanie to wskazało na uwarunkowania, które powinny zostać uwzględnione przy projektowaniu finalnej wersji regulacji Unii Europejskiej dotyczących obszaru ciepłownictwa systemowego, aby jego transformacja była możliwa do realizacji.

W niniejszym artykule przedstawiono kluczowe wnioski wynikające z rezultatów symulacji oraz ich analizy, a także przeprowadzonego przeglądu uwarunkowań prawnych, regulacyjnych, technicznych, technologicznych, administracyjnych, organizacyjnych, ekonomicznych i społecznych związanych z inwestycjami w zakresie infrastruktury wytwórczej, sieciowej oraz odbiorczej w sektorze ciepłownictwa.

Ciepłownictwo systemowe w Polsce i jego specyfika

Obszar ciepłownictwa systemowego w Polsce posiada wyjątkowe cechy i znaczenie w porównaniu do innych państw członkowskich Unii Europejskiej. Ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów grzewczych w około 40% gospodarstw domowych w Polsce, tj. około 6 mln, natomiast na poziomie całej Unii Europejskiej sektor ciepłownictwa systemowego zaspokaja około 13% zapotrzebowania na ciepło. Oznacza to, że w naszym kraju jest on znacznie bardziej rozbudowany niż w większości państw UE – to drugi (po Niemczech) największy sektor w Europie z uwagi na ilość ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych i jednocześnie największy rynek w Europie pod względem liczby odbiorców ciepła, na poziomie 16 mln (co czwarty konsument ciepła systemowego w Europie jest mieszkańcem Polski). Wysoki stopień zurbanizowania miast i duża gęstość zabudowy (wynika z tego brak możliwości podziału systemów ciepłowniczych na mniejsze, równoczesnego prowadzenia w krótkim czasie inwestycji sieciowych czy brak dostępności terenu pod instalacje OZE w centrach miast, a także trudności logistyczne z dostawą niektórych nośników energii, np. biomasy) oraz warunki klimatyczne (liczba stopniodni grzania o 9% wyższa od średniej w UE w roku 2020) potwierdzają konieczność zrewidowania uwarunkowań transformacji tego sektora i uwzględnienia ich w procedowanych w ramach pakietu Fit for 55 projektach aktów prawnych. Stawką jest tutaj bezpieczeństwo energetyczne znacznej liczby mieszkańców Polski. Wzięto również pod uwagę oddziaływanie na sektor elektroenergetyczny i fakt, że jednostki kogeneracji odpowiadają za ok. 16% wolumenu energii elektrycznej dostarczonego do krajowego systemu elektroenergetycznego. W przypadku nieodpowiedniego kierunku transformacji, nieuwzględniającego uwarunkowań krajowych, może on również mieć wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

> **W kontekście największych systemów ciepłowniczych kluczową barierą jest praktycznie brak dostępności technologii OZE możliwych do implementacji**

Analiza ekonomiczna wariantów transformacji

Na potrzeby raportu stworzono dedykowany model ekonomiczny bazujący na długoterminowych założeniach rynkowych, technologicznych oraz danych i prognozach makroekonomicznych na okres 2022-2050, z którego wyniki symulacji przedstawiono w opracowaniu. Analiza została przeprowadzona dla charakterystycznych dla Polski rynków ciepła, sklasyfikowanych według mocy zamówionej (warianty: do 20 MW, 20-50 MW, 50-100 MW, 100-300 MW, 300-500 MW, pow. 500 MW), gdzie dla każdego z rynków zaproponowano cztery warianty technologiczne, pozwalające na spełnienie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego, w brzmieniu zaproponowanym przez Komisję Europejską w projektowanym artykule 24 recastu dyrektywy EED (łącznie 24 warianty technologiczne). Opracowany w ramach analiz model, dla każdego roku objętego kalkulacją, w oparciu o koszty zmienne produkcji, wyznacza stos jednostek w danym systemie ciepłowniczym, wpisywany następnie w krzywą zapotrzebowania wynikającą z profilu ciepła dla

NIEZBĘDNE CIEPŁO
Całokształt analizy PTEZ pokazał, że nie jest możliwe zrezygnowanie z wykorzystania dużych systemów ciepłowniczych funkcjonujących w Polsce

WYJĄTKOWE W EUROPIE
Obszar ciepłownictwa systemowego w Polsce posiada wyjątkowe cechy i znaczenie w porównaniu do innych państw członkowskich Unii Europejskiej

danego rynku ciepłowniczego. Umożliwiło to określenie najbardziej efektywnego kosztowo wariantu dla każdego rozpatrywanego rynku ciepła, a wykonane w modelu symulacje finalnie pozwoliły na uzyskanie kluczowej odpowiedzi o możliwość dostosowania do projektowanych wymogów pakietu Fit for 55 oraz kosztów transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce.

Biorąc pod uwagę liczbę rynków ciepła w Polsce w rozpatrywanych przedziałach mocowych, przeprowadzona analiza pokazała, że dostosowanie rodzimego ciepłownictwa systemowego do wymogów zaproponowanych w projekcie regulacji pakietu Fit for 55 będzie kosztowało, w zależności od scenariusza:

- od 95 mld zł do 170 mld zł – nakłady inwestycyjne na infrastrukturę wytwórczą,
- od 76 mld zł do 100 mld zł – nakłady inwestycyjne na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
- od 106 mld zł do 140 mld zł – nakłady inwestycyjne na modernizację instalacji odbiorczych.

Sumarycznie oznacza to co najmniej wydatek rzędu 277 mld zł do 410 mld zł na nakłady inwestycyjne do poniesienia w perspektywie do 2045 roku na transformację sektora ciepłownictwa systemowego, przy czym znaczna część tych środków jest konieczna do wydatkowania już do roku 2026 – na poziomie od 145 do 250 mld zł.

Czy takie tempo inwestycji jest realne?

W tym momencie niezbędne jest skomentowanie przywołanych wielkości. O ile sama wartość 410 mld zł może w perspektywie do roku 2050 nie wydawać się znacząca, to kumulacja jej dużej części, tj. 250 mld zł, w perspektywie do 2026 r. stanowi ogromne wyzwanie. Realizacja takich przedsięwzięć w tak krótkim czasie na obszarze całego kraju może generować problemy z fizyczną możliwością wykonania prac, jak i spowodować wzrost nakładów na prowadzenie inwestycji. Dodatkowo, jeśli inwestycje w zakresie jednostek wytwórczych miałyby w tak dużym wymiarze zostać zrealizowane do 1 stycznia 2026 r., musiałyby one już w tym momencie być na zaawansowanym etapie procesu inwestycyjnego (w praktyce podczas realizacji). Należy przy tym wskazać, że wciąż nie ma pewności co do kierunku regulacji w tym zakresie, trudno więc podejmować decyzje inwestycyjne na tak dużą skalę.

Bardzo istotnym problemem może być również dostępność urządzeń, materiałów oraz firm wykonawczych na potrzeby prowadzenia tak wielu inwestycji. Trzeba przy tym podkreślić, że przywołany termin wynika z proponowanego wprowadzenia dodatkowego kryterium dla wysokosprawnej kogeneracji, tj. kryterium limitu bezpośrednich emisji dwutlenku węgla (dla jednostek wykorzystujących paliwa kopalne) na poziomie 270 g CO_2/kWh (projektowany Załącznik III recastu dyrektywy EED), co będzie miało zastosowanie również do weryfikacji spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego od 1 stycznia 2026 r.

Już samo przywołane powyżej uwarunkowanie, zresztą kluczowe, wskazuje na realny brak możliwości spełnienia wymogów zawartych w proponowanym kształcie pakietu Fit for 55. Aby zapobiec

TRANSFORMACJA SEKTORA
Sumarycznie wydatek na nakłady inwestycyjne na transformację sektora ciepłownictwa systemowego wyniesie co najmniej od 277 mld zł do 410 mld zł do poniesienia w perspektywie do 2045

chaotycznemu procesowi transformacji aktywów ciepłowniczych, konieczne jest dostosowanie trajektorii procedowanych przez organy Unii Europejskiej zmian w zakresie m.in. kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego do specyfiki poszczególnych państw członkowskich, struktury rynków ciepła, realiów przebiegu realizacji procesów inwestycyjnych, a także warunków rynkowych.

Całokształt analizy pokazał również, że nie jest możliwe zrezygnowanie z wykorzystania dużych systemów ciepłowniczych funkcjonujących w Polsce, niemniej – w zależności od wielkości systemu i uwarunkowań lokalnych – możliwe jest zapewnienie części strumienia ciepła pochodzącego z energii z OZE. W kontekście największych systemów ciepłowniczych kluczowa bariera to jednak praktycznie brak dostępności technologii OZE możliwych do implementacji, wynikający z charakterystyki pracy tych systemów oraz bardzo wysokich kosztów ich wdrożenia. Stąd tak istotne w kontekście umożliwienia realizacji przyrostu ciepła z OZE w tych systemach jest wprowadzenie rozwiązań w zakresie mechanizmu zakwalifikowania ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła OZE i wykorzystanie kotłów elektrycznych zasilanych energią elektryczną z nadwyżek produkcji z instalacji OZE. Dla porównania bowiem analiza wykazała, że w zależności od wyboru scenariusza transformacji (wariantu technologicznego), nawet przy minimalizacji udziału biomasy w sektorze ciepłownictwa systemowego (a jest ona jedną z nielicznych technologii OZE możliwych do zastosowania w dużych systemach ciepłowniczych), w długim terminie udział tego paliwa wyniesie po roku 2040 około 5 mln ton rocznie. Przy czym, dla porównania – w okresie jednego z najlepszych lat dla rynku biomasy w Polsce, w całym sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa zostało spalone 6,5 mln ton biomasy (po czym wystąpiły problemy z jej dostępnością). W przypadku chęci realizacji przez inwestorów wariantów technologicznych z maksymalizacją udziału biomasy w wytwarzaniu ciepła, zapotrzebowanie na to paliwo w pierwszym okresie wyniosłoby około 23 mln ton rocznie.

***

Wierzymy, że przywołane w analizie uwarunkowania, zwłaszcza w kontekście następstw trwającego przez ostanie pół roku konfliktu zbrojnego wynikającego z agresji Rosji na Ukrainę, które zaburzyły m.in. łańcuchy dostaw urządzeń, maszyn, surowców, paliw, znajdą zrozumienie u decydentów w poszczególnych organach UE i zostaną odzwierciedlone w finalnym kształcie pakietu Fit for 55.

W celu zapoznania się z całością analizy, serdecznie zapraszamy na stronę internetową PTEZ.

fot. PGE Energia Ciepła

Google Cloud

Cyfryzacja jako kluczowy paradygmat w procesie transformacji sektora energetycznego w erze kryzysów.

Stajemy właśnie u progu zmian sektora energetycznego o znaczeniu transformacyjnym. Dotyczy to zarówno aspektów funkcjonowania krajowego rynku energii, trwającej dyskusji o miksie energetycznym, jak i wymuszonej dywersyfikacji dostaw surowców.

To nie pierwsza transformacja energetyczna w naszym kraju, jednakże tym razem jej zdecydowanym wyróżnikiem staje się okres kryzysów, w którym należy tę transformację przeprowadzić.

Google Cloud

Nową normalnością staje się kryzys, a jedną z najbardziej pożądanych kompetencji menedżerskich - zarządzanie kryzysowe.

Sektor energetyczny, jako kluczowy sektor gospodarki, nie może przeczekać okresu niestabilności politycznej, gospodarczej i społecznej. Przeciwnie, stabilizacja sytuacji w głównej mierze zależy od efektów transformacji tego sektora. Jednocześnie nie ma wątpliwości, że transformacja ta nie może odbyć się bez sięgnięcia po nowe technologie. Trudno bowiem nowe, złożone problemy rozwiązywać starymi metodami i narzędziami. Co więcej, sektor energetyczny musi otworzyć się na zupełnie nowy dla niego obszar innowacji - tzw. innowacje dysruptywne, czyli takie, które cechuje zdolność do całkowitego zastępowania dotychczasowych rozwiązań nowymi, o większej efektywności i wyższej jakości działania. A to znacznie trudniejsze do zaakceptowania, a następnie zaprojektowania i wdrożenia. I znów mowa o kompetencjach...

Google Cloud Poland oferuje technologie wspierające cyfrową transformację sektora energetycznego nie tylko od strony technologicznej, ale także kompetencyjnej. W Warszawie działa Centrum Kompetencji Chmurowych, a liczni branżowi partnerzy w Polsce i na świecie wdrażają strategie cyfryzacji w formie efektywnych projektów oraz inteligentnych rozwiązań IT wspierających operacje we wszystkich segmentach łańcucha wartości przedsiębiorstwa energetycznego.

Po takie technologie, jak: chmura obliczeniowa, skalowalne i cyberbezpieczne środowiska hybrydowe, Przemysłowy Internet Rzeczy, Big Data i zaawansowana analityka, a nawet sztuczna inteligencja, sięga dziś każda branża na świecie.

Gotowe rozwiązania biznesowe:

- Energetyka jutra - cyfrowa dystrybucja, smart metering w chmurze.
- Algorytmy prognostyczne oparte o sztuczną inteligencję.
- Centra zapasowe i bezpieczeństwo.
- Segmentacja i analizy behawioralne odbiorców.
- Zaawansowana analityka danych pomiarowych.
- Systemy Legacy w chmurze.
- Vision AI - analiza obrazów z kamer przy użyciu sztucznej inteligencji.
- Zwiększanie świadomości i zaangażowania odbiorców.

Fot. 123rf

WYKONAWCY INWESTYCJI ENERGETYCZNYCH

a nieprzewidywalny wzrost cen

Michał Pater, Associate
Zespół Postępowań Sądowych i Arbitrażowych, Zespół Infrastruktury
Kancelaria JDP

Sankcje, przerwanie łańcuchów dostaw, odpływ siły roboczej spowodowanej wojną w Ukrainie, a także trwające problemy związane z pandemią skutkują wzrostem cen materiałów budowlanych i utrudnionym dostępem do pracowników. Pogarsza się tym samym sytuacja wykonawców inwestycji energetycznych, gdyż faktyczne koszty niezbędne do ich zrealizowania są znacznie wyższe niż te ustalane na etapie składania oferty.

Ceny materiałów budowlanych w maju 2022 w ujęciu rok do roku zwiększyły się średnio o 34%, a największe wzrosty odnotowały izolacje termiczne – 62%[1]. Z kolei od początku 2021 r. ceny miedzi i stali wzrosły nawet o 100%[2]. I choć zwyżki cen nie są już tak dynamiczne jak na początku roku, eksperci szacują, że koszty nadal będą rosnąć.

Zaistniała sytuacja stawia wykonawców przed poważnym dylematem. Muszą oni bowiem podjąć decyzję, czy kontynuować realizację umowy i narażać się na poniesienie straty, czy też jej zaprzestać, godząc się na ryzyko związanych z tym konsekwencji. Kontynuacja nierentownej umowy generuje również dalsze wątpliwości: czy dążyć do zmiany umowy w sposób, który pozwoli uniknąć bądź zminimalizować stratę, czy też dochodzić swych roszczeń po zakończeniu umowy.

W niniejszym artykule przedstawione zostaną podstawowe możliwości działania wykonawcy inwestycji energetycznej umożliwiające podwyższenie wynagrodzenia umownego, a w przypadku braku doprowadzenia do zmiany umowy – pozwalające na dochodzenie przez wykonawcę przysługujących mu uprawnień w związku ze wzrostem kosztów realizacji inwestycji.

Zmiana umowy

Zdaniem prof. Przemysława Drapały, partnera zarządzającego kancelarii JDP, gdy wzrost cen grozi poniesieniem przez wykonawcę istotnej szkody, rekomendowanym działaniem jest wystąpienie o zmianę umowy i podwyższenie wynagrodzenia. Często umowy o roboty budowlane zawierają tzw. „klauzule waloryzacyjne", tj. postanowienia, które umożliwiają zmianę wysokości wynagrodzenia wykonawcy. Niestety w praktyce często wskazane postanowienia pozwalają na podwyższenie wynagrodzenia w sposób nieodpowiadający wysokości szkody wykonawcy inwestycji energetycznej. Co więcej, niektóre umowy nie przewidują regulacji umożliwiających podwyższenie wynagrodzenia, nawet gdy wzrost kosztów realizacji z przyczyn ewidentnie niezależnych od wykonawcy jest rażący.

Brak postanowień pozwalających na podwyższenie wynagrodzenia wykonawcy nie przesądza jednak o braku możliwości doprowadzenia przez strony do zmiany umowy celem przywrócenia równowagi kontraktowej stron z chwili zawarcia umowy, do czego jednak niezbędna jest zgodna wola.

Pocieszającym dla wykonawców inwestycji energetycznych jest fakt, że często sam inwestor bywa zainteresowany uzgodnieniem stosownego

podwyższenia wynagrodzenia wykonawcy, gdyż niejednokrotnie niesie to za sobą znacznie mniejsze koszty dla inwestora niż koszty zerwania umowy z obecnym wykonawcą i dokończenie realizacji inwestycji energetycznej przez inny podmiot.

Wykonawca powinien przede wszystkim pamiętać o ustawowych podstawach prawnych, które mogą służyć do uzyskania na drodze sądowej stosownej zmiany umowy i/lub dodatkowej płatności. Mogą one również uzasadniać oddalenie roszczeń inwestora skierowanych przeciwko wykonawcy związanych z zaprzestaniem realizacji umowy.

O ile inwestycje „prywatne" co do zasady cechują się pełną swobodą stron w zakresie ukształtowania treści umowy w sposób adekwatny do zmienionej sytuacji, o tyle w przypadku zamówień publicznych (dominujących w przypadku inwestycji energetycznych) znacznie trudniejsze jest doprowadzenie do podwyższenia wynagrodzenia. W reżimie prawa zamówień publicznych zasadą (art. 454 ustawy prawo zamówień publicznych z 11.09.2019 r., tj. Dz. U. z 2021 r. poz. 1129 – „p.z.p.") jest brak możliwości wprowadzania istotnych zmian do umowy bez przeprowadzenia nowego postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, jednak zmiana dopuszczalna jest w sytuacjach określonych w art. 455 p.z.p. (odpowiednio art. 144 ustawy prawo zamówień publicznych z 29.01.2004 r. – „d. p.z.p.").

Po pierwsze, istotna zmiana umowy możliwa jest, kiedy zmiany takie zostały przewidziane w ogłoszeniu o zamówieniu lub w dokumentach zamówienia (art. 455 ust. 1 pkt 1 p.z.p., odpowiednio art. 144 ust. 1 pkt 3 d. p.z.p.). Co ważne, od 1 stycznia 2021 r. wprowadzony został obowiązek określania w umowach zawartych na okres dłuższy niż 12 miesięcy postanowień dotyczących zasad wprowadzania zmian wysokości wynagrodzenia wykonawcy w przypadku zmiany cen materiałów lub kosztów związanych z realizacją zamówienia (art. 439 p.z.p.). Jednak aktualnie wiele inwestycji energetycznych podlega jeszcze reżimowi uchylonego Prawa zamówień publicznych z 29.01.2004 r., które nie przewidywało obowiązku określania takich postanowień w umowach.

Szczególnie istotnym dla wykonawców inwestycji energetycznych jest przepis art. 455 ust. 1 pkt 4 p.z.p. dopuszczający zmianę umowy, gdy konieczność ta spowodowana jest okolicznościami, których zamawiający – działając z należytą starannością – nie mógł przewidzieć, o ile zmiana nie modyfikuje ogólnego charakteru umowy, a wzrost ceny spowodowany każdą kolejną zmianą nie przekracza 50% wartości pierwotnej umowy. Przy spełnieniu ww. przesłanek możliwa jest również zmiana umowy dotyczącej zamówienia publicznego podlegającego przepisom Prawa zamówień publicznych z 29.01.2004 r.

Co również istotne, nieprzewidywalny wzrost cen zaburzył przyjętą pierwotnie w umowie równowagę ekonomiczną stron. Przy spełnieniu ww. przesłanek konieczne stać się może dokonanie, w oparciu o art. 455 ust. 1 pkt 4 p.z.p. (odpowiednio art. 144 ust. 1 pkt 1 d. p.z.p.), stosownej zmiany umowy przywracającej tę równowagę[3].

W kontekście powyższego, szczególnie istotny dla wykonawcy inwestycji energetycznej jest fakt, że za okoliczności uzasadniające dokonanie zmiany umowy w oparciu o ww. przepis należy uznać m.in. ograniczenie dostępności surowców czy istotny wzrost cen materiałów, jeżeli zamawiający nie mógł obiektywnie przewidzieć ich zaistnienia lub skali. Należy przy tym wskazać, że – zgodnie z Opinią Prezesa UZP – wojnę w Ukrainie można zakwalifikować jako zjawisko, którego nie można było przewidzieć, pomimo zachowania należytej staranności[4].

Szczególnie istotnym dla wykonawców inwestycji energetycznych jest przepis dopuszczający zmianę umowy, gdy konieczność ta spowodowana jest okolicznościami, których zamawiający nie mógł przewidzieć

Po drugie, regulacją istotną dla wykonawcy inwestycji energetycznej jest art. 15 r ust. 4 ustawy covidowej. Regulacja ta stanowi, że zamawiający po stwierdzeniu, iż okoliczności związane z wystąpieniem Covid-19 wpływają na należyte wykonanie umowy w sprawie zamówienia publicznego, w uzgodnieniu z wykonawcą obowiązany jest do dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 455 ust. 1 pkt 4 p.z.p. (odpowiednio art. 144 ust. 1 pkt 1 d. p.z.p.), m.in. poprzez zmianę wynagrodzenia lub sposobu rozliczenia wynagrodzenia wykonawcy – o ile wzrost wynagrodzenia spowodowany każdą kolejną zmianą nie przekroczy 50% wartości pierwotnej umowy.

Po trzecie, roszczenia wykonawcy związane ze zwiększeniem wynagrodzenia (dodatkową płatnością) stanowić mogą przedmiot ugody przed sądem zawieranej w wyniku złożenia zawezwania do próby ugodowej (art. 184 i n. k.p.c.), a także w trakcie toczącego się procesu. W poszukiwaniu korzystnego rozwiązania rekomendowanym działaniem jest skorzystanie z pomocy mediatora uzgodnionego przez strony bądź przez sąd. Należy też pamiętać o art. 54a ustawy o finansach publicznych, zgodnie z którym zamawiający „publiczni" mogą zawrzeć „ugodę w sprawie spornej należności cywilnoprawnej w przypadku dokonania oceny, że skutki ugody są (...) korzystniejsze niż prawdopodobny wynik postępowania sądowego albo arbitrażowego". Jeśli spełnione są wskazane w tym przepisie przesłanki, to zawarcie ugody nie stanowi naruszenia dyscypliny finansów publicznych i pozwala na szybsze i mniej kosztowne osiągnięcie kompromisu bez przeprowadzania procesu.

MICHAŁ PATER
Associate,
Kancelaria JDP

fot. JDP

Brak zgody na zmianę umowy

Jeżeli po stronie wykonawcy brak jest zgody na adekwatną zmianę postanowień umowy, wykonawca może nadal ją realizować, by następnie dochodzić uprawnień przed sądem. Istnieją również sposoby umożliwiające wykonawcy zaprzestanie dalszego wykonywania umowy. Wykonawca jednak powinien w takim przypadku podjąć działania mające na celu zminimalizowanie negatywnych konsekwencji związanych z zaprzestaniem dalszego wykonywania umowy.

Szczególnie ważne dla wykonawcy jest zweryfikowanie, czy doszło do spełnienia przesłanek z art. 357[1] k.c oraz w przypadku wynagrodzenia ryczałtowego – art. 632 § 2 k.c. – uzasadniających zastosowanie tzw. klauzul *rebus sic stantibus*. Na podstawie tych przepisów sąd ma możliwość podwyższenia wykonawcy wynagrodzenia, gdy po zawarciu umowy doszło do nieprzewidywalnej zmiany stosunków grożącej wykonawcy poniesieniem rażącej straty. Sąd może również rozwiązać umowę.

Aby wykonawca inwestycji energetycznej mógł skutecznie powołać się na któryś z wyżej omówionych przepisów, dojść musi do nadzwyczajnej zmiany stosunków. Należy wskazać, że aktualny wzrost cen, ograniczony dostęp do surowców i pracowników – spowodowane wojną i pandemią – mogą zostać uznane za nadzwyczajną zmianę stosunków, podobnie jak przykładowo wzrost cen asfaltu w latach 2009-2012 (około 90%)[5].

Kolejną przesłanką umożliwiającą powoływanie się na klauzulę *rebus sic stantibus* jest wystąpienie „rażącej straty", czyli straty ponadprzeciętnej, nieobjętej normalnym ryzykiem gospodarczym i prowadzącej do zniweczenia pierwotnych kalkulacji strony umowy bądź naruszenia równowagi umownej. Nie musi być to jednak tak rażąca strata, która zachwiałaby kondycją finansową wykonawcy czy groziła upadłością. Co ważne, zmiana cen materiałów niezbędnych do realizacji danej umowy musi stanowić przyczynę „rażącej straty" i powodować jej rażącą wysokość.

Kluczową informacją dla wykonawcy jest to, że ze względu na charakter roszczenia wystąpienie z powództwem opartym o ww. podstawy nastąpić powinno w trakcie trwania umowy.

W sytuacji, w której strata wykonawcy inwestycji energetycznej wynika również ze zdarzeń leżących w sferze odpowiedzialności inwestora, wykonawcy będzie przysługiwać (na podst. art. 471 i n. k.c.) roszczenie odszkodowawcze. Często występującym przykładem takiej sytuacji jest opóźnienie realizacji prac z winy zamawiającego, co prowadzi do nabywania materiałów budowlanych później niż w przypadku terminowego wykonywania prac.

Często, aby doszło do rozwiązania generującej straty umowy, wykonawca może odstąpić od niej w oparciu o postanowienia umowne czy też ustawowe. Niekiedy brak zgody zamawiającego na wprowadzenie zmian do umowy mimo spełnienia prawnych przesłanek może być traktowany jako brak współdziałania potrzebnego do wykonania umowy, a taka postawa w określonych okolicznościach stanowić może podst. do odstąpienia od umowy w oparciu o art. 640 k.c. oraz art. 491 k.c. Jak wynika z art. 640 K.C, jeżeli do wykonania dzieła potrzebne jest współdziałanie zamawiającego, a tego współdziałania brak, przyjmujący zamówienie może wyznaczyć zamawiającemu termin z zagrożeniem, że po jego bezskutecznym upływie będzie uprawniony do odstąpienia. Wykonawca musi mieć jednak na względzie, że odstąpienie często wiąże się z ryzykiem kary umownej, odszkodowania czy uruchomienia zabezpieczenia prawidłowego wykonania. Zatem przed podjęciem decyzji o odstąpieniu niezbędne jest przeprowadzenie analizy podstaw takiego działania, w tym wczesnego opracowania strategii działań prawnych, mogących zapewnić spełnienie przesłanek umożliwiających skuteczne odstąpienie od kontraktu.

Przypisy

1. Por. np. Raport Gruby PSB – Zmiany cen materiałów budowlanych oraz do domu i ogrodu w czerwcu i za 6 miesięcy 2022 r. - https://www.grupapsb.com.pl/centrum-prasowe/trendy-cenowe/trend/zmiany-cen-materialow-budowlanych-oraz-do-domu-i-ogrodu-w-czerwcu-i-za-6-miesiecy-2022-r.html
2. Opracowany przez CAS Sp. z o.o. „Raport o kosztach w budownictwie 2016-2021 ze szczególnym uwzględnieniem wpływu pandemii COVID-19 w okresie 2020-2021" - https://caservices.pl/raport-o-kosztach-w-budownictwie-2016-2021/ [dostęp: 15.07.2022 roku].
3. por. M. Jaworska, komentarz do art. 144 [w:] M. Jaworska, D. Grześkowiak-Stajek, J. Jarnicki i in., Prawo zamówień publicznych. Komentarz, wyd. 12, Warszawa, 2020) .
4. opinia Prezesa UZP dot. dopuszczalności zmiany umowy w sprawie zamówienia publicznego na podstawie art. 455 ust. 1 pkt 1 i 4 oraz art. 455 ust. 2 Pzp - opublikowana dn. 24.03.2022 r. (https://www.uzp.gov.pl).
5. Por. np. wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 06.11.2017 r., sygn. akt VI ACa 1462/13; wyrok Sądu Apelacyjnego w Białymstoku z dnia 08.11.2007 r., sygn. akt I ACa 461/07-

BWF Poland Sp. z o.o.

Zaufany partner dla Twojej Firmy

ZAKRES NASZYCH USŁUG

- Dobór materiałów filtracyjnych oraz koszy wsporczych
- Optymalizacja parametrów pracy worków filtracyjnych w celu uzyskania ich maksymalnej żywotności przy zachowaniu minimalnych emisji
- Usługi montażu i demontażu worków filtracyjnych oraz koszy wsporczych
- Testy szczelności filtrów
- Badania laboratoryjne worków filtracyjnych wraz z analizą wyników badań
- Konserwacja i serwisowanie urządzeń filtracyjnych
- Precoating
- Sesje szkoleniowe
- Konsultacja i doradztwo techniczne

BWF Poland Sp. z. o.o.
ul. Stadionowa 4
41-400 Mysłowice
Polska
T +48 32 223 90 00
info@bwf-envirotec.pl

www.bwf-envirotec.pl

Fot. „Energopomiar" Sp. z o.o.

WYZWANIA JAKO SZANSA

Robert Witek
prezes zarządu „Energopomiar" Sp. z o.o.

Większość naszych menedżerów dostrzega, że lata 2023 i 2024 będą wymagające, a szybsze wdrożenie strategii pozwoli nam łagodniej przejść ciężki okres. „Łagodniej", co nie oznacza, że będzie łatwo. Czeka nas jeden z najtrudniejszych momentów w ponad 70-letniej historii firmy.

Trwa rok burzliwych, geopolitycznych i gospodarczych wydarzeń, niepewności biznesowej, rosnącej inflacji, transformacji energetycznej itd. Z dumą przyznaję, że Energopomiar radzi sobie jednak nie najgorzej w tym trudnym okresie. Niewątpliwie wszystkie wymienione aspekty są dla nas wyzwaniami, natomiast zakończona w 2021 r. reorganizacja spółki – zarówno w obszarze organizacyjnym, jak i kosztowym – dała dobry punkt startu do radzenia sobie z nimi. Opracowana przez zarząd i kadrę menedżerską strategia naszego przedsiębiorstwa na lata 2022–2027 została zatwierdzona przez właścicieli 24 lutego br., czyli w dniu rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę. Prezentując strategię radzie nadzorczej wiedziałem, że będziemy musieli dokonać jej pilnego i pogłębionego przeglądu w kontekście aktualności. Dziś mogę przyznać, że wnioski z tego przeglądu wskazują, że jedyną zmianą, jaką mu-

sieliśmy wprowadzić, było przyśpieszenie planów. Większość naszych menedżerów dostrzega, że lata 2023 i 2024 będą wymagające, a szybsze wdrożenie strategii pozwoli nam łagodniej przejść ten ciężki okres. „Łagodniej", co nie oznacza, że będzie łatwo. Czeka nas jeden z najtrudniejszych momentów w ponad 70-letniej historii firmy.

Co do transformacji energetyki i ciepłownictwa, od początku założyliśmy, że wyzwania w tym zakresie są dla nas szansą na rozwój.

Transformacja energetyczna to dla nas szansa

Recepta firmy na obecną sytuację

Nasz patent na trudne czasy jest niezmienny i zamyka się w dwóch słowach: „wiedza" i „jakość". Wiedzę techniczną mamy i ciągle zdobywamy nowe kompetencje, a nad jakością – zgodnie z pętlą Deminga – pracujemy, doskonalimy nasze procesy wewnętrzne i usługi. Burzliwe czasy, jakie nas czekają, spowodują zmianę dziedzin, w których będziemy gromadzić wiedzę. Sukcesywnie i z rozwagą zamierzamy odchodzić od tematów „węglowych" i koncentrować się na dekarbonizacji, gospodarce o obiegu zamkniętym, taksonomii i zrównoważonym rozwoju oraz nowych źródłach energii, w tym biogazie, biometanie i wodorze. Nie bez znaczenia pozostaje fakt, że będziemy pogłębiać nasze techniczne analizy o aspekty finansowe, ekonomiczne i kontrolingowe. Historycznie usługi Energopomiaru koncentrowały się głównie na obszarze technicznym, dziś jest to już niewystarczające, a w przyszłości byłoby dyskwalifikujące. W tym zakresie przyświeca nam idea maksymalizacji wartości dodanej z naszych prac dla klienta końcowego. Jedno nie może się zmienić – Energopomiar musi pozostać spółką wiarygodną, o silnej marce i statusie niezależnego eksperta.

Efektywność energetyczna i energetyka jądrowa

Wymieniłem kilka obszarów aktywności – tych historycznych i przyszłościowych. Nie wspomniałem natomiast o efektywności energetycznej i energetyce jądrowej. Pół żartem, pół serio muszę tu przyznać, że z efektywnością energetyczną miałem osobisty problem. Nie potrafiłem zrozumieć tego, że zachętą do oszczędzania energii pierwotnej i optymalizowania procesów przetwarzania energii musiała być dedykowana dyrektywa i ustawa. A całkiem poważnie mogę stwierdzić, że Energopomiar od początków istnienia zajmował się efektywnością energetyczną i jestem przekonany, że będziemy się nią zajmować jeszcze przez bardzo długi czas. Nie mam wątpliwości, że obecne i przyszłe ceny energii spowodują przyśpieszenie optymalizacji procesów przetwarzających i zużywających energię. Szacuję, że inwestycje w tym zakresie mogą być jednym z kół zamachowych pozwalających przeciwdziałać niekorzystnym zjawiskom ekonomicznym oraz poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Natomiast w obszarze energetyki jądrowej rozmawiamy ze wszystkimi zagranicznymi podmiotami, które zakomunikowały chęć udziału w polskim programie jądrowym. Na zlecenie Narodowego Centrum Badań Jądrowych wykonaliśmy pracę, której celem było zbadanie możliwości zabudowania reaktorów małej i średniej mocy w polskich systemach ciepłowniczych.

Chciałbym, aby Energopomiar był tym podmiotem, który wykona pomiary gwarancyjne i odbiorowe nowych jednostek. Liczę również na udział naszych specjalistów w procesach koordynacji i nadzorów procesu budowlanego i rozruchu. W tym obszarze zakładam jednak, że Energopomiar będzie współpracował głównie z inwestorami, podobnie jak ma to miejsce w przypadku inwestycji w bloki konwencjonalne.

Fot. „Energopomiar" Sp. z o.o.

ROBERT WITEK
prezes zarządu
„Energopomiar"
Sp. z o.o.

Zrównoważony rozwój nie może być tylko hasłem

Plany firmy na najbliższe miesiące

Biorąc pod uwagę liczbę zapytań kierowanych do nas w zakresie taksonomii i szeroko rozumianego doradztwa środowiskowego, druga połowa roku zapowiada się dynamicznie. Taksonomia UE wprowadza narzędzia do oceny działalności i inwestycji pod kątem zrównoważonego rozwoju. To jedno z najważniejszych zagadnień, na nowo definiujących i warunkujących funkcjonowanie wielu branż. Każdy podmiot poważnie myślący o przyszłości musi „zrównoważony rozwój" potraktować z należytą uwagą, bez *greenwashingu*.

Poza tym konsekwentnie wdrażamy strategię i realizujemy plany operacyjne. Jeden z celów strategicznych Energopomiaru dotyczy społecznej odpowiedzialności biznesu. Od września rozpoczynamy prace nad strategią CSR, z uwzględnieniem perspektywy ESG.

PROBLEMY TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ CIEPŁOWNICTWA

na przykładzie Komunalnego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Spółka z o.o. w Bydgoszczy

Andrzej Baranowski
prezes zarządu KPEC Sp. z o.o. w Bydgoszczy

XXI wiek jest wyzwaniem technologicznym dla ludzkości pod wieloma względami. W sektorze energii dużo jest już wiadomych od lat, jednak sporo osób ciągle czuje się zaskoczonych zaistniałą sytuacją na rynku – zarówno w kontekście cen, jak i dostępności paliw. Panujący w Polsce energetyczny chaos decyzyjny nie rokuje nadziei na szybkie ustabilizowanie tego obszaru.

Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Bydgoszczy w ciągu ostatnich lat osiągnęło znaczący postęp, starając się nawiązać do potrzeb społeczno-gospodarczych, co potwierdzają krajowe rankingi. Jednak przy bieżących ograniczonych możliwościach finansowania przemian, ów postęp niewątpliwie musi wyhamować.

KOGENERACJA GAZOWA
Ze względu na zaostrzające się przepisy krajowe związane z normami emisyjnymi, KPEC Bydgoszcz zdecydował się na budowę sieci ciepłowniczej i źródeł ciepła umożliwiających wykorzystanie energii cieplnej wytworzonej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji gazowej

Fot. KPEC Sp. z o.o. w Bydgoszczy

Niniejszy materiał jest poniekąd swoistą wizualizacją stanu każdego przedsiębiorstwa ciepłowniczego, dokonanego na przykładzie KPEC Bydgoszcz. Bez względu na wielkość obrotów firmy ciepłowniczej (a KPEC ma je na poziomie ok. 400 mln zł), bez względu na zakres zrealizowanych inwestycji, wszystkie podmioty ciepłownicze mają ten sam dylemat: co dalej? Kiedy przestaniemy rekompensować tylko skutki wadliwej polityki energetycznej, a kiedy zainwestujemy w przyszłość energetyki? Tu przypomnę tylko, że od ponad 150 lat popyt na energię nieprzerwanie rośnie w Polsce i na świecie, i – według szacunków – do roku 2050 zwiększy się o następne 100%.

Polska energetyka stoi przed wyzwaniem zagwarantowania ludności stabilnych dostaw energii. Nadal niekorzystnym zjawiskiem jest przenoszenie na obywateli kosztów radzenia sobie z konsekwencjami braku spójnej krajowej polityki energetycznej, bo ta tworzona jest obecnie na kolanie. Obok ogromnych kosztów nie generuje przyszłościowych rozwiązań.

Niestety, decydenci nie chcą przyjąć do wiadomości faktu, że szczyt wydobycia węgla w Polsce i na świecie mamy już za sobą i taki sam los dotyczy wydobycia ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Owo archaiczne podejście, bez brania pod uwagę zmian i postępu technologicznego, ma opłakane skutki ekonomiczne dla kraju. Z jednej strony w znaczącej części uzależniliśmy się od dostaw węgla i gazu z Rosji, a z drugiej środki na transformację polskiej energetyki, np. pochodzące z opłat za emisję CO_2 (Polska zarobiła ponad 60 mld zł) nie trafiły do sektora energetyki. Do tego należy dodać błędne decyzje blokujące rozwój OZE i skutek może być tylko jeden – rosnące koszty.

Cele strategiczne KPEC

Pomimo trudnej sytuacji przedstawionej powyżej, celem strategicznym KPEC staje się:

Zapewnienie w sposób bezpieczny i pewny zaopatrzenia mieszkańców w ciepło i energię, przy zachowaniu konkurencyjności cenowej, efektywności energetycznej i minimalizowania oddziaływania na środowisko naturalne, przy optymalnym wykorzystaniu własnych i zewnętrznych zasobów energetycznych.

Strategiczny cel generalny spółka będzie realizowała poprzez trzy cele szczegółowe:

- Cel strategiczny 1: Efektywny system ciepłowniczy w każdej gminie – czyli utrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego w bydgoskim systemie G-1.1. oraz uzyskanie tego statusu w systemach ciepłowniczych gminy Solec Kujawski, Koronowo, Nakło nad Notecią oraz w systemie Osowej Góry.
- Cel strategiczny 2: Poprawa efektywności energetycznej i zmniejszenie emisji CO_2 – modernizacja istniejącego majątku oraz rozwój w kierunku inteligentnych systemów wytwórczych i przesyłowych w celu ograniczenia zużycia energii.
- Cel strategiczny 3: Wzrost produkcji energii elektrycznej oraz produkcja ciepła z udziałem OZE – wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii oraz prace nad koncepcjami: jej magazynowania i produkcji wodoru.

Każdy z celów strategicznych będzie realizowany poprzez sformułowane projekty i działania.

Cel strategiczny 1

Projekty i działania:

1. Budowa źródła ciepła pracującego w wysokosprawnej kogeneracji zasilanego gazem ziemnym i wodorem – dokończenie projektów realizowanych w latach 2016-2022.
2. Montaż pomp ciepła – zapewnienie miksu energetycznego z udziałem OZE i kogeneracji w celu spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego.
3. Wymiana kotłów tradycyjnych na kotły wielopaliwowe – zapewnienie możliwości odejścia od spalania węgla w przyszłości i zagwarantowanie większej elastyczności w spalaniu surowców oraz zgazowywania innych nośników energii, w tym RDF.

Fot. KPEC Sp. z o.o. w Bydgoszczy

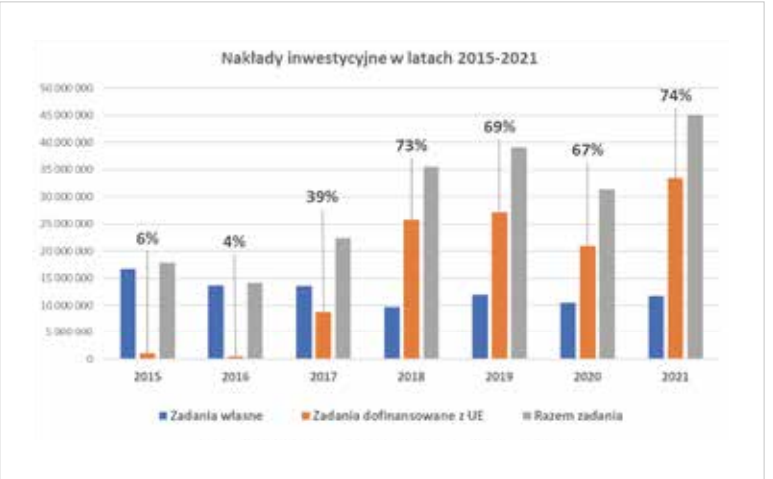
W CZOŁÓWCE RANKINGÓW
Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Bydgoszczy w ciągu ostatnich lat osiągnęło znaczący postęp, starając się nawiązać do potrzeb społeczno-gospodarczych, co potwierdzają krajowe rankingi

Systemy ciepłownicze, które osiągają status efektywnych, poza środowiskowym aspektem korzyści zyskują możliwość ubiegania się o bezzwrotne środki pomocowe z programów ogólnopolskich i unijnych. W ten sposób gminy, na terenie których spółka prowadzi działalność, będą mogły zostać beneficjentem dodatkowych funduszy, finansujących prośrodowiskowe inwestycje.

Cel strategiczny 2

Projekty i działania:

1. Modernizacja sieci ciepłowniczej z przejściem z systemów ciepłowniczych wysokotemperaturowych na niskotemperaturowe, budowa przepompowni.
2. Modernizacja węzłów cieplnych i central grupowych oraz dostosowanie do pracy z niskotemperaturowymi systemami ciepłowniczymi.
3. Optymalizacja pracy systemów przesyłowych, budowa inteligentnych sieci i cyberbezpieczeństwo.
4. Wdrożenie systemu informatycznego Leanheat Network, dynamicznie wyznaczającego optymal-



RYS. 1
Skala nakładów inwestycyjnych KPEC Bydgoszcz z finansowaniem ze środków UE

ne parametry pracy systemów ciepłowniczych w oparciu o aktualne warunki pogodowe i zmiany zapotrzebowania na ciepło.

5. Modernizacja gazowych kotłowni lokalnych poprzez likwidację i włączenie obiektów do miejskiej sieci ciepłowniczej oraz montaż pomp ciepła.
6. Elektromobilność – wzrost udziału środków transportu nisko- lub zeroemisyjnych – zakup pojazdów elektrycznych.

Cel strategiczny 3

Projekty i działania:

1. Montaż instalacji PV
   - kontynuacja montażu instalacji fotowoltaicznych na obiektach i gruntach spółki,
   - produkcja energii elektrycznej pochodzącej z OZE, z możliwością wykorzystania na cele pracy pomp ciepła,
   - efektywne zagospodarowanie nadwyżki produkcji energii elektrycznej,
   - dążenie do samowystarczalności energetycznej.
2. Prace koncepcyjne i studia wykonalności dla wdrożenia technologii nisko- i zeroemisyjnych oraz magazynowania energii.
   - monitorowanie postępu technologicznego i zastosowania nowych technologii w ciepłownictwie (magazyny ciepła, rozwój technologii wytwarzania i magazynowania wodoru),
   - analiza możliwości wdrożenia w systemie ciepłowniczym,
   - studia wykonalności i dokumentacje aplikacyjne w procesach pozyskiwania finansowania zewnętrznego.

PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA
Bez względu na wielkość obrotów firmy ciepłowniczej (a KPEC ma je na poziomie 500 mln zł), bez względu na zakres zrealizowanych inwestycji, wszystkie podmioty ciepłownicze mają ten sam dylemat: co dalej?

Fot. KPEC Sp. z o.o. w Bydgoszczy

Tak naprawdę strategia KPEC jest „żelaznym" schematem działania dla każdego zakładu ciepłowniczego i dystrybutora energii cieplnej w Polsce, który realizuje ustawowe zadania społeczne.

Kogeneracja gazowa

Ze względu na zaostrzające się przepisy krajowe związane z normami emisyjnymi, KPEC Bydgoszcz zdecydował się na budowę sieci ciepłowniczej i źródeł ciepła umożliwiających wykorzystanie energii cieplnej wytworzonej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Najważniejsza w tym zakresie była realizacja inwestycji polegającej na budowie elektrociepłowni zasilanych gazem ziemnym na terenie bydgoskiego osiedla Osowa Góra oraz okolicznych miejscowości: Nakła nad Notecią, Koronowa, Solca Kujawskiego i Szubina.

Projekt zakładał wykorzystanie agregatów gazowych wraz ze zbiornikami buforowymi ciepła, które podczas spalania w procesie kogeneracji wytwarzają w tym samym czasie energię cieplną i elektryczną. Zastosowanie gazu ziemnego w modernizowanych ciepłowniach pozwoli na znaczne zmniejszenie zużycia miału węgla kamiennego i co za tym idzie – ograniczenie emisji dwutlenku węgla oraz szkodliwych pyłów do atmosfery.

Inwestycja została zrealizowana na podstawie przetargów wygranych przez pionierów we wdrożeniach tego typu projektów, to jest z Konsorcjum Eneria – Introl-Energomontaż, a jej łączny koszt opiewał na kwotę 39 986 500,00 zł, z czego ponad 40% stanowiły dotacje ze środków unijnych. Dzięki odpowiednio dobranym rozwiązaniom zarówno w okresie letnim, jak i zimowym agregaty mogą dostarczać energię cieplną do miejskich sieci, a wyprodukowaną energią elektryczną wzmacniamy system krajowy.

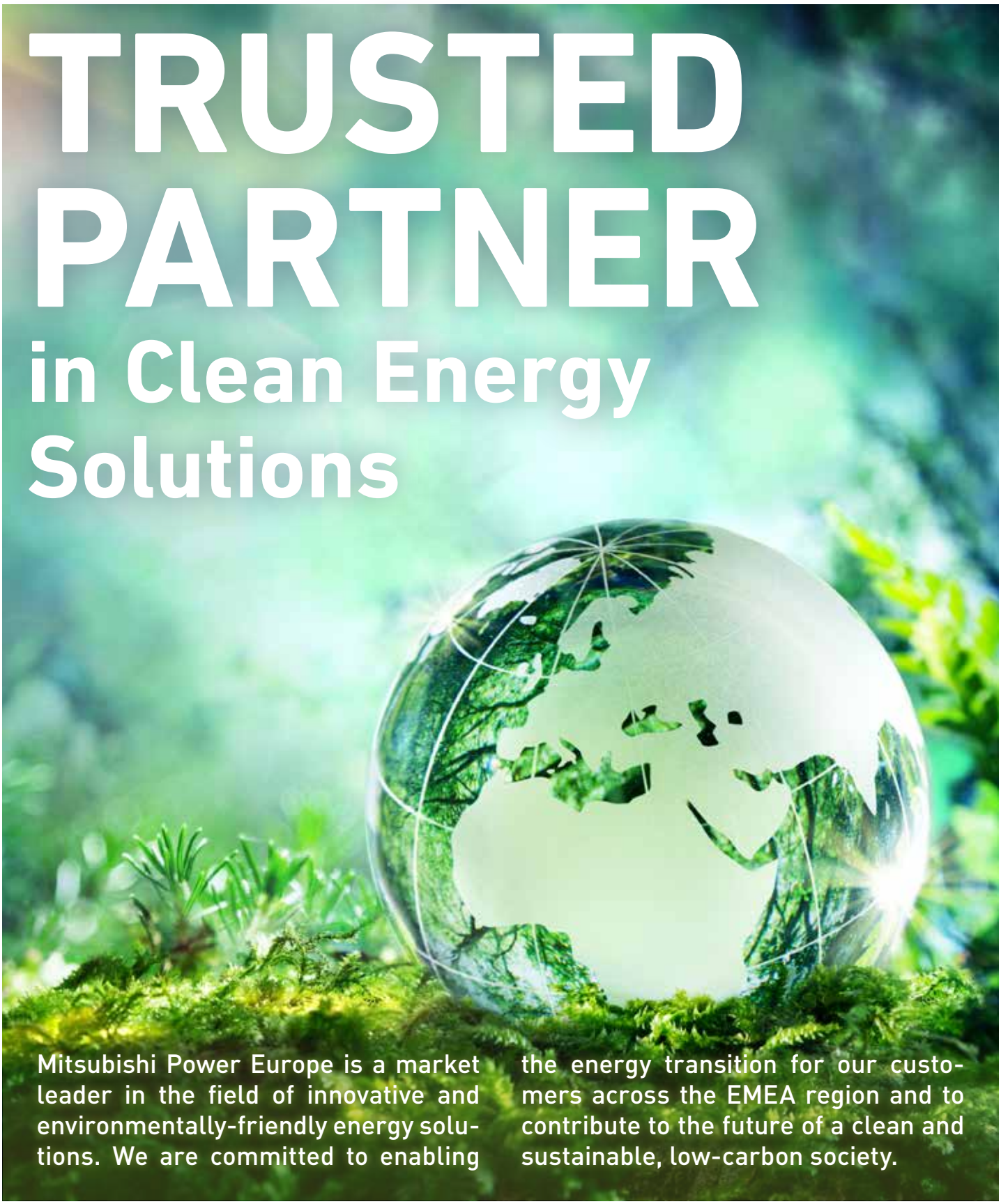
Projekty te są idealnym odbiciem panującej sytuacji: przed gwałtownym wzrostem cen gazu były rentowne, a możliwość współspalania wodoru w pięciu agregatach wręcz prekursorska w Polsce. Obecnie projekcje finansowe pokazują absolutną nieopłacalność tego typu inwestycji. Jesteśmy w obliczu podjęcia radykalnych decyzji, łącznie z tym, czy nie zatrzymać procesu inwestycyjnego.

Technicznie jest to ogromny postęp, gdy podstawowy problem ciepłownictwa dotyczy sposobu kalkulacji cen ciepła wytwarzanego w warunkach wysokosprawnej kogeneracji gazowej, którego podstawa to ceny

MITSUBISHI POWER

TRUSTED PARTNER

in Clean Energy Solutions



Mitsubishi Power Europe is a market leader in the field of innovative and environmentally-friendly energy solutions. We are committed to enabling the energy transition for our customers across the EMEA region and to contribute to the future of a clean and sustainable, low-carbon society.

https://emea.power.mhi.com

MOVE THE WORLD FORWARD MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES GROUP

Od 1947 roku pracujemy dla branży energetycznej

Centralne Biuro Konstrukcji Kotłów w Tarnowskich Górach istnieje od 1947 roku, a od roku 1993 jest Spółką Akcyjną. Od lipca 2012 właścicielem 98,5% akcji CBKK S.A. jest Fabryka Kotłów SEFAKO S.A.

Od początku swojego istnienia zajmujemy się głównie projektowaniem wszelkiego rodzaju kotłów i urządzeń energetycznych dla klientów krajowych i zagranicznych.

Wykonujemy projekty i wszelkiego rodzaju specjalistyczne opracowania inżynierskie wraz z obsługą warsztatu, montażu i uruchomień w zakresie:

- Kotłów parowych i wodnych różnego przeznaczenia
- Palenisk, podawania paliw, kanałów spalin
- Konstrukcji nośnych i podestów
- Układów automatyki, sterowania, wizualizacji
- Wymienników, podgrzewaczy, zbiorników, chłodnic, stacji odgazowania wody

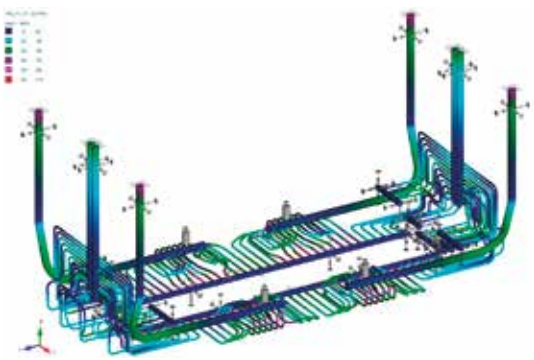
Prace projektowe wykonujemy kompleksowo tj. wraz z urządzeniami towarzyszącymi. Współpracujemy z renomowanymi wytwórcami kotłów i urządzeń energetycznych oraz biurami projektowymi.

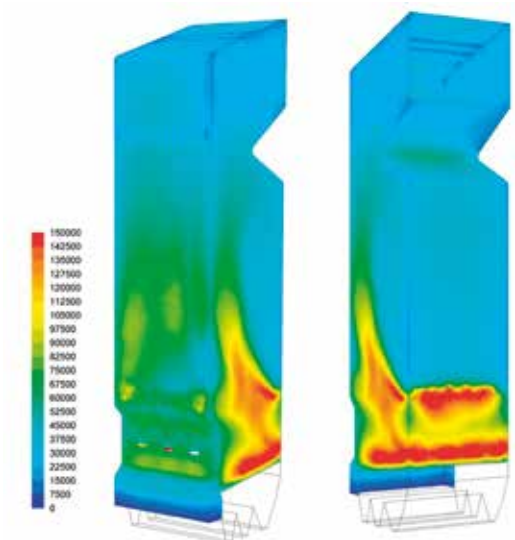
Zapewniamy kompletność wykonywanych prac projektowych, na co składa się pełny wybór specjalności inżynierskich w zakresie branży energetycznej, pełnienie nadzorów autorskich w wytwórniach i na placu budowy, obsługa uruchomień oraz kompletacja dostaw.

W CBKK wykonywane są także, w pełnym zakresie, prace studialne i koncepcyjne z dziedziny techniki kotłowej i urządzeń energetycznych oraz opinie, analizy i ekspertyzy.

Działalność CBKK S.A. to gwarancja wysokiej jakości wykonywanej dokumentacji i wszystkich innych realizowanych prac.

Od 2005 roku w firmie funkcjonuje System Zarządzania Jakością zgodny z normą PN-EN ISO 9001.





CENTRALNE BIURO KONSTRUKCJI KOTŁÓW S.A.
ul. OPOLSKA 23
42-600 TARNOWSKIE GÓRY
tel. +48 32 285 46 21; 519 077 210
fax +48 32 285 26 37
www.cbkk.com.pl
e-mail: cbkk@cbkk.com.pl

Nazwa projektu	Numer projektu	Źródło finansowania (Fundusz i Program)	Okres realizacji	Dane z umowy o dofinansowanie (wraz z aneksami) Dla projektów zakończonych – dane zrealizowane				
				Data zawarcia umowy	Wartość projektu brutto (mln zł)	Wartość dofinansowania (mln zł)	Wkład własny (mln zł)	Efekty rzeczowe
Przebudowa sieci ciepłowniczych w Bydgoszczy	POIS.09.02.00-00-012/10	Fundusz Spójności Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2007-2013	2010--2016	27.12.2012	22,12	9,51	12,61	1. Modernizacja 7 km sieci ciepłowniczej na terenie Bydgoszczy. 2. Oszczędność energii cieplnej 24,5 TJ/rok. 3. Ograniczenie emisji CO_2 o 4,43 tys. ton /rok.
Zwiększenie efektywności energetycznej poprzez przebudowę oraz termomodernizację sieci ciepłowniczej na terenie miasta Bydgoszczy – etap I	POIS.01.05.00-00-0018/16	Fundusz Spójności Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020	2016--2022	18.12.2017	82,21	33,39	48,82	Wskaźniki produktu: 1. Długość wybudowanej lub zmodernizowanej sieci ciepłowniczej: 29,23 km. 2. Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie: 1. Wskaźniki rezultatu: 1. Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych: 20 916,70 ton CO_2/rok. 2. Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej: 186 TJ/rok.
Budowa sieci ciepłowniczej na terenie miasta Bydgoszczy umożliwiającej wykorzystanie energii cieplnej wytworzonej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji	POIS.01.06.02-00-0007/16	Fundusz Spójności Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020	2016--2022	18.12.2017	74,55	29,80	44,75	Wskaźniki produktu: 1. Długość wybudowanej lub zmodernizowanej sieci ciepłowniczej: 18,72 km. 2. Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie: 1. Wskaźniki rezultatu: 1. Planowana moc zamówiona wybudowanego systemu ciepłowniczego: 32,65 MW.
Promowanie wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej poprzez budowę źródła ciepła pracującego w wysokosprawnej kogeneracji zasilanego gazem ziemnym na terenie Ciepłowni Solec Kujawski i Koronowo	POIS.01.06.01-00-0044/16	Fundusz Spójności Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020	2016--2022	22.08.2017	18,08	7,00	11,08	Wskaźniki produktu: 1. Liczba wybudowanych lub zmodernizowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w ramach wysokosprawnej kogeneracji: 2 szt. 2. Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji: 5,96 MW. 3. Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie: 1. Wskaźniki rezultatu: 1. Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI): 20 939,18 ton CO_2. 2. Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej: 114,5 TJ/rok.
Promowanie wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej poprzez budowę źródła ciepła pracującego w wysokosprawnej kogeneracji zasilanego gazem ziemnym na terenie Ciepłowni Szubin, Nakło nad Notecią i Osowa Góra	POIS.01.06.01-00-0042/16	Fundusz Spójności Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020	2016--2022	22.08.2017	26,36	9,68	16,68	Wskaźniki produktu: 1. Liczba wybudowanych lub zmodernizowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w ramach wysokosprawnej kogeneracji: 3 szt. 2. Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji: 8,35 MW. 3. Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie: 1. Wskaźniki rezultatu: 1. Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI): 29 527,36 ton CO_2. 2. Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej: 161,7 TJ/rok.

TAB. 1
Projekty współfinansowane ze środków UE, realizowane w latach 2015-2021

CEL STRATEGICZNY
Celem strategicznym KPEC jest: Zapewnienie w sposób bezpieczny i pewny zaopatrzenia mieszkańców w ciepło i energię, przy zachowaniu konkurencyjności cenowej, efektywności energetycznej i minimalizowania oddziaływania na środowisko naturalne, przy optymalnym wykorzystaniu własnych i zewnętrznych zasobów energetycznych

Fot. KPEC Sp. z o.o. w Bydgoszczy

referencyjne ustalane przez Prezesa URE. Ceny te są kilkukrotnie niższe niż aktualny koszt produkcji ciepła wynikający z bieżących cen gazu ziemnego. W związku z powyższym, w dniu 02.08.2022 r. Przedsiębiorstwo wystąpiło do ministra klimatu i Prezesa URE z wnioskiem o pilną zmianę przepisów regulujących te kwestie, bowiem jest to kluczowe dla poprawy sytuacji ekonomicznej spółek ciepłowniczych.

Uwzględniając aktualną sytuację i najbliższe perspektywy sektora energetycznego Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Spółka z o.o. w Bydgoszczy będzie zmuszone dokonać głębokiej weryfikacji założonych celów

Ciepło bez smogu

Od kilku lat KPEC prowadzi autorski program pn. „Ciepło bez smogu", którego zadaniem jest zwiększenie świadomości społecznej w zakresie niebezpieczeństwa wynikającego ze smogu, ze szczególnym uwzględnieniem szkodliwości pyłów: PM 2,5; PM 10, benzopirenów; związków azotowych – tzw. NO_x (podstawowy składnik smogu). Projekt zakłada promocję usług świadczonych przez KPEC, dostarczanie przez cały rok do odbiorców ekologicznego ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. Dzisiaj jednak większość mieszkańców ma poczucie zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego i pyta, czy może się przyłączyć i czy jest pewność dostaw energii. Pamiętajmy, że nasz system, który liczy około 500 km sieci ciepłowniczych, swoim obszarem nie obejmuje całych gmin. Obecnie ciepło staje się dobrem luksusowym, które zaczyna decydować o kierunku rozwoju regionu. Tylko ogólne plany transformacyjne w przypadku KPEC Bydgoszcz podsumowane zostały na kwotę ponad 3 mld zł.

Inwestycje w OZE

Dla każdego systemu ciepłowniczego niezwykle ważnym przedsięwzięciem są inwestycje w odnawialne źródła energii. Aktualnie poszukujemy możliwości produkcji wodoru celem jego współspalania z gazem w naszych źródłach i od kilku lat inwestujemy w ogniwa fotowoltaiczne. OZE są niezwykle istotne w dzisiejszej sytuacji na rynku energii, stąd prowadzimy działania inwestycyjne w kierunku budowy własnych dużych farm fotowoltaicznych. Równolegle KPEC Spółka z o.o. wdraża program do sterowania i optymalizacji pracy urządzeń ciepłowniczych: od źródeł ciepła, przez sieci, po obiekty odbiorców. Obecnie trwają już prace kalibracyjne systemu, który umożliwi rewolucję temperaturową. Optymalizacja jest o tyle istotna, że prowadzi do znacznych oszczędności energii i kosztów obsługi, umożliwia szybką modernizację systemu i pomoże zarządzać komfortem cieplnym odbiorców.

***

Uwzględniając aktualną sytuację i najbliższe perspektywy sektora energetycznego KPEC Sp. z o.o. będzie zmuszone dokonać głębokiej weryfikacji założonych celów. Ale aby to zrobić odpowiedzialnie, konieczna jest stabilizacja geopolityczna i opracowanie nowej polityki energetycznej państwa do roku 2040. Wyznaczanie logicznych celów strategicznych, społeczna presja w kierunku silnego rozwoju sieci ciepłowniczej, dodatni wynik finansowy – są dzisiaj praktycznie mało istotne, bowiem transformacja systemu ciepłowniczego to ogromne koszty, których żadna firma ciepłownicza nie jest w stanie pokryć z przychodów bieżących, ani sfinansować takich wydatków z obciążeń nałożonych na konsumentów. Brak natychmiastowych decyzji strategicznych jedynie podniesie w przyszłości koszty wdrażania reform.

DORADZTWO TECHNICZNE I ŚRODOWISKOWE W ZAKRESIE TAKSONOMII UE ORAZ ZARZĄDZANIA ZRÓWNOWAŻONYMI INWESTYCJAMI

Energopomiar to ekspercka firma doradcza i pomiarowa wspierająca Klientów w procesach efektywnej transformacji ukierunkowanych na neutralność klimatyczną

„**Energopomiar**" Sp. z o.o.
ul. gen. J. Sowińskiego 3
44-100 Gliwice

CZĘŚĆ CIŚNIENIOWA Kocioł zyskał dodatkową część ciśnieniową, dobudowaną w miejscu rusztu węglowego. Zabudowano w niej dwa palniki gazowe

Fot. Miejska Energetyka Cieplna sp. z o.o. w Koszalinie

PIERWSZY TAKI W POLSCE

Przebudowa kotła węglowego na gazowy

dr Adam Wyszomirski
członek zarządu Miejskiej Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Koszalinie

Przeprowadzenie konwersji kotła węglowego na kocioł zasilany gazem było oczywistą odpowiedzią na pytanie, jaki ma być pierwszy krok Miejskiej Energetyki Cieplnej w Koszalinie na drodze do całkowitej rezygnacji z węgla. Krok dość ryzykowny, biorąc pod uwagę, że podobna operacja została w Polsce przeprowadzona tylko raz, a MEC oczekiwała znacznie lepszych rezultatów niż w przypadku pierwszej przebudowy. Poszukiwanie nowatorskich rozwiązań jednak opłaciło się – koszalińscy ciepłownicy zyskali nowoczesny kocioł o dużej mocy.

Miejska Energetyka Cieplna w Koszalinie dysponuje dwoma ciepłowniami, w których pracują zmodernizowane kotły węglowe typu WR 25 oraz WR 10. Do konwersji została wyznaczona jedna z dużych jednostek, czyli WR 25, zmodernizowana kilka lat temu w technologii ścian szczelnych. Przebudowa kotła na gazowy była realizowana w latach 2020-2021 i została podzielona na etapy. W pierwszej kolejności konieczne było wykonanie odpowiedniego przyłącza gazowego wraz ze stacją redukcyjną, zasilającą kocioł gazem GZ 50. Pobór roczny gazu szacuje się na około 1,5 mln m^3.

Pierwsza taka przebudowa w Polsce

Konieczność wykonania modernizacji kotła WR 25 na kocioł opalany gazem wynikała z przyjętych kierunków rozwoju MEC na najbliższe lata, co jest związane z dążeniem do dywersyfikacji rodzaju paliwa stosowanego w produkcji ciepła. W kontekście zmieniających się przepisów w zakresie ochrony środowiska i gospodarki odpadami chodziło przede wszystkim o stosowanie paliw pozwalających na zmniejszenie emisji CO_2, NO_x, SO_2 do atmosfery oraz ograniczenie ilości odpadów związanych z produkcją ciepła z węgla, czyli żużla.

Aby więc dokonać dekarbonizacji procesu wytwarzania energii cieplnej, podjęto decyzję o przeprowadzeniu konwersji istniejącego kotła, zamiast rozpoczynać o wiele bardziej kosztowną budowę nowej jednostki. Modernizacja kotła w MEC była drugą tego typu realizacją wykonaną w Polsce. Dzięki temu MEC mogła oprzeć się na doświadczeniach z pierwszej konwersji, przeprowadzonej w Białymstoku i zastosować nowatorskie rozwiązania, zapewniające o wiele lepszą pracę zmodernizowanego kotła.

Zaproponowane rozwiązanie pozwoliło wykorzystać w dużym zakresie istniejącą część ciśnieniową kotła. Elementy, które planowane były do wykorzystania w trakcie przebudowy, to cała część ciśnieniowa wykonana w technologii ścian szczelnych, rurociągi i armatura przykotłowa, podesty robocze. Elementy te zostały na dotychczasowym miejscu i weszły w skład nowej, dobudowanej części kotła.

Fot. Miejska Energetyka Cieplna sp. z o.o. w Koszalinie

NOWE PALNIKI Tak prezentuje się jeden z dwóch palników podczas pracy. Ma „tylko" metr średnicy

Zdemontowano zasobnik węgla i część zasypową kotła, a w wyniku usunięcia rusztu dokonano niezbędnych zmian w dolnej części komory paleniskowej. Zaprojektowano i zamontowano tam nowe elementy części ciśnieniowej w technologii ścian szczelnych, które połączono z istniejącą częścią ciśnieniową. Właśnie dzięki temu rozwiązaniu kocioł finalnie zyskał większą moc.

Część ciśnieniowa i konstrukcja nośna kotła jest posadowiona na fundamencie żelbetowym. W „wannie" fundamentu, w miejscu po zdemontowanych lejach popiołowych i żużlowych, wykonano betonową posadzkę, a pod dnem kotła stalowy demontowany podest (na potrzeby prac serwisowych).

Decyzja: palniki w nowym miejscu

Podczas konwersji przeprowadzonej w Białymstoku palniki gazowe zamontowano w bocznych

Fot. Miejska Energetyka Cieplna sp. z o.o. w Koszalinie

PRACA PALNIKÓW Podczas rozruchu wszelkie parametry pracy palników i kotła były na bieżąco sprawdzane i w razie potrzeby korygowane

Fot. Miejska Energetyka Cieplna sp. z o.o. w Koszalinie

NOWY KOMIN
Przebudowany kocioł wymagał nowego, osobnego komina. Na zdjęciu moment jego montażu

częściach kotła. Okazało się to jednak nie do końca dobrym rozwiązaniem, dlatego koszalińska MEC zdecydowała się na zastosowanie nowatorskiej metody zainstalowania palników gazowych w dolnej części kotła. W tym celu w dnie komory paleniskowej zabudowano dwa palniki gazowe duoblokowe, niskoemisyjne, bezstopniowo elektronicznie modulowane typu RPD70G-EU ELCO Burners o mocy maksymalnej 19,6 MW każdy. Palniki skierowane są pionowo w górę komory paleniskowej, co przy takiej konstrukcji kotła i komory paleniskowej okazało się być najlepszym rozwiązaniem dla poprawnej pracy palników i kotła.

Dysze palników zostały zaprojektowane w taki sposób, aby płomień równomiernie oddawał energię. Wykorzystano głowice niskoemisyjne, zapewniające zmienność geometrii płomienia. Każdy z palników posiada własny system sterowania, a także żaluzjową klapę regulacyjną oraz indywidualny wentylator powietrza pierwotnego. Palniki wyposażone są w automatyczną instalację chłodzenia, która zabezpiecza przed uszkodzeniem niepracujący palnik w sytuacji pracy awaryjnej, przy jednym działającym palniku.

Ostatnim zmodernizowanym układem był układ odprowadzenia spalin z wentylatorem wyciągowym i nowym, stalowym kominem, przeznaczonym tylko dla zmodernizowanego kotła. Budynek ciepłowni został ponadto dostosowany do jednoczesnej pracy kotłów zasilanych węglem i gazem, zamontowano w nim także aktywny system bezpieczeństwa instalacji gazowej.

Wykonawcą inwestycji była firma Eco Technologia Sp. z o.o. z Jędrzejowa, przy współpracy z firmami: Biuro Techniki Kotłowej Sp. z o.o. z Tarnowskich Gór, Hartmann Sp. z o.o. ze Świerklańca, SOFTECHNIK Sp. z o.o. sp. k. z Wrocławia.

Obecnie w ciepłowni przy ul. Słowiańskiej zainstalowane są trzy kotły wodne. Dwa opalane miałem węglowym, a trzeci – gazem ziemnym. Podstawowym źródłem ciepła są kotły węglowe nr 5 i 6, a przy dalszym wzroście zapotrzebowania na ciepło uruchamiany jest kocioł gazowy WR25-M/G nr 7.

Znaczna redukcja zanieczyszczeń

Efektem konwersji kotła na paliwo gazowe jest wzrost nominalnej mocy kotła o 6,93 MW – z 29,07 MW do 36 MW, a także sprawności – z 85% do 92%. Jeżeli chodzi o wielkość emisji zanieczyszczeń w spalinach w porównaniu do kotła węglowego, to zawartość SO_2 zmniejszyła się o 57,07 mg/m^3_n (było 62,12 – jest 5,05), zawartość tlenków azotu NO_x zmniejszyła się o 73,21 mg/m^3_n (było 142,33 – jest 69,12), ilość CO spadła o 16,67 mg/m^3_n (było 17,17 – jest 0,55), a zawartość pyłu za kotłem zmniejszyła się o 1,92 mg/m^3_n (było 2,95 – jest 1,03).

Wskaźniki te jasno więc pokazują, że modernizacja kotła na paliwo gazowe była udanym przedsięwzięciem. MEC zyskała nowoczesną jednostkę wytwórczą dużej mocy, która dysponuje elastyczną charakterystyką pracy. Kolejną zaletą jest bardzo prosty rozruch oraz obsługa (brak nawęglania oraz odprowadzenia żużla). Spalanie gazu powoduje również powstawanie dużo mniejszej ilości zanieczyszczeń niż w przypadku węgla, a także znacznie niższą emisję gazów cieplarnianych.

ECOENERGIA®
Spółka z o.o.

ECOENERGIA
OFERUJE

kompleksowe i profesjonalne usługi projektowe dla Klientów z sektora energetyki zawodowej, przemysłowej, komunalnej, ochrony środowiska oraz innych gałęzi przemysłu.

www.ecoenergia.com.pl

OFERTA ECOENERGII OBEJMUJE:

- projektowanie, budowę nowych oraz modernizację istniejących źródeł energii, zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu
- instalacje hybrydowe do współspalania węgla i biomasy w kotłach pyłowych
- modernizacje węglowych kotłów rusztowych i dostosowanie ich do spalania biomasy
- projektowanie i budowę maszynowni z silnikami gazowymi
- instalacje redukujące emisję NOx, z zastosowaniem technologii SNCR
- instalacje redukujące emisję NOx, wykorzystujące niskoemisyjne palniki wirowe i strumieniowe
- instalacje redukujące zapylenie
- instalacje gospodarki paliwowej (węglowej, gazowej, olejowej, biomasowej)
- instalacje pomiarowe i automatyki

W naszych projektach dążymy do zastosowania w praktyce założeń Europejskiego Zielonego Ładu oraz do wyeliminowania uciążliwości dla środowiska wynikających ze spalania paliw kopalnych.

Nasze usługi obejmują wszystkie fazy, procesy i branże inwestycyjne, począwszy od przygotowania inwestycji, wykonania projektu budowlanego wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę poprzez wykonanie projektów branżowych, kompletację dostaw, montaż urządzeń, uruchomienie instalacji, optymalizację, na przekazaniu do eksploatacji i serwisie gwarancyjnym oraz pogwarancyjnym kończąc.

ECOENERGIA Spółka z o.o.
ul. Lustrzana 32, 01-342 Warszawa
tel.: +48 22 666 16 01, +48 22 666 15 96 • fax: +48 22 666 16 00
e-mail: warszawa@ecoenergia.com.pl

KOGENERACJA W SZLACHĘCINIE Połączenie kogeneracji i pompy ciepła odzyskującej ciepło ze ścieków jest krokiem w kierunku realizacji idei zielonego ładu i neutralności klimatycznej

SZLACHĘCIŃSKA BUDOWA ROKU 2020

Metrolog Sp. z o.o.

Projekt „Budowa Systemu Kogeneracji w Szlachęcinie" to krok w kierunku transformacji ciepłownictwa i przykład innowacyjnych rozwiązań realizowanych przez Metrolog Sp. z o.o.

Transformacja energetyczna jest obecnie jednym z najczęściej dyskutowanych zagadnień dotyczących zarówno europejskiej, jak i krajowej polityki klimatyczno-energetycznej. Wyzwania z nią związane dotyczą także branży ciepłowniczej. Proces ten jest w głównej mierze wymuszony zaostrzającymi się standardami emisji gazów cieplarnianych (dwutlenku siarki, tlenków azotu) i pyłów z obiektów energetycznego spalania oraz rosnącym kosztem zakupu uprawnień do emisji CO_2.

Na zmiany w ciepłownictwie wpłyną również obecne uwarunkowania geopolityczne i związana z nimi dynamiczna pod względem ceny i dostępności sytuacja na rynku surowców energetycznych. Zapowiedź nowej legislacji unijnej (Fit for 55) oraz wspomniane realia rynku surowców energetycznych będą w najbliższych latach mocno oddziaływać na branżę ciepłowniczą i stosowane technologie wytwarzania ciepła. Projekty modernizacyjne staną się bardziej kompleksowe, a priorytetem będzie jak największy udział ciepła z OZE.

Odzysk ciepła ze ścieków

Metrolog Sp. z o.o., jako generalny wykonawca inwestycji energetycznych, podążając za ogólnoeuropejskim trendem w tym sektorze, realizuje pionierskie, innowacyjne projekty, które wpisują się w obecnie promowaną strategię „zielonego ładu". Jednym z nich była budowa systemu kogeneracji w Szlachęcinie, w ramach którego Metrolog Sp. z o.o. wykonał pierwszą w Polsce instalację odzyskującą ciepło ze ścieków.

Innowacyjność rozwiązania polega na połączeniu technologii kogeneracji gazowej i pompy ciepła z dolnym źródłem w postaci ścieków oczyszczonych w jeden spójny i centralnie sterowany układ technologiczny. Instalacja została wybudowana dla spółki Veolia Energia Poznań S.A. na terenie oczyszczalni ścieków należącej do Aquanet S.A. Istotnie odciąży ona ciepłownię węglową w Bolechowie, ograniczając jej ślad węglowy, jak również emisję związków siarki oraz pyłów do atmosfery.

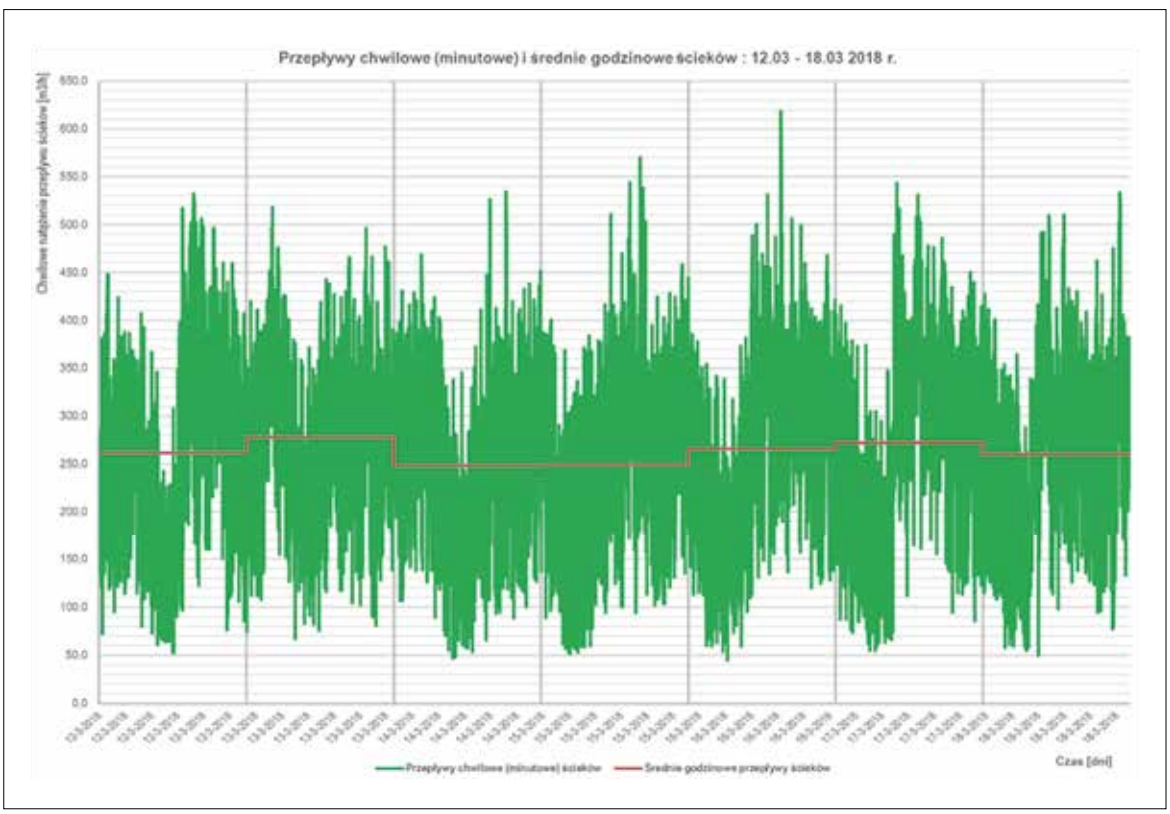
We wrześniu 2021 roku System Kogeneracji w Szlachęcinie otrzymał nagrodę I stopnia w konkursie BUDOWA ROKU 2020. Konkurs, organizowany od ponad 30 lat przez Polski Związek Inżynierów i Techników Budownictwa we współpracy z Ministerstwem Rozwoju i Technologii oraz Głównym Urzędem Nadzoru Technicznego, stanowi jeden z najbardziej prestiżowych przeglądów osiągnięć polskiego budownictwa. Jury doceniło między innymi innowacyjność projektu polegającą na wybudowaniu pierwszej w Polsce instalacji kogeneracyjnej współpracującej z systemem pomp ciepła odzyskujących ciepło ze ścieków oczyszczonych oraz zastosowanie rozwiązań wspierających ideę dekarbonizacji, radykalną redukcję emisji pyłów i gazów cieplarnianych, a także dywersyfikowanie źródeł energii.

Zastosowane rozwiązania

Dolnym źródłem ciepła dla pomp ciepła są ścieki oczyszczone o minimalnej temperaturze wynoszącej 8°C. Ich przepływ charakteryzuje się dużą zmiennością, wahając się od 50 m³/h do 350 m³/h, co częściowo zostało skompensowane poprzez zastosowanie nowo wybudowanego żelbetowego zbiornika o pojemności czynnej 300 m³. Obniżając temperaturę ścieków oczyszczonych o 5°C i zakładając przepływ ścieków na poziomie 188 m³/h, osiągnięto moc dolnego źródła ciepła na poziomie około 1100 kWt.

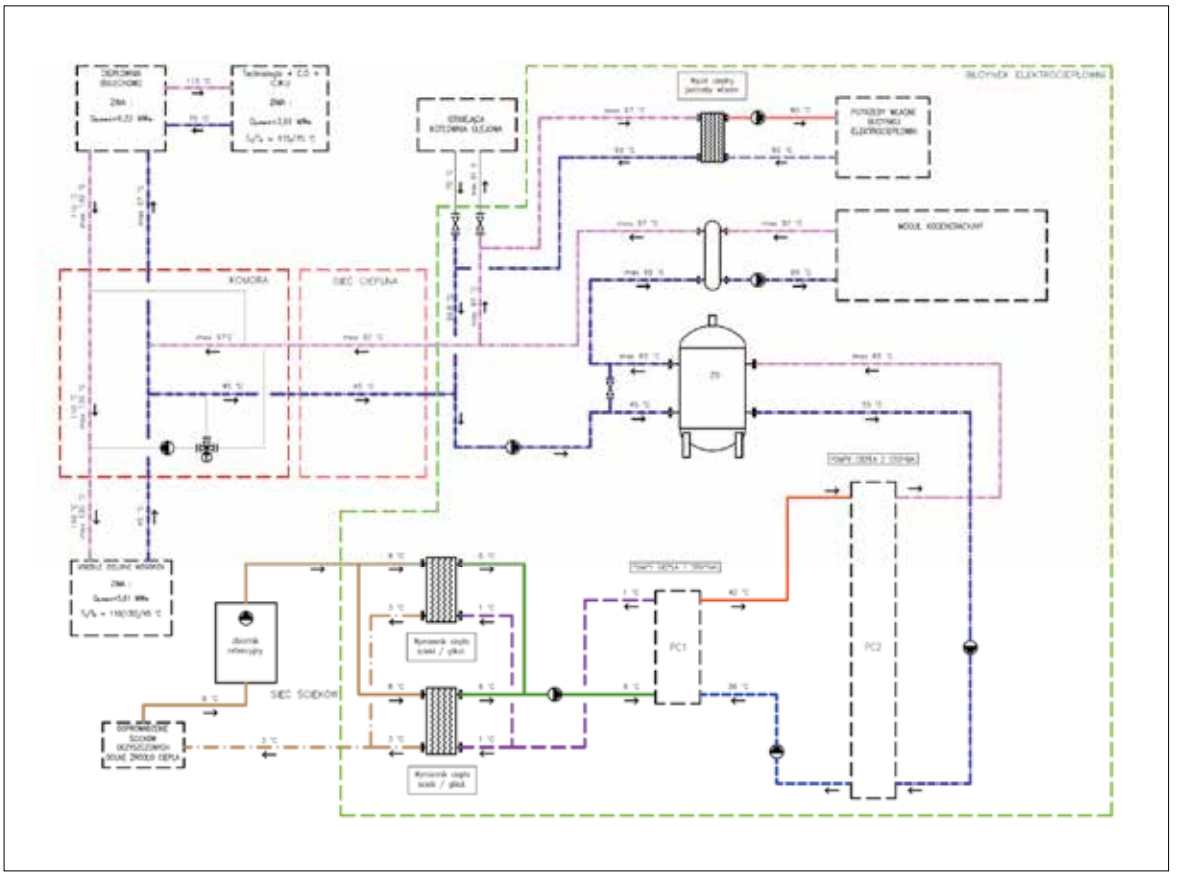
Na rysunku 1 przedstawiona została zmienność przepływu ścieków oczyszczonych w wybranym okresie.

Proces odbioru ciepła ze ścieków oczyszczonych i przekazywania energii do sieci cieplnej odbywa się dwustopniowo. Do pierwszego stopnia, złożonego z dwóch pomp ciepła, ciepło ścieków oczyszczonych doprowadzane jest za pośrednictwem obiegu pośredniego z wykorzystaniem mieszaniny glikolu. Ze skraplaczy pomp pierwszego stopnia ciepło trafia do wody, która stanowi dolne źródło ciepła dla pompy drugiego stopnia. Drugi stopień zaaranżowano w postaci sześciu pomp ciepła o parametrach wody chłodzącej skraplacze na poziomie 55/65°C, osiągających

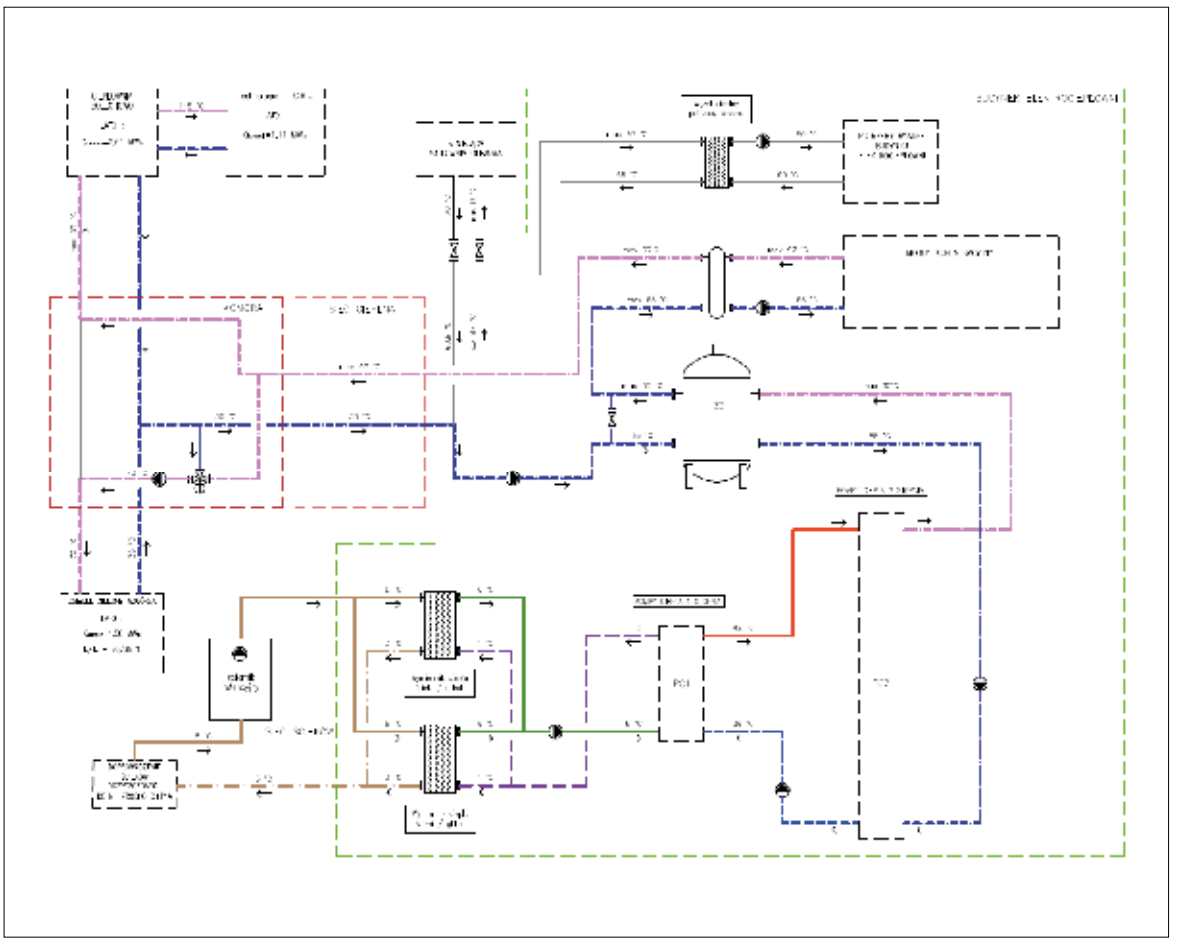


RYS. 1 Przepływy chwilowe (minutowe) i średnie godzinowe ścieków w dniach 12-18.03.2018 r.

RYS. 2
Schemat blokowy systemu – praca w okresie zimowym



RYS. 3
Schemat blokowy systemu – praca w okresie letnim



Zwiększanie skali produkcji wodoru

Klucz do zeroemisyjnej przyszłości

Ponad 70% całkowitych kosztów operacyjnych (OPEX) wytworzenia 1 kg wodoru stanowią koszty energii elektrycznej do zasilania elektrolizera. Ekologiczne źródła energii oparte na wodorze i ich skalowalny rozwój wymagają elektryfikacji, automatyzacji oraz cyfrowych rozwiązań kontrolno-pomiarowych.
Ability™ Genix Industrial Analytics wsparty AI łączy i analizuje dane z wielu źródeł, pomaga przedsiębiorstwom lepiej zarządzać aktywami i procesami. A ponieważ najbardziej ekologiczna energia to energia, którą oszczędzasz, rozwiązanie do zarządzania energią, takie jak ABB Ability™ Energy Management OPTIMAX® zapewnia kosztowo optymalny sposób prowadzenia operacji wodorowych.
abb.com

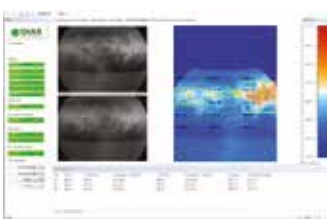
OMC ENVAG

OMC Envag Sp. z o.o.
+48 22 858 78 78
pow@envag.com.pl
www.envag.com.pl

DOSTARCZAMY KOMPLEKSOWE ROZWIĄZANIA W FORMULE “POD KLUCZ” – PROJEKT, DOSTAWA, MONTAŻ, URUCHOMIENIE, SZKOLENIE, SERWIS – SŁUŻĄCE DO POMIARU GAZÓW I PYŁÓW W SPALINACH

- Systemy monitoringu emisji zanieczyszczeń powietrza z certyfikatem QAL1
- Systemy pomiarów ciągłych gazów i pyłów służące do sterowania poszczególnymi węzłami oczyszczania spalin: SCR i SNCR, redukcji związków kwaśnych (HCl, HF i SO_2) redukcji węglowodorów oraz odpylania
- Analizatory spalin, pyłomierze i przepływomierze – zestawy przenośne do badań okresowych

SYSTEMY PALNIKOWE I URZĄDZENIA W ZAKRESIE TECHNOLOGII SPALANIA PALIW I ODPADÓW



KAMERA RUSZTU KOTŁA W SPALARNI ODPADÓW

- Do kontroli linii zapłonu paliwa, linii wypalenia paliwa, równomierności rozkładu temperatury na ruszcie, osiągania i/lub przekraczania zadanych temperatur rusztu

ZAPALARKA ELEKTRYCZNA D-HG 400

- Do zapłonu paliw gazowych i olejowych
- Wysoka energia iskry zapewnia pewny zapłon paliwa

SKANER PŁOMIENIA D-LX 200

- Kompaktowa budowa (czujnik UV/IR zintegrowany ze sterownikiem)
- Możliwość monitorowania pracy skanera na standardowym laptopie

POMIARY I TECHNOLOGIE
JAKOŚĆ • BEZPIECZEŃSTWO • ŚRODOWISKO

sumaryczną moc cieplną około 1650 kWt. Skraplacze urządzeń grzewczych drugiego stopnia połączone są z siecią ciepłowniczą poprzez bufor wody grzewczej o pojemności 7,0 m^3. Łączny obliczeniowy przepływ wody w obiegu wynosi 144 m^3/h i jest zmienny w zależności od temperatur dolnego (ścieków) i górnego (wody powrotnej z sieci ciepłowniczej) źródła ciepła.

COP (zależne od temperatury ścieków oczyszczonych) w punkcie projektowym dla wyżej wymienionego układu pomp ciepła wynosi 2,71, a moc elektryczna potrzebna do zasilania pomp ciepła – około 605 kWe.

Energia elektryczna zasilająca pompy ciepła produkowana jest w agregacie kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 1002 kWe i 1300 kWt mocy cieplnej, stanowiącym również drugie źródło ciepła w instalacji. Łączna moc cieplna urządzeń, które będą zainstalowane w projektowanym budynku technicznym, wyniesie zatem około 2950 kWt.

Ciepło wytworzone w układzie kogeneracji i pompie ciepła jest przesyłane do miejskiej sieci cieplnej w Bolechowie. W okresie zimowym wykorzystuje się je do podgrzewania powracającej wody sieciowej z osiedla Zielone Wzgórze w Bolechowie do ciepłowni Bolechowo oraz na cele grzewcze budynku technologicznego. Ciepło w okresie letnim jest używane do pokrycia w 100% zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) osiedla Zielone Wzgórza oraz c.w.u. i technologię zakładów Solaris Bus & Coach Sp. z o.o. w Bolechowie.

Energia elektryczna produkowana w układzie kogeneracji jest wykorzystywana na potrzeby własne (przede wszystkim zasilanie układu pomp ciepła), a jej nadwyżka sprzedawana do sieci elektroenergetycznej ENEA Operator Sp. z o.o.

Zakres projektu

Metrolog Sp. z o.o., jako generalny wykonawca inwestycji, zrealizował poza wyżej opisaną instalacją technologiczną, m.in. następujące prace:

- dokumentację projektową wykonawczą i powykonawczą we wszystkich branżach,
- projekt budowlany zamienny oraz uzyskanie zamiennego pozwolenia na budowę,

Innowacyjność rozwiązania zastosowanego w Szlachęcinie polega na połączeniu technologii kogeneracji gazowej i pompy ciepła z dolnym źródłem w postaci ścieków oczyszczonych w jeden spójny i centralnie sterowany układ technologiczny

- budynek technologiczny wolnostojący o wymiarach w rzucie 32 m x 12,8 m i wysokość 7,5 m, powierzchni zabudowy 409,6 m^2, powierzchni użytkowej 363,6 m^2, kubaturze 2428,3 m^3,
- zbiornik retencyjny na ścieki oczyszczone o pojemności użytkowej 300 m^3,
- modernizację istniejącej komory ciepłowniczej B-10 w zakresie wymiany obudowy i zabudowania układu umożliwiającego zdalną regulację kierunków przepływu i temperatury wody sieciowej z elektrociepłowni w Szlachęcinie,

KORZYŚCI EKONOMICZNE I EKOLOGICZNE
Poza wdrażanymi ideami dekarbonizacji i odzysku ciepła odpadowego inwestycja zapewnia inwestorowi przede wszystkim wymierne korzyści ekonomiczne i ekologiczne

PROJEKT REPLIKOWALNY
Biorąc pod uwagę regulacje i trendy w branży ciepłowniczej, jak również trudną sytuację na rynku paliw dla ciepłownictwa, jest wielce prawdopodobne, że ta pierwsza tego typu instalacja w Polsce wykonana przez Metrolog Sp. z o.o. ma szansę stać się projektem replikowalnym

- pompownię w zbiorniku retencyjnym składającą się z dwóch pomp zatapialnych oraz armatury,
- sieć technologiczną ścieków oczyszczonych (rurociąg zasilający i powrotny) wykonaną w technologii rur HDPE DN250, łączącą zbiornik retencyjny i budynek technologiczny,
- sieć cieplną (rurociąg zasilający i powrotny) wykonaną w technologii rur stalowych preizolowanych, łączącą budynek technologiczny i komorę ciepłowniczą B-10,
- sieci elektroenergetyczne SN 15kV, światłowód, oświetlenie zewnętrzne,
- układ wyprowadzenia energii elektrycznej od agregatu kogeneracyjnego do stacji transformatorowej SN 15kV ENEA,
- system automatyki umożliwiający bezobsługową pracę układu kogeneracji we współpracy z układem pomp ciepła,
- układ sterowania i wizualizacji SCADA ze stacjami operatorskimi w Szlachęcinie i Bolechowie umożliwiającymi zdalną obsługę obiektu.

KORZYŚCI
Spodziewane efekty zrealizowanej inwestycji to łączna roczna produkcja ciepła na poziomie 67 tys. GJ oraz produkcja 7,7 tys. MWh energii elektrycznej rocznie

Wnioski

Połączenie kogeneracji i pompy ciepła odzyskującej ciepło ze ścieków jest krokiem w kierunku realizacji idei zielonego ładu i neutralności klimatycznej. To nie tylko powiązanie technologii, ale również połączenie i współpraca branż wodno-kanalizacyjnej i ciepłowniczej. Poza wdrażanymi ideami dekarbonizacji i odzysku ciepła odpadowego inwestycja zapewnia inwestorowi przede wszystkim wymierne korzyści ekonomiczne i ekologiczne. Nie bez znaczenia pozostaje fakt, że układ pozwala na maksymalizację produkcji ciepła przy jak najmniejszym zużyciu gazu ziemnego.

Spodziewane efekty zrealizowanej inwestycji to łączna roczna produkcja ciepła na poziomie 67 tys. GJ (z czego 38 tys. GJ pochodzi z pompy ciepła i 29 tys. GJ z układu kogeneracji zasilanego gazem ziemnym) oraz produkcja 7,7 tys. MWh energii elektrycznej rocznie. Ponadto roczna redukcja emisji CO_2 w ciepłowni w Bolechowie wyniesie około 2 tys. ton.

***

Biorąc pod uwagę regulacje i trendy w branży ciepłowniczej, jak również trudną sytuację na rynku paliw dla ciepłownictwa, jest wielce prawdopodobne, że ta pierwsza tego typu instalacja w Polsce wykonana przez Metrolog Sp. z o.o. ma szansę stać się projektem replikowalnym, powielanym w wielu lokalizacjach.

Fot. Metrolog

Mezap
Grupa Mostostal Puławy

Zakład Budowy Aparatury i Remontów Specjalistycznych MEZAP Sp. z o.o. powstał w 1993 r. Spółka wchodzi w skład grupy – Mostostal Puławy S.A.

Główny zakres produkcji stanowi wykonawstwo, modernizacja i naprawa aparatury i urządzeń dla przemysłu chemicznego, energetycznego, spożywczego i papierniczego, tj:

- zbiorniki ciśnieniowe i walczaki,
- kotły wodne i parowe,
- wymienniki ciepła różnych typów,
- reaktory, aparaty kolumnowe,
- obudowy filtrów,
- mieszalniki, wyparki, separatory.

Ponadto wykonujemy:

- obróbkę skrawaniem,
- obróbkę cieplno-chemiczną,
- usługi antykorozyjne,
- przeglądy i remonty urządzeń dźwignicowych, wózków widłowych i wag,
- zawiesia z lin stalowych.

Działalność swoją opieramy na uprawnieniach i przepisach polskiego Urzędu Dozoru Technicznego (UDT), niemieckiego Technischer Überwachungs-Verein (TÜV), europejskich norm EN- 13445, EN-12952 i Dyrektywy PED 2014/68/UE oraz amerykańskiego The American Society of Mechanical Engineers (ASME). Posiadamy system zarządzania jakością zgodny z normą PN ISO 9001:2009, który daje dodatkową gwarancję dobrej jakości naszych wyrobów i usług.

Zakład Budowy Aparatury i Remontów Specjalistycznych MEZAP Sp. z o.o.

24-110 Puławy, ul. Ignacego Mościckiego 10, tel. (081) 473 15 30, fax (081) 473 15 31, e-mail: info@mezap.pl, www.mezap.pl

Rodzina radarów falowodowych Endress+Hauser Levelflex

WIĘKSZE BEZPIECZEŃSTWO INSTALACJI I KONTROLA POZIOMU

w układach wytwarzania pary

Endress+Hauser

Woda zdemineralizowana, krążąca w obiegu kotła bloku energetycznego, jest wykorzystywana do wytwarzania pary, która następnie przy pomocy turbin generuje energię elektryczną. Stosowane do tej pory hydrostatyczne pomiary poziomu kondensatu w skraplaczu pod turbiną i wody w podgrzewaczach regeneracyjnych są wrażliwe na zmiany gęstości, co może prowadzić do błędnych odczytów. Jak uniezależnić pomiar od zmian gęstości i zwiększyć bezpieczeństwo instalacji?

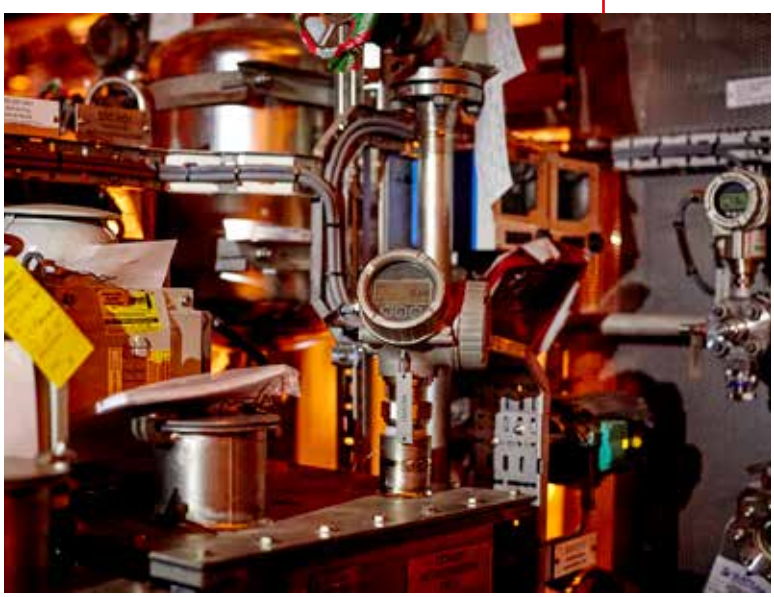
Kondensat, powstały w wyniku skraplania pary na wyjściu turbiny niskoprężnej, jest cenny, ponieważ można go ponownie wykorzystać w obiegu kotła jako wodę zasilającą. Od jego ilości zależy sterowanie uzupełnianiem ilości wody w obiegu kotłowym. Spadek temperatury zimnego źródła zwiększa sprawność cieplną cyklu, jednocześnie jednak pojawia się tam próżnia i zmienia gęstość czynnika. Podciśnienie unoszące kondensat to powód wybrzuszania i pękania metalowych membran czujników przetwornika różnicy ciśnień. Koszty usunięcia takiej usterki są znaczne, ponadto osoby odpowiedzialne za sterowanie procesem borykają się z niestabilnością lub niedokładnością pomiaru poziomu. Powodem takiego stanu rzeczy są zmiany gęstości skroplin, które mogą zafałszować pomiar, a przez to utrudniać sterowanie pompami zasilającymi wodą obieg kotła.

Radar Endress+Hauser Levelflex

Zmiana gęstości w podgrzewaczach, zapowietrzenie i zakamienianie rurek impulsowych – to już nie problem

Niewykryty na czas, zbyt niski poziom wody kotłowej w podgrzewaczach nisko- i wysokociśnieniowych może powodować spadek wydajności zasilania walczaka. Wskutek tego może dojść do przepalenia ekranów wodno-rurowych nad paleniskiem kotła. Z kolei za wysoki poziom wody w podgrzewaczach rodzi ryzyko podania zbyt dużej jej ilości do kotła i uszkodzenia turbiny. Efektem będzie kosztowne zatrzymanie produkcji energii elektrycznej i cieplnej. Każda zmiana mocy bloku powoduje również wahania gęstości wody kotłowej. Sterowanie pracą pomp tłoczących wodę obiegową może wtedy wymagać dodatkowego nadzoru, a nawet przejścia na tryb ręczny.

Radar Endress+Hauser Levelflex



Radarowy pomiar poziomu w podgrzewaczach regeneracyjnych – większe bezpieczeństwo elektrowni

Radary falowodowe wykorzystują sygnał mikrofalowy do pomiaru poziomu wody kotłowej. Jest on odporny na zmiany gęstości wody, ciśnienia statycznego i temperatury. Dzięki czujnikom Levelflex podawanie wody kotłowej do walczaka, sterowanie jednostką i pracą obwodów automatyki zabezpieczeniowej stają się stabilne oraz przewidywalne.

Łatwość użycia i obsługi – brak uciążliwych torów impulsowych, naczyń schładzających i algorytmów korygujących sygnał wyjściowy.

Większe bezpieczeństwo i mniej postojów bloku – podwyższona niezawodność radaru Levelflex z atestem SIL2/3 PN-EN 61508/61511 i audytem weryfikującym TÜV.

Spokojniejsza praca – brak konieczności odkamieniania i odpowietrzania instalacji pomiarowej.

Radarowy pomiar poziomu w skraplaczu – niższe koszty i większy komfort pracy

Sygnał mikrofalowy, który radary falowodowe wykorzystują do pomiaru poziomu skroplin, jest odporny na głęboką próżnię i zmiany gęstości kondensatu. Dzięki radarom Levelflex uzupełnianie ilości wody w obiegu kotła, sterowanie jednostką i praca obwodów automatyki zabezpieczeniowej stają się stabilne oraz przewidywalne.

Dlaczego warto wybrać radary falowodowe Levelflex?

Niższe koszty utrzymania ruchu – brak regularnych, uciążliwych napraw lub kosztownych wymian przetwornika różnicy ciśnień z uszkodzonymi membranami.

Łatwy montaż – radar falowodowy można zastosować bez zgłoszeń do Urzędu Dozoru Technicznego, tzn. na króćcach dotychczas zajętych przez przetwornik różnicy ciśnień z separatorami membranowymi.

Spokojniejsza praca – uzupełnianie wody w obiegu kotła odbywa się bez zakłóceń i wymuszania pracy w trybie ręcznym.

Minimalizowanie ryzyka wystąpienia postoju elektrowni jest kluczowe dla zapewniania ciągłości dostaw energii. Dlatego warto rozważyć modernizację pomiarów poziomu w podgrzewaczach regeneracyjnych i w skraplaczu pod turbiną. W sytuacji gdy są one wrażliwe na próżnię, zmiany gęstości wody, kamień kotłowy i zapowietrzanie bezpieczniejszym rozwiązaniem jest zastosowanie radaru falowodowego Levelflex. Tylko wówczas system sterowania i automatyka zabezpieczeniowa w zakładzie spełnią należycie swoje zadania, a praca służb utrzymania ruchu będzie bardziej komfortowa.

Dowiedz się więcej: https://eh.digital/3NOl4pt

Fot. 123rf

CZY CCS MOŻE COŚ ZMIENIĆ?

Michał Kaczanowski
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

W debacie między zwolennikami szybkiej transformacji energetyki a stroną chcącą utrzymać jak najdłużej istniejącą już strukturę wytwarzania możliwy jest kompromis – technologia CCS. Pozostaje pytanie, czy jest to realna odpowiedź na problem zmniejszania się dostępnej mocy sterowalnej, czy jedynie próba zatrzymania nieuniknionych zmian.

W 2004 roku Polska, wraz z 9 innymi państwami, wstąpiła do Unii Europejskiej, dzięki czemu nasz kraj uzyskał dostęp do wsparcia finansowego w postaci funduszy europejskich, których głównym celem było stymulowanie rozwoju gospodarczego. Dołączenie do Wspólnoty wiązało się jednak z podjęciem określonych zobowiązań, w tym prowadzenia wspólnej polityki czy głębokiej integracji rynków. Dotyczy to również sektora energetyki, gdzie najważniejsze zmiany dotyczyły procesu prywatyzacji, wprowadzenia mechanizmów rynkowych i dostosowania się do wymagań środowiskowych.

Działania mające na celu ochronę klimatu zostały zapoczątkowane Protokołem z Kioto, podpisanym w 1997 roku. Wraz z biegiem czasu oraz wzrostem wiedzy o globalnych zmianach klimatu, proces ten zaczął przyspieszać. Jako punkt przełomowy można uznać rok 2015 i zawarte wtedy Porozumienie Paryskie, którego rezultatem było ogólnoświatowe porozumienie w kwestii ograniczenia wzrostu średniej temperatury na powierzchni Ziemi do 1,5°C, z ewentualną górną granicą 2°C.

W Unii Europejskiej narzędzie realizacji tych założeń zostało ogłoszone w 2019 roku przez Komisję Europejską – program transformacji gospodarczej, tzw. Europejski Zielony Ład (*Green Deal*). Zaledwie dwa lata później został on zaktualizowany przyjęciem pakietu Fit for 55, zwiększającym cele klimatyczne dla państw członkowskich – do jednych z największych zmian należy m.in. podniesienie celu redukcji emisji gazów cieplarnianych do poziomu 55% w 2030 roku. Można się spodziewać, że podobne działania mogą mieć jeszcze miejsce w przyszłości, a cele klimatyczne będą zaostrzane, dopóki nie zostanie osiągnięta neutralność klimatyczna.

Jednym z najbardziej dotkniętych owymi zmianami segmentów gospodarki jest sektor wytwarzania energii, który czeka olbrzymia transformacja w postaci przejścia z wysokoemisyjnych źródeł na czyste technologie. Zasadniczym problemem jest jednak aspekt zastąpienia dużych i stabilnych jednostek wytwórczych rozwiązaniami o znacznie niższym współczynniku dyspozycyjności mocy zainstalowanej. W debacie między zwolennikami szybkiej transformacji a stroną chcącą utrzymać jak najdłużej istniejącą już strukturę wytwarzania możliwy jest kompromis w postaci technologii CCS. Czy jest to jednak realna odpowiedź na problem zmniejszania się dostępnej mocy sterowalnej, czy jedynie próba zatrzymania nieuniknionych zmian?

Krajowy System Elektroenergetyczny

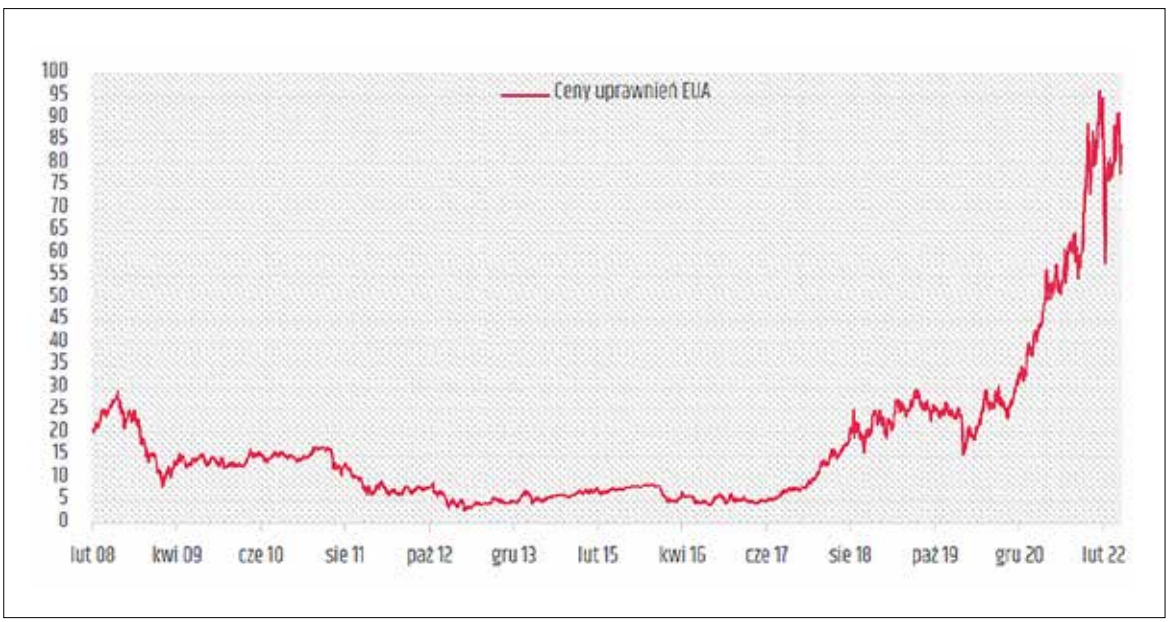
W roku 2021 w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jednostki wykorzystujące paliwa kopalne stanowiły zdecydowaną większość (ok. 87%) – węgiel kamienny to 53,35%, węgiel brunatny 26,01%, a gaz ziemny 7,66% produkcji energii w kraju. Każda z tych technologii odznacza się pewną emisyjnością – w przypadku węgla oscyluje od ok. 850 do 1100 kg CO_2/MWh, zaś dla gazu jest to ok. 600 CO_2/MWh w układzie prostym i ok. 350 CO_2/MWh dla cyklu kombinowanego. Biorąc pod uwagę skalę zapotrzebowania na energię, oznacza to roczne emisje CO_2 na poziomie 104,9 mln t.

Zważając na przyjętą politykę środowiskową, znaczenie technologii węglowych powinno maleć, jednak od dekady można zaobserwować, że sektor popadł w pewną stagnację. W przeciągu ostatnich lat do systemu oddano zaledwie parę nowych bloków, które w większości zrekompensowały wycofanie z użytku kilku najstarszych jednostek. Taki stan rzeczy wynika z szeregu czynników, jednak ich efektem jest zmniejszenie poziomu inwestycji w nowe moce i pozostawienie istniejącej struktury wytwórczej, często w starzejącym się już parku technologicznym.

Sytuacja nie prezentuje się lepiej dla pozostałych technologii wytwarzania energii. Są prowadzone inwestycje w jednostki gazowe, jednak to przede wszystkim elektrociepłownie, w których produkcja energii elektrycznej jest mocno powiązana z zapotrzebowaniem na ciepło. Z kolei lądowa energetyka wiatrowa przez dłuższy czas była zablokowana przez zasadę 10 h. Wyjątkiem jest fotowoltaika, jednak jej gwałtowny wzrost miał negatywny wpływ na sieci niskich napięć, szczególnie na terenach wiejskich.

EU ETS

Kluczowym aspektem do zrozumienia bieżącego stanu sektora są ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Celem EU ETS było stworzenie ekonomicznego nacisku, mającego zachęcać spółki energetyczne do transformacji. Jednak funkcjonowanie systemu było niedoskonałe – po wprowadzeniu w 2005 roku, dwa pierwsze lata jego działania służyły głównie ukształtowaniu cen pozwoleń na rynku oraz przyzwyczajeniu podmiotów do jego istnienia.



RYS. 1
Zmiany cen na rynku pozwoleń do emisji dwutlenku węgla *(źródło: KOBIZE)*

W 2010 roku średnia cena oscylowała w okolicach 15 €/t, aby spaść do około 5 €/t w 2013 roku. W efekcie w tamtym okresie spółki energetyczne niespecjalnie przejmowały się całym mechanizmem, co uśpiło także czujność decydentów – scenariusze z ceną powyżej 30-40 €/t (i to w perspektywie roku 2030) było traktowane jak fikcja. Zmiana nastąpiła dopiero w III okresie rozliczeniowym, kiedy na początku roku 2020 cena uprawnień zaczęła drastycznie rosnąć, by około półtora roku później przekroczyć poziom 90 €/t.

Należy pamiętać, że inwestycje w nowe moce wytwórcze zajmują lata – sam proces zbierania pozwoleń może być dłuższy niż fizyczna budowa jednostki, która potrafi trwać nawet kilka lat. Zatem aby zrealizować założone przez autorów cele, zamiast obserwowanego skokowego wzrostu cen uprawnień, w EU ETS potrzebny był szybszy, ale jednocześnie stabilny wzrost cen. Efektem obecnego stanu rzeczy jest widoczne dziś nagłe i znaczące obciążenie ekonomiczne wytwórców energii, których jednostki muszą płacić znaczące kwoty za emisję. W rezultacie spółki energetyczne, zamiast inwestować w nowe moce wytwórcze, są zmuszone do kierowania części dostępnych środków na koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej. W czerwcu bieżącego roku udział ten wynosił około 35%, a wcześniej, pod koniec 2021 – aż 60%. Sprawą kluczową staje się zatem zmniejszenie emisji przy jak najmniejszych kosztach oraz w jak najszybszym czasie, ale jednocześnie bez odstawiania istniejących mocy wytwórczych.

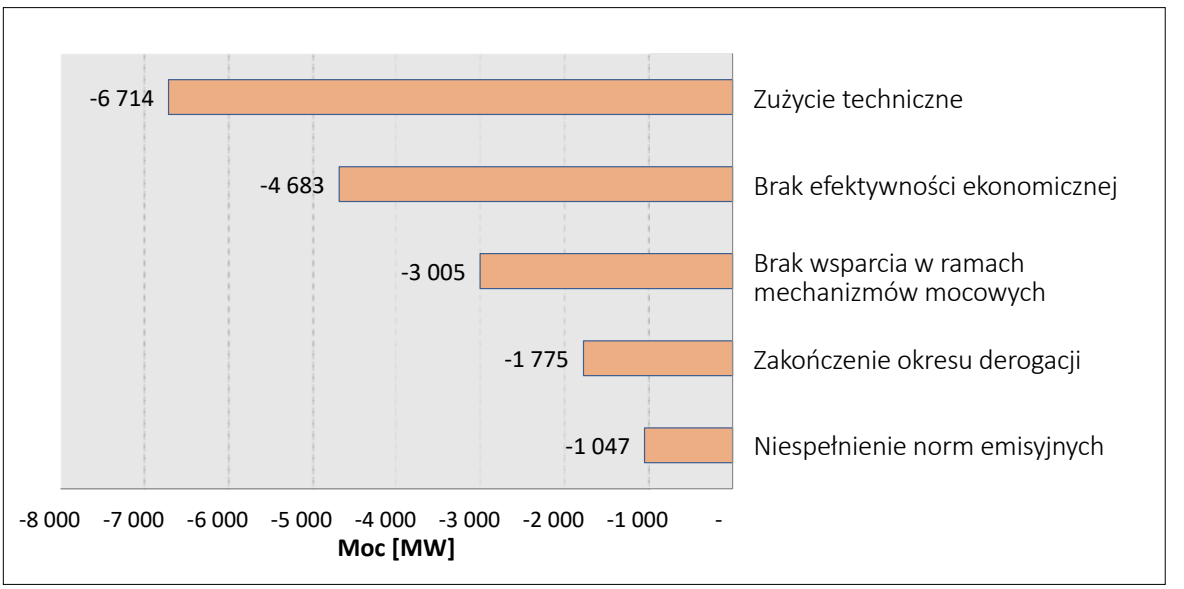
Limit 550 kg CO_2/MWh

Czynnikiem znacząco wpływającym na wytwórców konwencjonalnych są różne systemy wsparcia, w tym w postaci rynku mocy, który został wprowadzony ustawą z 8 grudnia 2017 roku. Kluczowym elementem tego mechanizmu jest dostarczenie usługi tak zwanego obowiązku mocowego, polegającego na gotowości dostarczenia energii elektrycznej do systemu przesyłowego oraz zobowiązania do produkcji w okresach zagrożenia niedoborem mocy. W rynku mogą brać udział tylko certyfikowane jednostki, zgłaszające swoją dyspozycyjność za pośrednictwem aukcji. System ten powstał w celu uzupełniania OZE poprzez utrzymanie sterowalnych i dyspozycyjnych mocy w systemie elektroenergetycznym oraz stymulacji inwestycji w nowe, niskoemisyjne jednostki. Zgodnie ze zobowiązaniami wobec Unii Europejskiej funkcjonowanie rynku mocy zostało przewidziane do 2047 roku. Co jednak najważniejsze, od roku 2025 do systemu aukcji mogą przestąpić jedynie certyfikowane jednostki, których średnioroczna emisyjność jest mniejsza niż 550 kg CO_2/MWh. Oznacza to, że od roku 2025 wsparcia zostanie pozbawione około 60% mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym – i ich praca może być zwyczajnie nieopłacalna dla wytwórców.

Niepokojące wnioski z państwowych raportów

W ubiegłym roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował niepokojące wnioski w raporcie „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034", zaś Ministerstwo Klimatu i Środowiska potwierdziło je w „Sprawozdaniu z Wyników Monitorowania Bezpieczeństwa Dostaw Energii Elektrycznej". W obu raportach zaznaczono, że w najbliższych latach zostanie wycofane zdecydowanie więcej mocy wytwórczych niż zostanie oddanych do użytku. Wycofywane moce wytwórcze będą skupione na blokach węglowych – aż 96,32%, natomiast nowe moce – na elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. Biorąc pod uwagę Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności, ubytek w postaci 4,6 GW mocy zainstalowanej może okazać się w rzeczywistości spadkiem o 10,6 GW, czyli utratą aż 31% mocy dyspozycyjnej.

RYS. 2
Ubytki w KSE oraz ich powód *(źródło: URE)*



INTEC

DZIAŁAMY OD 1991 ROKU

POLSKA ARMATURA I AUTOMATYKA PRZEMYSŁOWA

Współczesne zautomatyzowane instalacje przemysłowe stawiają najwyższe wymagania w stosunku do obsługującej je aparatury regulacyjnej. Sprawą zasadniczą jest u trzymanie reżymów technologicznych w bardzo wąskiej granicy odchyleń. Jest to niezbędne do osiągnięcia odpowiedniej jakości i sprawności wytwarzania oraz niezawodności obiektów przemysłowych. Pierwszoplanową rolę odgrywają w tych procesach elementy wykonawcze sterujące tymi mediami, czyli armatura przemysłowa.

Aby zapewnić dostępność nowoczesnej armatury w oparciu o potencjał krajowy powołano Konsorcjum Przemysłowe INTEC-WAKMET.

Konsorcjum prowadzi działalność produkcyjną rozwojową wyłącznie w oparciu o własne, oryginalne rozwiązania techniczne oraz posiadany unikatowy park maszynowy.

W skład Konsorcjum wchodzą: Zakład Automatyki Przemysłowej INTEC Sp. z o.o. we Wrocławiu i Fabryka Armatury Przemysłowej WAKMET Sp.j. w Bodzanowie. Obydwa zakłady rozpoczęły swoją działalność w roku 1991.

Produkcja armatury rozpoczęła się od prostych, niskociśnieniowych zaworów i zasuw, aby obecnie po niespełna 30 latach - osiągnąć w pełnym zakresie oferowanych parametrów i konstrukcji poziom światowy, potwierdzony 40% udziałem eksportu w sprzedaży armatury. Produkcja zaworów ulokowana jest w Bodzanowie. Hale produkcyjne są wyposażone w najnowocześniejsze maszyny i centra CNC, sterowane zaawansowanymi narzędziami informatycznymi. Dzięki takiej bazie proces produkcji jest szybki, elastyczny i powtarzalny. Zarówno wyroby, jak i stosowane procedury projektowe oraz produkcyjne, posiadają wszelkie wymagane certyfikaty.

Produkowaną armaturę można podzielić na: zawory odcinające, zasuwy, osadniki, przepustnice M3M, zawory ogólnego przeznaczenia, stacje redukcyjno-schładzające, schładzacze oraz zawory specjalizowane. Główną cechą oferowanej przez Konsorcjum armatury jest solidność, długowieczność, a także ograniczenie do minimum wymagań serwisowych.

Wyrażamy przekonanie, że oferowana przez nasze Konsorcjum armatura spełni wszelkie Państwa wymagania.

ZAPRASZAMY DO WSPÓŁPRACY

INTEC

Zakład Automatyki Przemysłowej INTEC Sp. z o.o.
ul. Wrocławska 33D Długołęka, 55-095 Mirków
tel./fax +48 71 348 18 18, **www.intec.com.pl**

DZIAŁAMY OD 30 LAT

Osłony przenośników taśmowych.

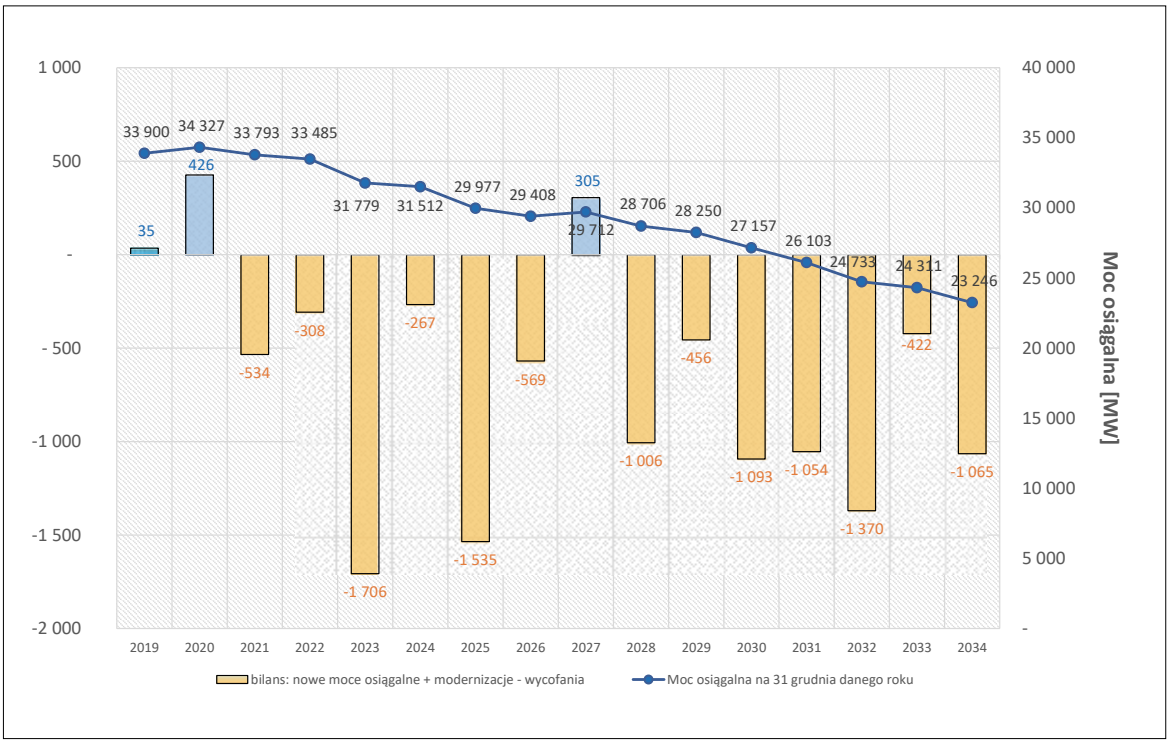
Firma Techmont oferuje osłony przenośników wykonane zarówno z tworzywa sztucznego jak i osłony metalowe wykonane z blachy falistej ocynkowanej ogniowo. Jest to jeden z najtańszych sposobów na zabezpieczenie taśmociągów, instalacji oraz ciągów technologicznych przed wpływem warunków atmosferycznych, pyleniem, dostępem osób niepowołanych jednocześnie zabezpieczając instalację pod kątem wymagań BHP.

Oferowane osłony dostępne są w 11 standardowych rozmiarach (dla każdego typu przenośnika taśmowego). W razie potrzeby osłony są w szybki i łatwy sposób demontowane i ponownie zakładane, a zróżnicowane systemy wizjerów rewizyjnych umożliwiają dostosowanie systemu osłon do potrzeb każdej instalacji.

System dynamicznej aeracji – armatki powietrzne

Metoda dynamicznej aeracji jest jedną z najbardziej efektywnych metod zapewniających stały przepływu w ciągach technologicznych i objętość użyteczną rezerwuarów procesowych. Zatory, zawisy czy inne formy zaburzające poprawne działanie instalacji, mają często bardzo poważne, negatywne skutki wpływając na sprawność całego układu. Niestabilna praca, niska wydajność, pogorszenie się warunków BHP, mają bezpośredni wpływ na ekonomię. Wieloletnia praktyka pokazała, że zastosowanie armatek powietrznych przywraca w pełni założoną sprawność instalacji, a w skrajnych sytuacjach umożliwia poprawne ich funkcjonowanie. Podstawowymi zaletami tych urządzeń są: szerokie spektrum zastosowań oraz fakt, że energia wystrzału przekazywana jest bezpośrednio w transportowany materiał pozwalając na najbardziej efektywne jej wykorzystanie.

www.techmont.com.pl



RYS. 3
Przewidywany bilans sterowalnych mocy wytwórczych w KSE
(źródło: URE)

Warto tu dodać, że z powodu postępującej elektryfikacji kolejnych sektorów zużycie energii elektrycznej w następnych latach będzie rosnąć. W PEP 2040 prognozowano, że w 2040 roku zużycie energii elektrycznej może wynieść ponad 225 TWh – to wzrost o około 30% względem obecnego zapotrzebowania.

Sytuacja energetyki konwencjonalnej a bieżąca sytuacja geopolityczna

Analizy wykonane w zeszłym roku nie biorą pod uwagę wybuchu wojny w Ukrainie oraz daleko idących konsekwencji wynikających z obecnej sytuacji geopolitycznej.

W polskich planach transformacyjnych zakładano, że gaz naturalny będzie pełnił rolę paliwa przejściowego. Zablokowanie gazociągu jamalskiego oraz braki tego surowca komplikują owe plany oraz podnoszą ich koszty. W roku 2021 Polska potrzebowała około 20 mld m^3 gazu naturalnego. Obecnie główną drogą jego dostarczania jest port LNG w Świnoujściu, który ma wydajność na poziomie 5 mld m^3 rocznie (w planach jest rozbudowa do 7,5 mld m^3). Na ukończeniu również jest gazociąg Baltic Pipe o teoretycznej przepustowości 10 mld m^3/rok. Jednak realnie wolumen dostarczany do Polski będzie znacznie mniejszy ze względu na to, że część z gazu płynie bezpośrednio do Danii. W planach też jest pływający terminal LNG w Gdańsku, lecz to dalsza perspektywa czasowa. Oczywiście jedną z opcji pozostaje rewers na gazociągu Jamał, ale należy pamiętać, że Niemcy są rynkiem bardzo gazochłonnym – obecny popyt kształtuje się na poziomie około 90 mld m^3 rocznie. Już teraz pojawiają się wiadomości o próbach oszczędzania tego surowca. Oznacza to, że nie można liczyć na stałe dostawy od naszego zachodniego sąsiada, szczególnie w okresie zimowym. W razie sytuacji braków gazu w systemie preferowanymi odbiorcami będą klienci indywidualni oraz podmioty dostarczające ciepło, zaś dostawy do przemysłu i energetyki zostaną znacznie ograniczone. Warto pamiętać, że wysokosprawny blok gazowy klasy 600 MW, który pracuje 5000 h, może zużyć nawet do około 0,5 mld m^3 gazu ziemnego na rok.

Podobna sytuacja kształtuje się na rynku biomasy – dotychczas większość tego surowca była importowana z kierunku wschodniego, zaś obecnie dostępne paliwo powinno trafić do ciepłowni, gdzie jest najbardziej potrzebne.

Biorąc pod uwagę wymienione czynniki, masowe przejście na paliwo gazowe może być znacząco utrudnione, a w systemie nadal potrzebne są inwestycje w nowe moce wytwórcze, przy jednoczesnym uwzględnieniu wymagań klimatycznych. W tej sytuacji dobrym rozwiązaniem wydaje się energetyka jądrowa, jednak mając na uwadze jej czaso- oraz kapitałochłonność nie będzie ona w stanie realnie zastąpić energetyki węglowej w perspektywie najbliższych kilkunastu lat, co jest kwestią kluczową w obecnych realiach geopolitycznych.

Patrząc na przedstawione czynniki, aby zachować bezpieczeństwo energetyczne, konieczne jest utrzymanie odpowiednich rezerw mocy w systemie. Tym samym niezbędne są rozwiązania nie tylko technologicznie dostępne, ale również stosunkowo łatwe i szybkie w implementacji. Powyższe warunki spełniają technologie w zakresie wychwytu i składo-

wania dwutlenku węgla (*Carbon Capture and Storage, CCS*) pozwalające na dalszą eksploatację istniejących jednostek wytwórczych, przy jednoczesnej redukcji emisji CO_2, a tym samym związanych z tym kosztów. Oprócz zapewnienia odpowiedniego czasu realizacji nowych inwestycji, poprawiających bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, CCS może także wspomóc transformację, odpowiednio redukując emisję nie tylko z jednostek węglowych, ale również gazowych. One mają bowiem wspierać proces dekarbonizacji w krajach na całym świecie, a są niemal równie wrażliwe na kolejne zaostrzenia polityki klimatycznej co bloki węglowe.

Nieoczywistą zaletą technologii CCS jest kontynuacja produkcji ubocznych produktów spalania (UPS), czyli popiołów

Dlaczego Carbon Capture and Storage?

Istnieje szereg powodów, dla których technologia wychwytu dwutlenku węgla wydaje się optymalnym wyborem. W pierwszej kolejności przemawiają za tym kwestie techniczne – wszystkie nowoczesne bloki węglowe i gazowe w Polsce były budowane zgodnie z zasadą „CCS Ready", czyli możliwa jest ich modernizacja polegająca na zintegrowaniu z instalacją CCS. Wymóg ten wynika z dyrektywy 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych, dyrektywy 2009/31/WE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla i dotyczy wszystkich bloków energetycznych, których pozwolenie na budowę zostało wydane po 25 czerwca 2009. Blokami *CCS ready* są np. blok nr 11 w Elektrowni Kozienice (1075 MW), dwa bloki klasy 900 MW w Elektrowni Opole czy też blok gazowo-parowy ORLEN-u we Włocławku. Każdy z nich już na etapie inwestycji musiał wykonać ocenę wpływu CCS na środowisko. Taka analiza powinna zawierać następujące elementy:

- wskazanie wykonywalności technicznej stosując przynajmniej jedną technologię wychwytywania dwutlenku węgla;
- wykazanie potencjalnych miejsc składowania o wystarczającej ilości dostępnego miejsca pod budowę oraz zapewnienie, że istnieje możliwość bezpiecznej eksploatacji instalacji do wychwytu i sprężania CO_2;
- przeanalizowanie drogi transportu do miejsc składowania i identyfikacja jednej ścieżki (lub kilku), wykonalnej pod względem technicznym i ekonomicznym dla rurociągu, lub wskazanie innej alternatywnej drogi transportu sprężonego dwutlenku węgla;
- identyfikacje jednego lub kilku składowisk, które zostały odpowiednio oszacowane i uważane za miejsca odpowiednie do bezpiecznego składowania;
- identyfikacje innych czynników, które uniemożliwiłyby budowę i eksploatację instalacji CCS oraz dokonanie analizy możliwości ich wyeliminowania;
- oszacowanie prawdopodobnych kosztów.

Zatem w przypadku podjęcia prób implementacji CCS, takie analizy powinny znacząco ułatwić i przyspieszyć proces jej wdrożenia dla istniejących bloków.

Ograniczenie emisji gazów

Kolejnym argumentem przemawiającym bezpośrednio za tą technologią jest znaczące ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, a tym samym dążenie do spełnienia celu redukcji emisji na poziomie 55% do roku 2030. Odpowiednia instalacja wychwytu pozwala ograniczyć emisje poniżej 100 kg CO_2/MWh. W efekcie właściciele obiektów wytwórczych będą mogli ograniczyć zakup pozwoleń, a posiadane przez nich jednostki zostaną dopuszczone do rynku mocy po 2025 roku. Dla systemu niesie to korzyść w postaci utrzymania odpowiedniej ilości dyspozycyjnej mocy wytwórczej oraz pozwala na pełne wykorzystanie nowych bloków nadkrytycznych, które dzięki zredukowanej emisyjności będą mogły w pełni wykorzystać swój techniczny czas życia. Dodatkowo połączenie technologii CCS i efektów programu NCBiR „Bloki 200+" poprzez utrzymanie kilku bloków klasy 200 MW może częściowo zmniejszyć zapotrzebowanie na nowe moce regulacyjne oraz zapewnić możliwości do dalszego rozwoju OZE.

Technologia CCS daje także możliwość dalszego wykorzystania obecnej infrastruktury sieci elektroenergetycznej, gdyż korzystamy z obiektów, które już w nią wyposażono. Dzięki temu środki i czas, jaki zainwestowano by w budowę nowych linii przesyłowych można będzie wykorzystać do innych celów, np. na niezbędne modernizacje. Warto pamiętać, że inwestycje w nowe linie przesyłowe są także czasochłonne, niejednokrotnie nawet bardziej niż budowa nowej jednostki wytwórczej.

Równie ważnym czynnikiem co kwestie techniczne i ekonomiczne są zobowiązania społeczne. Utrzymanie funkcjonowania obecnych jednostek wytwórczych pozwala na zachowanie miejsc pracy, a tym samym wykorzystanie kompetencji zatrudnionych tam specjalistów. Załogi elektrowni mogą składać się nawet z kliku tysięcy pracowników. Technologie CCS mogą także pomóc w przekształceniu branż o wysokiej emisyjności w branże o zerowych emisjach, jednocześnie zapewniając dalsze wsparcie dla lokalnych społeczności. CCS tworzy również nowe, wartościowe miejsca pracy. Obiekty CCS są dużymi projektami inżynieryjnymi i budowlanymi. Zatem ich planowanie, projektowanie, budowa oraz oddanie do użytku generuje potrzebę zatrudnienia wykwalifikowanej kadry wykonawczej.

Dość nieoczywistą zaletą technologii CCS jest kontynuacja produkcji ubocznych produktów spalania (UPS), czyli popiołów. Od jakiegoś czasu zachód Europy sygnalizuje zapotrzebowanie na tego typu produkty w celu produkcji cementu.

Kompromis

Niestety zastosowanie technologii wychwytu dwutlenku węgla wiąże się z pewnymi kompromisami, których część można uznać za niewygodne, a nawet będące zagrożeniami.

Instalacja CCS posiada własne zapotrzebowanie energetyczne, tym samym zmniejsza ona sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Spadek efektywności zależy od rodzaju bloku oraz zastosowanej technologii wychwytu. Można szacować, że:

- dla bloku spalającego węgiel kamienny – ze sprawności brutto na poziomie 50% nastąpi spadek sprawności do 42%, co oznacza obniżenie sprawności na poziomie 8 p.p.;
- dla bloku spalającego węgiel brunatny – ze sprawności brutto na poziomie 47,5% nastąpi spadek sprawności do 38,5%, co oznacza obniżenie sprawności na poziomie 9 p.p.;
- dla bloku gazowo-parowego – ze sprawności brutto na poziomie 58,5% nastąpi spadek sprawności do 50,2%, co oznacza obniżenie sprawności na poziomie 8,3 p.p.

Na tym problemy się nie kończą. Zbyt mała elastyczność jednostek węglowych może być dużą przeszkodą, biorąc pod uwagę stale rozrastający się sektor OZE. W pewnym stopniu może rozwiązać ten problem implementacja programu „Bloki 200+", lecz wciąż zostają pewne ograniczenia techniczne.

Kolejną kwestią jest ekonomia i opłacalność inwestycji. Przedsiębiorstwa energetyczne są podmiotami rynkowymi, tym samym kwestie ekonomiczne to najbardziej istotne czynniki wpływające na decyzję, czy warto zastosować daną technologię. Szacuje się, że technologia CCS zaczyna być bardziej opłacalna przy cenach za emisję na poziomie 60 €/t (obecnie oscyluje wokoło 80 €/t). Oczywiście wdrożenie CCS zmniejszy popyt na uprawnienia, co wpłynęłoby na ich cenę rynkową. Należy jednak pamiętać, że w systemie EU ETS liczba wydawanych pozwoleń jest redukowana co roku – automatyczna redukcja podaży niezależna od popytu.

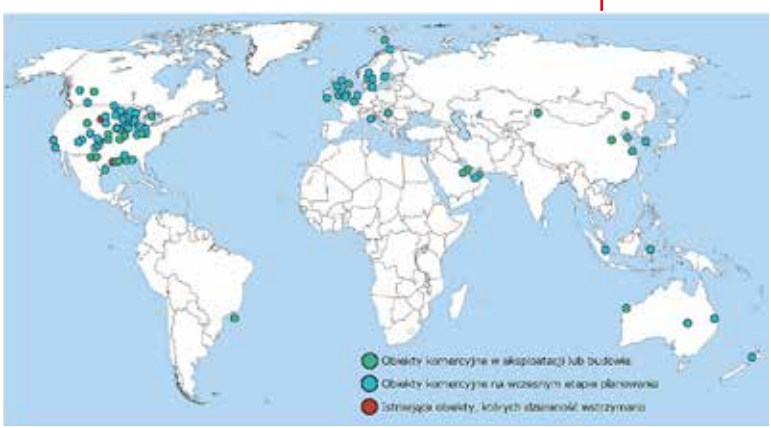
Kluczowym czynnikiem jest dostępność miejsc do składowania wychwyconego dwutlenku węgla. Jak oceniają eksperci, Polska jest krajem stosunkowo bogatym w odpowiednie struktury geologiczne. Szacuje się, że sumarycznie można składować tu do 15 Gt CO_2 – co przy rocznej emisji na poziomie 105 mln t CO_2 pozwoliłoby zatłaczać tę ilość przez ponad 140 lat. Oczywiście miejsce magazynowania musi nie tylko być odpowiednio pojemne, ale również zapewniać właściwy poziom bezpieczeństwa oraz nie wpływać negatywnie na otaczające środowisko. Dodatkowo istnieje potrzeba budowy infrastruktury do transportu, która często okazuje się istotnym czynnikiem decydującym o opłacalności inwestycji.

Ostatnią kwestią jest brak odpowiednich uwarunkowań prawnych oraz systemowych rozwiązań, choć jest to stosunkowo łatwe do naprawienia.

CCS na świecie i w Polsce

Technologia CCS/CCUS jest wciąż stosunkowo młoda. Pod koniec 2021 roku wszystkie obiekty w tej technologii sekwestrowały około 36 mln ton CO_2, co jest ledwie kroplą w morzu potrzeb. W użyciu znajduje się 27 instalacji, w budowie 4, kolejne 58 jest na dalekim etapie przygotowań, zaś dalsze 44 obiekty – dopiero na bardzo wczesnym etapie projektowania. Biorąc pod uwagę planowane inwestycje oraz już realizowane, prognozowane zdolności wychwytu dwutlenku węgla kształtują się na poziomie 110 mln ton CO_2 na rok. Należy zwrócić uwagę, że w ostatnich latach nastąpiło zdecydowane przyspieszenie powstawania nowych projektów w technologii CCS/CCSU. Ważne, aby Polska nie przegapiła okazji do rozwoju tej technologii, zwłaszcza że koszt inwestycyjny w skali sektora (lub samych tylko opłat za uprawnienia do emisji) nie jest wielki.

Obecnie największa część obiektów, które znajdują się na zaawansowanym etapie, jest planowana w Stanach Zjednoczonych. Na drugim miejscu klasyfikuje się Wielka Brytania, która technologię CCS ma już wpisaną do swojej polityki energetycznej. Na rynku funkcjonuje jedynie jeden obiekt komercyjny i jest nim Boundary Dam 3, zlokalizowany w Kanadzie. To zmodernizowana elektrownia węglowa, której układ CCS pozwala na wychwyt około 1 mln ton CO_2 rocznie. Wychwycony dwutlenek węgla w większości jest przesyłany rurociągiem do złoża ropy naftowej Weyburn Oil Unit, a następnie wykorzystywany, poprzez zatłoczenie do złoża, w celu zwiększenia wydobycia ropy naftowej. Druga część strumienia dwutlenku węgla podlega sekwestracji w złożach geologicznych w Aquistore Project.



RYS. 4
Orientacyjne lokalizacje inwestycji w technologię CCS *(źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu Globalnego Instytutu CCS)*

FOT. 1
Kanał spalinowy przystosowany do przyłączenia instalacji CCP (pobór i zrzut spalin). W niższej części metalowej konstrukcji widać część instalacji wody chłodzącej dla CCP *(źródło: strona internetowa PGE GiEK)*

W Polsce, mimo budowy części zakładów w technologii *CCS ready*, nie istnieje żadna wielkoskalowa instalacja, a najdalej posuniętym tego typu projektem była instalacja wychwytu dla bloku nr 14 w elektrowni Bełchatów.

Jak możemy przeczytać w informacjach prasowych PGE, planowany projekt obejmował trzy kluczowe komponenty w celu ocenienia technologii CCS. Pierwszym z nich była instalacja wychwytywania CO_2 (CCP – Carbon Capture Plant) oraz proces jej integracji z blokiem 858 MW. Sama instalacja miała mieć moc większą niż 250 MW i wychwytywać powyżej 85% CO_2. Planowano wykorzystanie technologii „zaawansowanych amin" z zamiarem wychwycenia około 1,8 miliona ton CO_2 rocznie. Drugi komponent stanowił transport CO_2 przy użyciu rurociągu i powiązana z nim infrastruktura. Ostatnim elementem było samo składowanie, czyli zatłaczanie sprężonego CO_2 pod powierzchnię ziemi (do głębokich warstw solankowych) w celu jego permanentnego składowania. Projekt ostatecznie zarzucono ze względu na jego nieopłacalność ekonomiczną dla ówczesnych cen emisji.

Warto też wspomnieć, że w latach 2008-2012, pod przewodnictwem Państwowego Instytutu Geologicznego, realizowany był program „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO_2 wraz z ich planami monitorowania", który miał na celu rozpoznanie potencjalnych składowisk i ich zagospodarowanie.

Zespół obraduje

25 sierpnia 2021 r. został powołany przez ministra klimatu i środowiska „Zespół do spraw rozwoju technologii wychwytu, składowania i wykorzystania CO_2". Zespół pod przewodnictwem wiceministra Piotra Dziadzio składa się z ekspertów związanych z czołowymi przedsiębiorstwami oraz instytucjami, jak PGE GiEK, Enea Wytwarzanie, PKN ORLEN, PGNiG, Tauron Wytwarzanie, Państwowy Instytut Geologiczny, Centrum Energetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie oraz Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie. Grono to aktywnie pracuje na rzecz analizy omawianej technologii i możliwości jej wdrożenia. Pozytywnie zaopiniowano przygotowanie wstępnych studiów wykonalności dla projektów CCS w sektorze energetyki. Jednocześnie zespół działa w zakresie komunikacji i edukacji, które mają zwiększyć świadomość i wiedzę społeczeństwa, a tym samym zwiększyć akceptację całego przedsięwzięcia.

Dodatkowo na ukończeniu jest „Studium techniczno-ekonomicznego dla wychwytu i składowania CO_2", które zamówiło Towarzystwo Gospodarcze Elektrownie Polskie. Dokument realizuje konsorcjum, którego liderem jest Centrum Energetyki AGH, a w jego skład wychodzą: Instytut Nafty i Gazu, Państwowy Instytut Geologiczny, Instytut Technologii Paliw i Energii (dawniej: Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla) oraz Główny Instytut Górnictwa. Opracowanie obejmuje pięć lokalizacji i cztery warianty spalania paliwa z CCS:

- Wariant 1: IGCC + CCS – lokalizacja Łaziska,
- Wariant 2: PC + CCS – lokalizacja Kozienice,
- Wariant 3: NGCC + CCS – lokalizacja Dolna Odra,
- Wariant 4: NGCC + CCS – lokalizacja Włocławek.

Wstępne przesłanki świadczą, że wyniki prac są pozytywne, jednak ostateczny werdykt będzie można wydać dopiero po otrzymaniu końcowej wersji raportu. Pewne jest, że przygotowana różnorodność wariantów pozwoli na wykorzystanie analiz również w innych lokalizacjach, dla bloków energetycznych o podobnych parametrach – wyniki studium będą dostępne dla wszystkich członków TGPE.

Patrząc w przyszłość

Czy zatem jesteśmy odpowiednio przygotowani do transformacji energetycznej poprzez przygotowanie solidnej podstawy w postaci zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w systemie? W moim odczuciu, obecnie odpowiedź jest negatywna, mimo to wciąż pozostaje szansa na zmienienie stanu rzeczy. Wymagane jest natomiast podjęcie szybkich działań oraz dokonanie odpowiednich inwestycji, zarówno w OZE, jak i te zapewniające stabilne i sterowalne źródła mocy w systemie, przy jednoczesnej dywersyfikacji. Obecna, trudna sytuacja geopolityczna nie sprzyja temu, dlatego Polski System Elektroenergetyczny potrzebuje czasu na odpowiednie dostosowanie się. Nawet w wypadku wdrożenia planu szybkiej transformacji, biorąc pod uwagę obecną strukturę systemu, jesteśmy zmuszeni do wykorzystania paliw kopalnych przez następne 15-20 lat. Technologia CCS stanowi zatem szansę nie tylko dla utrzymania części jednostek wytwórczych, ale również pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych. Zaś dzięki formule *CCS Ready* i stosunkowo prostym rozwiązaniom technicznym wdrożenie tej technologii powinno być dostatecznie szybkie, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne do czasu ukończenia innych inwestycji, kształtujących nasz docelowy miks energetyczny.

ODSIARCZANIE I ODAZOTOWANIE SPALIN W PEC-GLIWICE

Kamil Kowalkowski
projektant-technolog, AMK Kraków S.A.

Z końcem 2021 roku firma AMK Kraków S.A. wykonała i uruchomiła instalacje odsiarczania oraz odazotowania spalin na kotłowni WR-25 w PEC-Gliwice. Przeprowadzony na przełomie listopada i grudnia 2021 ruch gwarancyjny wykazał spełnienie przez nie wszystkich wymaganych parametrów emisyjnych oraz ekonomicznych. To kolejna ekologiczna inwestycja dla Gliwic, która w znaczący sposób ograniczyła emisję zanieczyszczeń do atmosfery.

Wysokie ceny paliwa gazowego oraz biomasy skłaniają wytwórców energii elektrycznej oraz cieplnej do zastanowienia się, czy aby decyzje o wycofaniu jednostek opalanych węglem nie były przedwczesne. Nawet najbardziej odważni w decyzjach o odchodzeniu od węgla analizują, czy optymalnym nie byłby układ zakładający pozostawienie na dłużej części węglowych mocy wytwórczych, z równoczesnym inwestowaniem w źródła odnawialne.

Sprawdzany jest więc stan techniczny posiadanych jednostek wraz z oceną możliwości przedłużenia ich żywotności. Każda instalacja ma swoją historię i w każdym przypadku potrzeby inwestycyjne mogą być różne. Jednym z podstawowych obszarów wymagających inwestycji są instalacje oczyszczania spalin.

Z końcem 2021 roku nasza firma wykonała i uruchomiła instalacje odsiarczania oraz odazotowania spalin na kotłowni WR-25 w PEC-Gliwice w ramach zadania pn. „Budowa III etapu instalacji odsiarczania spalin i I etapu instalacji odazotowania spalin dla kotłowni WR-25 w Przedsiębiorstwie Energetyki Cieplnej – Gliwice Sp. z o.o.". Przeprowadzony na przełomie listopada i grudnia 2021 ruch gwarancyjny wykazał spełnienie przez instalacje wszystkich wymaganych parametrów emisyjnych oraz ekonomicznych.

Inwestycja zrealizowana została w formule „pod klucz". W ramach prac wykonano koncepcję, projekt budowlany, uzyskano wszystkie konieczne pozwolenia, sporządzono kompletny projekt wielobranżowy, wybudowano instalację, zrealizowano wszystkie niezbędne dostawy urządzeń, wykonano system sterowania oraz dokonano rozruchu energomechanicznego i technologicznego.

fot. Kamil Kowalkowski

FOT. 1
Instalacja odsiarczania spalin

Kotłownia WR-25 jest jedną z dwóch wchodzących w skład Zakładu Cieplnego nr 1 w PEC-Gliwice Sp. z o.o. Składa się z czterech kotłów rusztowych opalanych węglem kamiennym i posiada całkowitą moc cieplną na poziomie 120 MWt. To ważny element centralnego źródła ciepła, dostarczający ciepło ponad 100 000 odbiorców.

FOT. 2
Zespół projektowo-realizacyjny

Instalacja odazotowania spalin

Dla osiągnięcia wymaganego przepisami efektu ekologicznego zabudowano instalację odazotowania spalin metodą niekatalityczną (SNCR). Instalację wykonano w oparciu o technologię firmy ERC Technik GMBH. Odazotowanie odbywa się za pomocą wtrysku bezpośredniego roztworu mocznika do komór paleniskowych kotłów. Zabudowana instalacja pracuje w trybie ciągłym i pozwala na redukcję tlenków azotu do atmosfery do poziomu znacznie poniżej wymaganych 180 mg/Nm^3.

Instalacja odsiarczania spalin

III etap rozbudowy instalacji odsiarczania spalin (IOS) dla potrzeb kotłowni WR-25 polegał na dobudowie nowej, trzeciej linii oraz modernizacji dwóch istniejących linii odsiarczania w taki sposób, żeby pracujące trzy linie mogły odsiarczyć spaliny z czterech kotłów WR-25, pracujących na maksymalnej wydajności.

Wszystkie linie odsiarczania zbudowane zostały w technologii półsuchej, suszenia rozpyłowego za pomocą głowicy rozpyłowej (SDA – Spray Drying Absorption).

W ramach zadania wykonano m.in.:

- nowy układ kanałów spalin z nowymi kolektorami dla całej kotłowni WR-25;
- nową linię odsiarczania z absorberem, filtrem workowym produkcji AMK Kraków S.A. i wentylatorem wyciągowym;
- nową stację przygotowania sorbentu dla wszystkich linii odsiarczania, z zabudową nowych lasowników produkcji AMK Kraków S.A. (to nowy produkt w ofercie AMK Kraków – więcej https://www.amk.krakow.pl/oferta/produkty/lasownik-wapna-palonego);
- nowe układy automatycznego odbioru i transportu produktu odsiarczania oraz sorbentu;
- modernizację istniejącej stacji przygotowania sorbentu;
- nowy zbiornik magazynowy produktu odsiarczania;
- modernizację sprężarkowni przez wymianę sprężarek na urządzenia nowego typu, o większej wydajności, wraz zabudową systemu odzysku ciepła odpadowego;
- nowy automatyczny system sterowania instalacją.

Dodatkowo całość instalacji wyposażono w mobilny system obchodowy, w znacznym stopniu ułatwiający systematyczny monitoring poszczególnych elementów instalacji z etykietami urządzeń NFC, oraz w system identyfikacji za pomocą kodów QR,

FOT. 3
Zespół lasowników

zapewniający obsłudze łatwy dostęp do parametrów i dokumentacji zabudowanych urządzeń.

Zarówno nowa linia odsiarczania, jak i linie istniejące, po modernizacji, mają zdolność oczyszczania spalin gwarantującą spełnienie wymogów Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 06.04.2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. poz. 680, z późniejszymi zmianami) oraz konkluzji BAT określonych w Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31.07.2017 r.

Pracujące instalacje pozwalają na redukcję przede wszystkim tlenków siarki do poziomu poniżej 180 mg/Nm^3, redukcję emisji pyłów do atmosfery do poziomu poniżej 14 mg/Nm^3, a także redukcję pozostałych zanieczyszczeń, wymaganą przez ww. konkluzje BAT.

FOT. 4
Zbiornik magazynowy roztworu mocznika

Dzięki odpowiedniemu dopasowaniu i zaprojektowaniu układu diafragma – zawirowywacz możliwa jest płynna regulacja strumienia spalin kierowanego na głowicę rozpyłową, a co za tym idzie znacznie zwiększa się elastyczność instalacji w kierunku mniejszych przepływów spalin

Pozostałe parametry zrealizowanego kontraktu

- kubatura konstrukcji żelbetowych ~930 m^3,
- tonaż konstrukcji stalowych wsporczych ~300 000 kg,
- tonaż kanałów spalin ~120 000 kg,
- tonaż zbiorników i filtra workowego ~205 0000 kg,
- długość rurociągów ~5 000 m,
- długość przewodów elektrycznych/AKPiA ~48 000 m.

Wyzwania techniczne

Jednymi z najtrudniejszych zagadnień dotyczących projektowania i eksploatacji półsuchych instalacji odsiarczania są elastyczność i dyspozycyjność instalacji. Nasze absorbery z jedną głowicą rozpyłową wyposażono w specjalny układ zawirowywacza spalin wraz z diafragmą. Diafragma jest autorskim, opatentowanym urządzeniem zaprojektowanym przez AMK Kraków S.A. Dzięki odpowiedniemu dopasowaniu i zaprojektowaniu układu diafragma – zawirowywacz możliwa jest płynna regulacja strumienia spalin kierowanego na głowicę rozpyłową, a co za tym idzie znacznie zwiększa się elastyczność instalacji w kierunku mniejszych przepływów spalin. To szczególnie korzystne w przypadku zastosowania półsuchej IOS dla kotłowni pracujących na dużej zmienności mocy.

Układ diafragma – zawirowywacz wpływa również bardzo korzystnie na przepływ spalin przez absorber, dzięki czemu praktycznie wyeliminowano konieczność awaryjnego opróżniania absorbera oraz, przy prawidłowej eksploatacji, zapewniono praktycznie w 100% dyspozycyjność urządzenia.

Zawirowywacze stosowane są z powodzeniem w czterech absorberach pracujących w PEC Gliwice. Istnieje również możliwość wbudowania zawirowywacza w istniejącą instalację, w celu poprawy jej parametrów pracy. Wykonujemy bezpłatną ocenę technicznych możliwości takiej zabudowy.

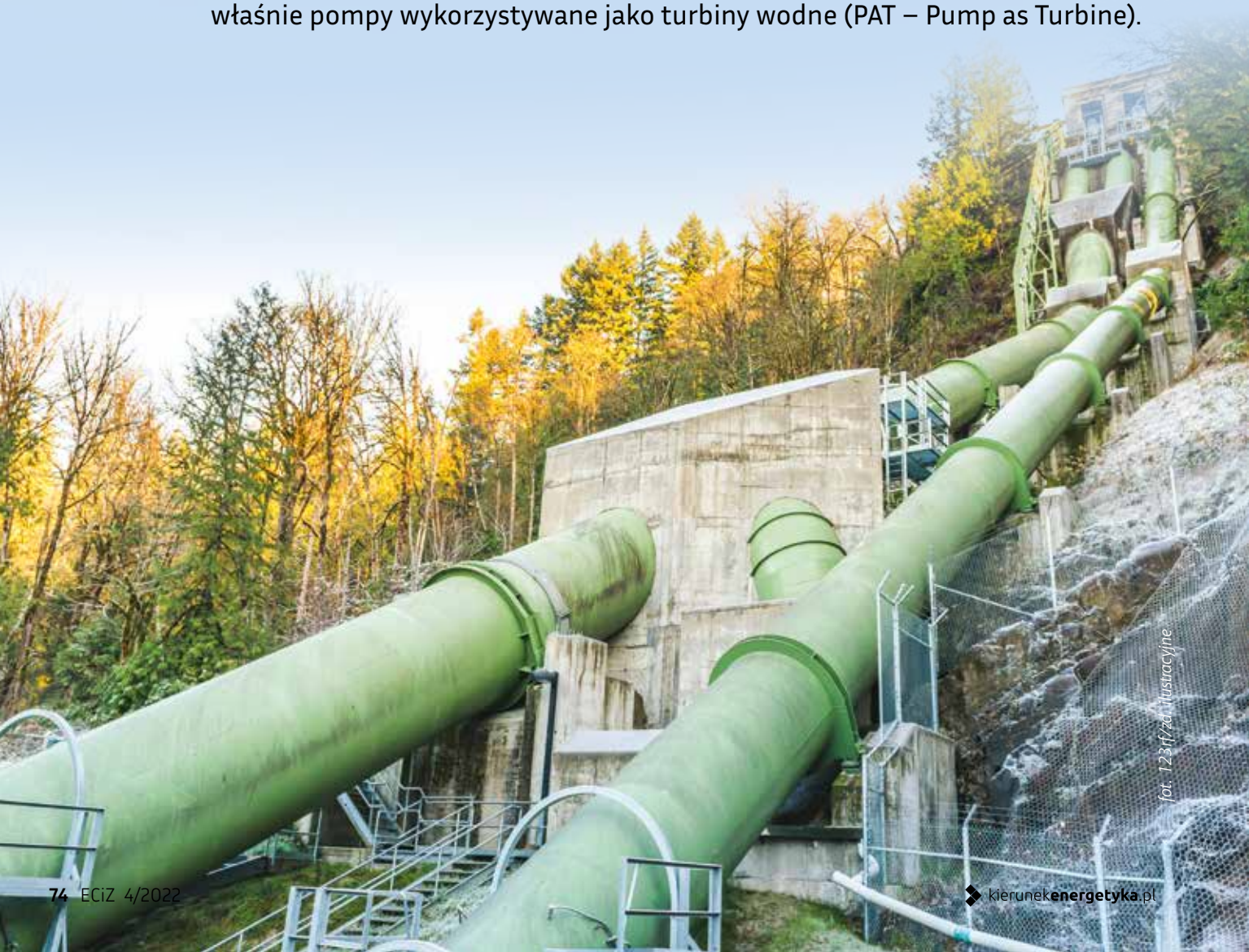
***

Zakończona inwestycja jest kolejnym kontraktem w dziedzinie ochrony środowiska, który z sukcesem zrealizowaliśmy dla tego klienta. W okresie od 2007 do 2016 roku wykonaliśmy na terenie tej samej ciepłowni, w ramach odrębnych umów, instalacje odsiarczania oraz odpylania dla kotłów WR-25 i WP-70. Najnowszy projekt obejmował również realizację instalacji odazotowania spalin (SNCR). Kontrakt był realizowany w bardzo trudnym okresie, naznaczonym pandemią COVID-19. Dzięki zastosowanym procedurom bezpieczeństwa, dobrej organizacji pracy na budowie oraz zaangażowanej, profesjonalnej kadrze wykonaliśmy całość zadania w założonym, kontraktowym terminie oraz budżecie. Istotnym czynnikiem była też partnerska współpraca z klientem.

ZASTOSOWANIE POMP DO PRACY TURBINOWEJ

dr inż. Jacek Szymczyk
Instytut Techniki Cieplnej, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, Politechnika Warszawska

Pompy można wykorzystać jako źródło energii i – użyte w specyficzny sposób – zaliczyć do OZE. Z roku na rok rośnie globalne zużycie energii i powoli wykorzystywane są nieodnawialne zasoby paliw kopalnych. Wzrasta także presja społeczno-polityczna, aby używanie tych zasobów ograniczać poprzez m. in. inwestowanie w takie źródła energii (w szczególności elektrycznej), które przynajmniej zmniejszyłyby znacząco zużycie paliw kopalnych lub, najlepiej, całkowicie je zatrzymały. Jednym z takich źródeł w skali lokalnej mogłyby być właśnie pompy wykorzystywane jako turbiny wodne (PAT – Pump as Turbine).



fot. 123rf/zdjęcia ilustracyjne

Od 2012 roku obowiązuje rozporządzenie nr 547/2012 w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla pomp do wody, które narzuca wartość minimalnej energochłonności MEI dla pomp do wody czystej, wynoszący 0,4. Pojawia się zatem pytanie: czy w przypadku pojawienia się technicznej możliwości odzyskania energii z cieczy za pomocą pompy w trybie turbinowym zasadnym ekonomicznie jest wykorzystanie starej pompy, niespełniającej już wymogu MEI < 0,4 i zastąpienie jej w instalacji nową pompą o odpowiedniej sprawności? Czy jednak taka modernizacja jest nieopłacalna i stare pompy pozostawić w ich dotychczasowej lokalizacji, a do odzysku (wytwarzania) energii wykorzystać już nowo zakupione?

Pracę pompy jako maszyny hydraulicznej można opisać za pomocą szeregu parametrów, jednak tylko kilka z nich jest parametrami niezależnymi. Ich wartości jednoznacznie określają stan energetyczny pompy i kierunek przekazywania energii z jej udziałem. W literaturze przyjęło się, jako sposób naturalny i najwygodniejszy, aby za parametry te przyjąć wielkości następujące: H, Q, M oraz n, przy czym każda z tych wielkości może być wartością tak dodatnią, jak i ujemną, co oznaczałoby, że:

- dla H > 0 – pompa powoduje przyrost ciśnienia,
- dla H < 0 – na pompie następuje spadek ciśnienia,
- dla Q > 0 – przez pompę przepływ jest zgodny z normalnym przepływem pompowym,
- dla Q < 0 – przez pompę przepływ jest przeciwny niż normalny przepływ pompowy,
- dla M > 0 – pompie przekazywana jest moc mechaniczna z napędu,
- dla M < 0 – pompa przekazuje moc mechaniczną napędowi,
- dla n > 0 – kierunek obrotów jest prawy, patrząc od strony napędu,
- dla n < 0 – kierunek obrotów jest lewy, patrząc od strony silnika.

Dla pracy dla najczęściej spotykanego trybu pompowego wszystkie cztery parametry (H, Q, n, M) przyjmują wartości dodatnie, jednak istnieje wiele innych fizycznych stanów pracy pomp, przy których niektóre z tych parametrów przyjmują wartości ujemne. Spośród tych możliwości część kombinacji oznacza pracę w stanie rozpraszania energii (np. gdy pompa jest napędzana napędem zewnętrznym M > 0 przy prawych n > 0 lub lewych n < 0 obrotach, lecz przepływ jest wymuszony przez nią w kierunku przeciwnym Q < 0, stąd H > 0), inny może oznaczać normalną pracę pompową, ale z obrotami lewymi (pracę z obniżoną sprawnością H > 0, Q > 0, n < 0, M > 0), jednak istnieje także tryb pracy turbinowej, w której pompa może pracować jako turbina (H > 0, Q < 0, n < 0, M < 0) lub turbina z obrotami odwrotnymi (H < 0, Q > 0, n < 0, M > 0).

Źródło energii składające się z pompy pracującej w trybie turbinowym mogłoby być tanim i łatwo dostępnym, zaliczanym do źródeł odnawialnych w skali mikro, ponieważ na rynku oferowanych jest bardzo wiele typoszeregów pomp i są one produkowane seryjnie, więc ich cena jest wyraźnie niższa niż specjalnie do tego celu dedykowanych turbin wodnych. Oczywiście, parametry wydajnościowe, tj. sprawność lub moc przy takich samych warunkach zasilania tak pracujących pomp będą niższe niż specjalnie do tego celu zaprojektowanych turbin wodnych, lecz za każdym razem wybór konkretnego rozwiązania powinien być podyktowany szczegółowym rachunkiem kosztów w cyklu życia, a PAT jest tu atrakcyjną alternatywą.

Tematyka pomp pracujących w warunkach innych niż nominalne, a w szczególności PAT, istnieje w literaturze od dawna, zaś pierwsze publikacje na temat wykorzystania pompy do wytwarzania energii pojawiły się już w latach 60. XX wieku. Podstawowym zagadnieniem jest określenie parametrów uzyskiwanych przez pompę w trybie turbinowym. Istnieje szereg formuł umożliwiających przeliczenie tych parametrów, z których część zbudowana jest na podstawie punktu najwyższej sprawności pompowej (BEP), zaś część na podstawie wyróżnika szybkobieżności pompy. Zestawienie tych formuł przedstawiono w tabeli 1 (istnieje także kilka innych formuł, jednak ich postacie zawierają w sobie takie wielkości jak wyróżnik szybkobieżności pompy w trybie turbinowym n_t lub sprawność hydrauliczna η_{hp}, które często nie są znane lub kłopotliwe do określenia bez uprzednich badań pompy w trybie turbinowym).

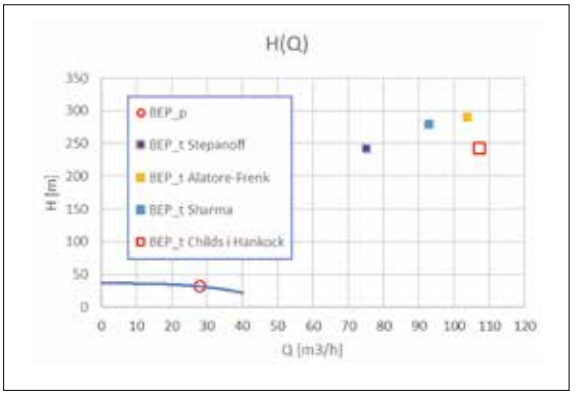
W 2013 roku dowiedziono, że sprawność maksymalna w trybie turbinowym (BEPp) jest taka sama lub bardzo zbliżona do maksymalnej wartości sprawności (BEPp) osiąganej przy pracy w trybie pompowym, dlatego formułę nr 5 przyjęto także do rozważań.

Wskazane w tabeli 1 formuły dają różniące się od siebie wartości współrzędnych punktów BEP w trybie turbinowym, gdyż biorąc pod uwagę skrajne punkty,

TAB. 1 Zależności literaturowe wiążące parametry pomp w pracy pompowej (Q_p i H_p) i turbinowej (Q_t i H_t)

Lp.	Autor formuły	Q_t/Q_p	H_t/H_p
1	Stepanoff *)	$(\eta p)^{-0,5}$	$(\eta p)^{-1}$
2	Alatorre-Frenk	$(0,85 \cdot \eta_p^{5}+0,385) \cdot (2 \cdot \eta_p^{9,5}+0,205)^{-1}$	$(0,85 \cdot \eta_p^{5}+0,385)^{-1}$
3	Sharma *)	$\eta_p^{-0,8}$	$\eta_p^{-1,2}$
4	Childs	η_p^{-1}	η_p^{-1}
5	Hancock	η_t^{-1}	η_t^{-1}

*) – najlepszą zgodność tych formuł, a zatem i obszar ich obowiązywania, ich autorzy określili dla pomp z zakresu wyróżników szybkobieżności 40...60.
η_p – sprawność całkowita pompy w BEP_p, η_t – sprawność turbiny w BEP_t.



RYS. 1 Na tle charakterystyki H(Q) pompy o wyróżniku szybkobieżności nq = 10 i jego punktu BEPp naniesiono współrzędne punktów BEPt, które zostały obliczone według wspomnianych powyżej formuł

różnice te osiągają wartość nawet blisko 30%, jednak należy zastrzec, że niektóre z tych formuł, według zastrzeżeń ich autorów, obowiązują jedynie dla pomp o ściśle określonym zakresie wyróżników szybkobieżności. Jednak niezależnie od tych różnic, wszyscy autorzy analizujący ten nietypowy stan pracy pomp PAT, zgodni są, że aby osiągnąć maksymalną sprawność, należy pompie zapewnić znacznie większy przepływ oraz spad niż przy pracy w trybie pompowym. Pokazano to na rysunku 1, gdzie na tle charakterystyki H(Q) pompy o wyróżniku szybkobieżności nq = 10 i jego punktu BEPp naniesiono współrzędne punktów BEPt, które zostały obliczone według wspomnianych powyżej formuł.

Biorąc pod uwagę ograniczenia części z formuł oraz dane literaturowe, można przyjąć, że odpowiednim modelem do przeliczenia parametrów pompowych na PAT będą formuły prezentowane w modelu o numerze 4 oraz 5.

Czy modernizować pompy?

Do analiz przyjęto cztery pompy o parametrach, jak pokazano w tabeli 1.

Konstrukcje te nie są najnowsze. Pompy te charakteryzują się różną mocą, różnymi sprawnościami w BEP_p oraz mają różne wyróżniki szybkobieżności. Zgodnie z metodologią obliczania współczynnika MEI dla pomp do wody czystej, wartości te obliczono i pokazano także w tabeli 1. Jak widać, żadna z tych pomp nie spełnia wymogu minimalnej energochłonności MEI > 0,4. Można zatem postawić sobie pytanie – jeżeli każda z tych pomp (patrząc oddzielnie) pracowałaby w rzeczywistej instalacji, to:

- czy warto wykonać remont (modernizację) istniejących pomp, w wyniku którego zwiększyłaby się ich sprawność i o ile punktów procentowych sprawność ta musiałaby zostać podniesiona, aby spełnić wymagania rozporządzenia 547/2012?
- czy zasadnym byłaby ich wymiana na nowe, spełniające wymogi rozporządzenia 547/2012, a stare (jeśli byłaby taka techniczna możliwość) wykorzystać do wytwarzania energii?

Odpowiedź na pytanie pierwsze jest uzależniona od kosztów modernizacji, które mogą się różnić w zależności od tego, jakiego typu modernizację należałoby wykonać (np. wymiana łożysk, wymiana uszczelnień, szlifowanie i/lub lakierowanie części przepływowych, zaostrzenie wylotu łopatek, itp.) i koszty te mogą być niekiedy dość znaczące, nie wspominając już o konieczności wyłączenia pompy z eksploatacji, zatem zależny jest od szeregu czynników. Problem ten więc nie będzie tu dyskutowany. Wyznaczyć jednak można, o ile trzeba podnieść średnią sprawność pompy przyjmowaną do wyznaczenia tzw. domku sprawności, aby osiągnąć poziom akceptowalny. I tak w poszczególnych przypadkach sprawność tę należałoby zwiększyć średnio o wartości pokazane w tabeli 2.

O ile nie jest zadaniem trudnym i bardzo kosztownym osiągnąć przyrost sprawności na poziomie części punktu procentowego (nr 1 i 3), to jednak w przypadku pomp o numerach 2 i 4 byłoby to już stosunkowo trudne i najprawdopodobniej zupełnie nieopłacalne.

Zastanowić się warto teraz, jakie oszczędności energii i finansowe przyniosłaby taka modernizacja. Znając wymaganą wartość sprawności, którą należałoby osiągnąć, można w prosty sposób określić pobór mocy po modernizacji oraz ilość zaoszczędzonej energii z tytułu poprawienia samej sprawności (dla uproszczenia pominięto sprawności silnika, obliczając jedynie moc netto pompy). Założono przy tym, że pompy pracowałyby przez cały rok przez t = 6500 godz. Do obliczenia zaś wartości zaoszczędzonej energii elektrycznej przyjęto jej cenę jednostkową na poziomie ce = 0,65 PLN/kWh, a wszystkie te wartości także pokazano w tabeli 2.

Wykazane ilości zaoszczędzonej energii są dalekie od równowartości 10 toe (116,3 MWh rocznie), która to ilość energii upoważnia do wystąpienia o białe certyfikaty. Wspomnieć jednak należy, że choć oszczędności na jednej pompie są niewystarczające, to działania o takim samym charakterze można łączyć i występować o białe certyfikaty dla tak zagregowanej ilości zaoszczędzonej energii, nawet jeśli obejmowałaby bardzo wiele pomp. I tak w przypadku np. pompy nr 4 taka sama modernizacja (remont lub wymiana na pompę o wyższej sprawności) na 10 pompach już mogłaby uprawniać do ubiegania się o białe certyfikaty, choć oczywiście w każdym

TAB. 2 Zestawienie parametrów badanych pomp

nr	Q_{BEP} [m³/h]	H_{BEP} [m]	n [obr/min]	η [%]	P_m [kW]	n_q	MEI
1	52,5	118,7	3000	49	34,6	10	0,32
2	112	113,5	3450	67,3	51,3	17,5	0,22
3	70	17,1	1450	72,8	4,5	24	0,33
4	28	31,5	2925	59,9	4	18,5	0,19

NOVAR

SPECJALIZUJEMY SIĘ **W WIELKOGABARYTOWYCH KONSTRUKCJACH STALOWYCH** DLA PRZEMYSŁU

Od ponad 30 lat produkujemy wielkogabarytowe konstrukcje stalowe, urządzenia i części dla wiodących sektorów przemysłu – energetyki, górnictwa oraz budownictwa. Naszą silną stroną jest wykwalifikowana kadra pracowników, stale modernizowane zaplecze techniczne oraz bogaty park maszynowy.

Dzięki szerokim możliwościom spawalniczym, własnej śrutowni i malarni, realizujemy skomplikowane projekty technologiczne odpowiadające potrzebom dynamicznego rynku. Jakość i terminowość naszych usług pozwoliły pozyskać nam wielu międzynarodowych partnerów.

Posiadamy doświadczenie w wykonawstwie konstrukcji stalowych z materiałów w następujących gatunkach: stal czarna, nierdzewna, trudnościeralna.

Urządzenia dla energetyki

- Elementy nawęglania,
- Elementy odsiarczania spalin,
- Konstrukcje elektrofiltrów,
- Kanały powietrza i spalin wraz z konstrukcją wsporczą,
- Kominy stalowe,
- Elementy konstrukcji stalowych chłodni kominowych i wentylatorowych.

Konstrukcje górnicze

- Kubły górnicze do transportu ludzi i urobku,
- Konstrukcje stalowe nadszybia,
- Konstrukcje szybowe,
- Konstrukcje skrzyżowań górniczych,
- Elementy maszyn i urządzeń górniczych.

Konstrukcje stalowe dla przemysłu, hutnictwa, budownictwa

- Przemysłowe konstrukcje technologiczne,
- Zbiorniki bezciśnieniowe, silosy, przesypy,
- Zbiorniki ciśnieniowe,
- Rurociągi przemysłowe cieczy i gazów,
- Kanały wentylacyjne z zasuwami i kierownicami,
- Konstrukcje stalowe oczyszczalni ścieków i wytwórni biogazu,
- Konstrukcje komunikacyjne, wsporcze, pomosty, podesty.

ul. Towarowa 2-18 | 44 -100 Gliwice
tel. +48 32 339 65 30 | sekretariat@novar.pl
www.**novar**.pl

podobnym przypadku musi być wykonany uprzednio szczegółowy audyt efektywności energetycznej potwierdzający taką oszczędność.

Korzyści z pracy jako PAT

Gdyby zatem przyjąć, że istniejące pompy mogą być i zostaną wykorzystane do wytwarzania energii i pracować będą w okolicach punktu optymalnego BEPt, to można określić korzyści płynące z tego trybu pracy. Przy takich samych założeniach, jak poprzednio, tj. 6500 godz. pracy rocznie oraz tej samej cenie energii elektrycznej, wykonano obliczenia tych korzyści i przedstawiono je w tabeli 3.

Tablica 3 pokazuje wartości korzyści finansowych dla pomp starych i o dość niskich sprawnościach. Istnieje jednak możliwość pozostawienia pomp starych na swoich miejscach, a do pracy turbinowej zastosowanie pomp nowych o sprawnościach wyższych. Tutaj jednak, z uwagi na to, że odnośnie turbin wodnych nie ma wymogu minimalnej sprawności, niewielkiego wpływu sprawności na osiągi samej turbiny oraz w końcu jednak niezbyt precyzyjnych formuł przeliczeniowych, takie działanie wydaje się nierozsądne, gdyż korzyści z pomp nowych jako PAT, w porównaniu ze starymi, będą bardzo niewielkie, a dodatkowo poniesione zostaną ewentualnie koszty na remont pomp starych podnoszących ich parametry.

Porównując zatem wartości z tabel 2, 3 oraz dane i oferty dostawców pomp o podobnych parametrach,

POMPY DO ENERGII
Tematyka pomp pracujących w warunkach innych niż nominalne, a w szczególności PAT, istnieje w literaturze od dawna, zaś pierwsze publikacje na temat wykorzystania pompy do wytwarzania energii pojawiły się już w latach 60. XX wieku

fot. 123rf

najbardziej zasadnym wydaje się wniosek, że najlepszym rozwiązaniem byłaby wymiana w instalacji starych pomp na nowe i spełniające wspomniane wymogi, zaś stare wykorzystać do pracy turbinowej (o ile taka mogłaby mieć miejsce). Jednakże z uwagi na to, że pompy o niskich wyróżnikach szybkobieżności wymagają dużych spadów (ciśnień zasilania), to ich zastosowanie jest dość ograniczone do stosunkowo wąskiego obszaru instalacji.

***

PAT jest wciąż ciekawą alternatywą niewykorzystywaną szeroko w przemyśle. Każda jednak inicjatywa dążąca do ograniczenia zużycia energii i zwiększenia efektywności energetycznej jest cenna i konieczna. Efektywność energetyczna to kolejne, choć niewidzialne paliwo, zaś zwiększanie jej także poprzez odzysk energii z procesów technologicznych jest warte uwagi, gdyż poza korzyścią finansową pozwala zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne i oddala od widma niedostatków energii w systemie.

TAB. 3
Wartość przyrostów sprawności (średnich) koniecznych do spełnienia warunku MEI > 0,4 oraz korzyści finansowe modernizacji

Nr	Δη [p.p.]	Pm [kW]	Pm' [kW]	Pm – Pm' [kW]	E [kWh]	Ke [PLN]
1	0,9	34,9	34,3	0,63	4 096	2 662
2	2,5	51,89	50	1,86	12 080	7 852
3	0,5	4,53	4,5	0,03	202	131
4	3,3	4,03	3,82	0,21	1368	889
Przyjęto: czas pracy w roku t = 6500 godz/rok, cena energii elektrycznej ce = 0,65 PLN/kWh						

TAB. 4
Korzyści z pracy turbinowej pomp o wskaźniku MEI < 0,4

Nr	Q_{BEP} [m3/h]	H_{BEP} [m]	Pm [kW]	E [kWh]	Ke [PLN]	Ke [PLN]
1	107,14	242,24	34,59	224 815	146 129	2 662
2	166,42	168,65	51,37	333 894	217 031	7 852
3	96,55	23,59	4,49	29 185	18 971	131
4	46,75	52,92	4,03	26 195	17 027	889
Przyjęto: czas pracy w roku t = 6500 godz/rok, cena energii elektrycznej ce = 0,65 PLN/kWh						

ReliaSol
The Art of Prediction

TECHNOLOGIA NOWYM WIATREM
dla skrzydeł energetyki

Piotr Lipnicki
CEO&CTO ReliaSol

To nie jest łatwy okres dla energetyki. Znajdujemy się w sytuacji, gdzie otaczają nas wielkie niewiadome. Od pandemii COVID-19, która nie dość, że zmieniła strukturę zapotrzebowania na energię, to jeszcze poddała wielkiej próbie zadania krytyczne, wykonywane przez ludzi w zakładach. Przez wojnę u naszych sąsiadów, której skutkiem są zawirowania w dostępie do surowców. Aż do huśtawki cenowej niemal każdego elementu finalnej ceny energii.

Wszystkie te zdarzenia wymagają od nas natychmiastowych reakcji i błyskawicznego korygowania ewentualnych błędów. W takich sytuacjach bardzo dużo się uczymy – z niespodziewaną wręcz prędkością. Tak było, na przykład, z pracą zdalną w części zawodów. Zaczęliśmy pracować z domów masowo, z czasem nauczyliśmy się lepiej organizować siebie i wspólną pracę, a na końcu – zobaczyliśmy z tego benefity, przywykając do hybrydowego modelu pracy.

Konsekwencją tych lekcji jest świadomość, że nie mamy kontroli nad wieloma czynnikami, ale tam, gdzie mamy – chcemy móc przewidywać trudności i im przeciwdziałać.

Z podobnymi założeniami wyszliśmy, kiedy rozpoczynaliśmy prace nad narzędziem, które rozwiązuje jedną z głównych bolączek linii produkcyjnych w całym przemyśle – nieplanowane przestoje wynikające z awarii. Korzystając z zaawansowanej statystyki i sztucznej inteligencji, opracowaliśmy system, który przetwarza ogromne paczki danych i na ich podstawie wskazuje, kiedy i gdzie nastąpi awaria. Robi to z wyprzedzeniem czasowym, które pozwala w porę podjąć akcje zaradcze lub zaplanować bezpieczną przerwę w produkcji.

Z tego rozwiązania korzystały duże firmy z różnych sektorów, zawsze znajdując pole do optymalizacji swojego utrzymania lub całego procesu produkcyjnego. Firmy, dla których awarie były niezwykle kosztowne i niosły poważne ryzyka kar za niewywiązanie się z dostaw. Co jednak, kiedy koszty awarii i ryzyka są mniejsze, ale ciągle – zwłaszcza w dobie tylu zagrożeń – chcemy ich unikać?

To pytanie padło na kilku spotkaniach z klientami i zaczęliśmy zadawać je sobie sami. Czy jesteśmy w stanie zaproponować mniejsze, niepotrzebujące tylu danych, ale ciągle dokładne rozwiązanie do przewidywania awarii? I tak, po kilku miesiącach jesteśmy gotowi do wdrażania najnowszych aplikacji, które na bieżąco śledzą pracę maszyn i informują o niepokojących anomaliach.

Wiemy, że otacza nas wiele niewiadomych i wiemy też, że na większość z nich nie mamy dużego wpływu. Dlatego też przykładamy ogromną wagę do tego, co możemy zapewnić – sprawną komunikację z maszynami i eliminację nieplanowanych postojów i awarii.

Tylko tyle czy aż tyle? Odpowiedź na to pytanie pozostawiamy Wam.

Fot. 123rf

EFEKTY WSPÓŁSPALANIA

węgla kamiennego z węglem brunatnym i toryfikatem biomasy

Halina Pawlak-Kruczek, Jakub Mularski , Daniel Smykowski
Politechnika Wrocławska

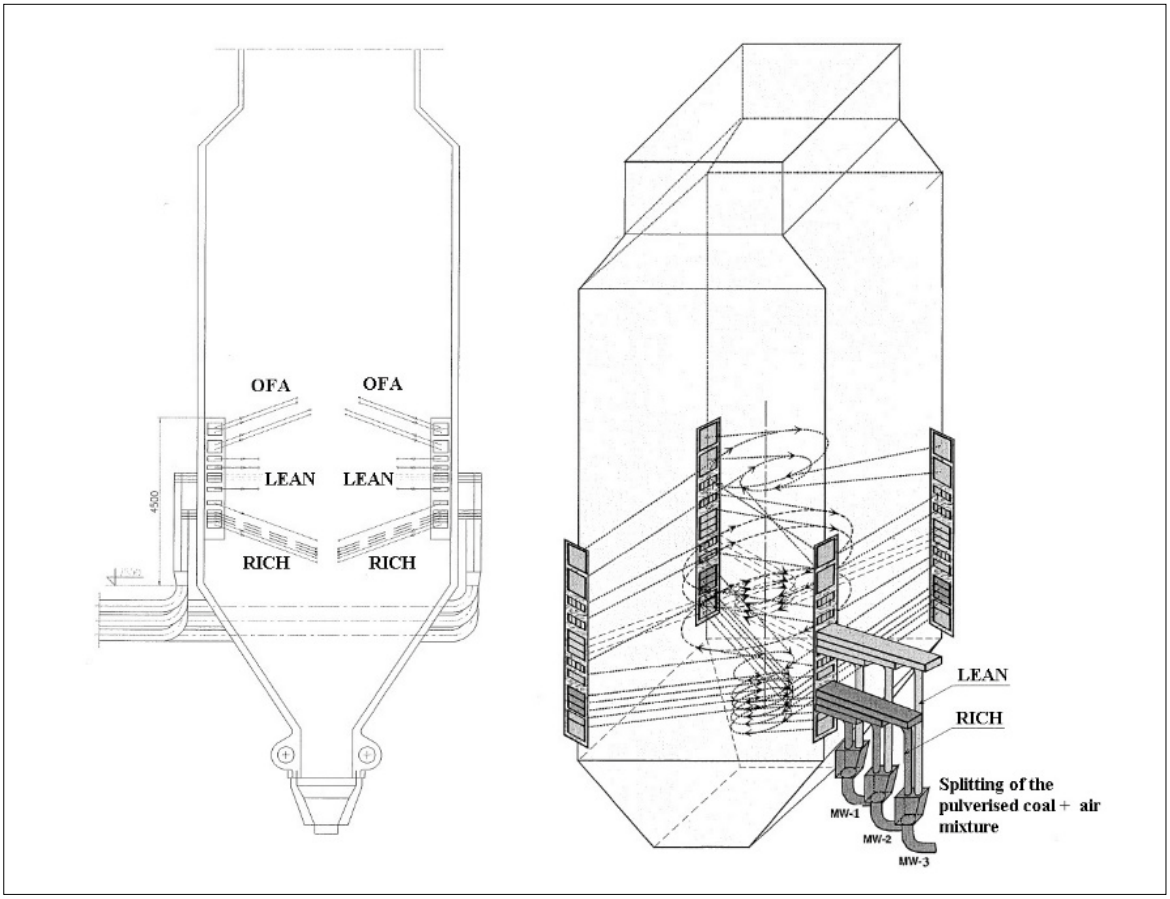
Robert Lewtak
Instytut Energetyki, Warszawa

Problem produkcji energii z paliw kopalnych, a w szczególności z węgla kamiennego i brunatnego, stoi w sprzeczności z koncepcją zrównoważonego rozwoju i wymaga nowych rozwiązań uwzględniających integrację z OZE. Węgiel nadal jest znaczącym paliwem używanym na świecie do produkcji energii [1]. Dozowanie waloryzowanej/toryfikowanej biomasy o wysokiej temperaturze (190-300°C) wraz z torgazem bezpośrednio z toryfikatora do węgla brunatnego pozwala na podsuszenie węgla brunatnego, który kolejno wraz z toryfikatem można zmieszać z węglem kamiennym przed młynami.

Odpowiednie dobranie strumieni toryfikatu pozwala na usunięcie wilgoci z węgla brunatnego w określonej ilości i uzyskany miks paliwowy węgla brunatnego z toryfikatem powinien być zbliżony właściwościami fizykochemicznymi do węgla. Następnie miks należy doprowadzić do węgla kamiennego transportowanego do młyna.

Efektywne wykorzystanie toryfikowanej biomasy jako dodatku do węgla, a jednocześnie jako czynnika wstępnie suszącego węgiel brunatny w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem, wymaga niewielkich modernizacji.

Suszenie węgla brunatnego jest konieczne, aby uniknąć straty ciepła w objętości komory na odparowanie wilgoci, a stąd i sprawności kotła. Nowym rozwiązaniem może być wykorzystanie gorących stałych i gazowych produktów toryfikacji biomasy (od 190-270°C) do odprowadzenia wilgoci z lignitów przed komorą spalania. Taka technologia przygotowania miksu węgla brunatnego, biomasy toryfikowanej i węgla kamiennego stanowi jedno z prostszych rozwiązań, które minimalizują emisję gazów cieplarnianych (a stąd opłaty ETS), a także zmniejszają zapotrzebowanie na coraz trudniej dostępny węgiel kamienny.



RYS. 1
Układ paleniskowy kotła WP-120

W pracy przedstawiono zachowanie się procesu spalania mieszanki podsuszonego węgla brunatnego o określonym udziale i węgla kamiennego w kotle WP-120, opalanym pierwotnie węglem kamiennym. Przeprowadzono symulacje CFD oraz pomiary na rzeczywistym kotle. Dla danych z badań na obiekcie oszacowano ilość koniecznego toryfikatu do uzyskania wymaganej zawartości wilgoci w węglu brunatnym umożliwiającego jego współspalanie w kotle WP-120 w określonej ilości. Analizowano założenie, że biomasa dostępna lokalnie po odpowiedniej waloryzacji może stanowić źródło odnawialnego paliwa dodatkowego do opalania istniejących kotłów mieszaniny węgla brunatnego, toryfikatu i węgla kamiennego, co zbliża nas do uzyskania co najmniej lokalnie niezależności energetycznej [2-3].

Energia potrzebna do toryfikacji biomasy zależy od temperatury procesu, a ta ma wpływ na ciepło procesu. Reakcja ta może być egzotermiczna, niemniej dodatkowe ilości konieczne do procesu można zbilansować w ramach bloku, wykorzystując ciepło odpadowe.

Z badań wynika, że ciepło reakcji jest bliskie granicy między endo- i egzotermiczną, z tendencją do bardziej egzotermicznego zachowania, przy rosnącym stopniu toryfikacji. Pomimo niepewności co do pojemności cieplnej drewna i toryfikatu z temperatur powyżej temperatury 420 K, wyznaczone ciepło reakcji mieści się w zakresie od -199 J/g (egzotermiczna) do -148 J/g.

Spalanie podsuszonego węgla brunatnego oceniano zarówno poprzez symulacje numeryczne, jak i doświadczalnie.

W ramach niniejszej pracy doświadczalnie testowano kocioł przemysłowy WP-120. Próby przeprowadzono podczas pracy kotła przy ustalonym obciążeniu, stosując zarówno wilgotny, jak i podsuszony węgiel brunatny, aby ocenić wpływ suszenia na sprawność kotła i pozostałe parametry operacyjne kotła, w tym emisję.

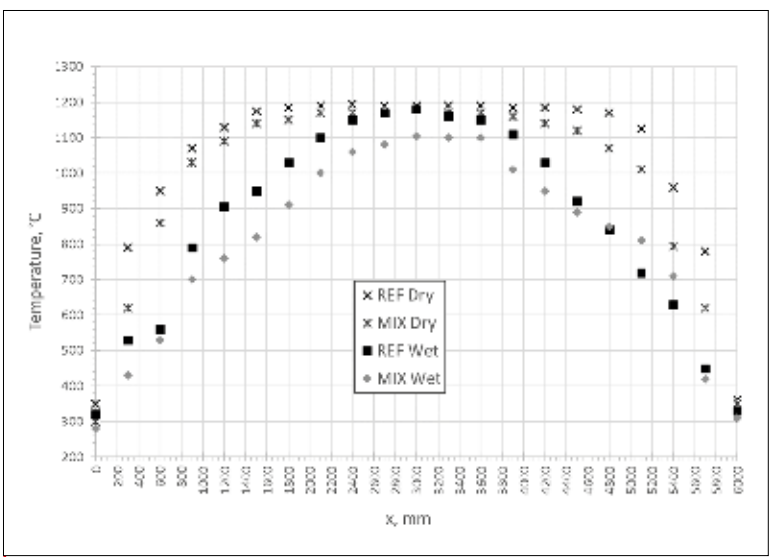
Podczas prób spalania badano i oceniano różne parametry związane z konstrukcją układu paleniskowego, w tym między innymi wilgotność i rozkład wielkości ziaren podsuszonego węgla brunatnego. Ponadto analizowano wpływ współspalania podsu-

TAB. 1
Harmonogram testów przeprowadzonych na kotle WP120

Kod próby	Moc kotła	Udział węgla brunatnego w mieszance paliwowej		Data	Średnia temperatura zewnętrzna
-	MWh	% masy	% energii	dz./m/rok	°C
WZ Mokry	49	0	0	27/01/2017	- 2,3
MIESZ Mokra	48	36,6	21,7	27/01/2017	1,8
WZ Suchy	58	0	0	14/02/2017	- 3,9
MIESZ Sucha	58	18,9	11,6	14/02/2017	- 4,5

		Jednostka	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Analiza przybliżona				
Zawartość popiołu	suchy	%	11,79	12,57
Zawartość wilgoci	surowy	%	8,98	26,51
Części lotne (VM)	suchy	%	27,68	49,62
Wysoka wartość opałowa (HHV)	suchy	MJ/kg	29,62	22,10
Niska wartość opałowa (LHV)	w stanie otrzymanym	MJ/kg	25,87	15,02
Analiza elementarna				
Węgiel „C”	suchy	%	70,83	58,89
Wodór „H”	suchy	%	4,38	3,55
Azot „N”	suchy	%	1,28	0,75
Siarka „S”	suchy	%	0,41	0,93
Skład popiołu				
Dwutlenek krzemu i część nierozpuszczalna	SiO_2	%	72,23	50,93
Tlenek aluminium	Al_2O_3	%	9,61	4,72
Tlenek żelaza (III)	Fe_2O_3	%	6,34	15,47
Tlenek manganu	Mn_3O_4	%	0,14	0,14
Tlenek tytanu	TiO_2	%	1,33	1,17
Tlenek wapnia	CaO	%	2,02	12,53
Tlenek magnezu	MgO	%	2,09	2,60
Tlenek sodu	Na_2O	%	0,94	0,91
Tlenek potasu	K_2O	%	0,85	0,15
Trójtlenek siarki	SO_3	%	4,44	11,39

TAB. 2
Analiza węgla kamiennego i węgla brunatnego użytego w próbie współspalania wstępnie podsuszonego węgla brunatnego i w analogicznej próbie wzorcowej (MIESZ Sucha i WZ Suchy)



RYS. 2
Rozkład temperatury w osi środkowej, poziomej, równolegle do przedniej ściany kotła

szonego węgla brunatnego z węglem kamiennym na pracę eksploatacyjną kotła.

Przeprowadzono próby dla dwóch różnych udziałów masowych węgla brunatnego przy dwóch różnych obciążeniach kotła.

Wykonane badania miały na celu ocenę możliwości stosowania węgla brunatnego jako paliwa uzupełniającego.

Testy na kotle

WP-120 jest kotłem wodnym, z paleniskiem pyłowym, którego obciążenie znamionowe wynosi 120 Gcal/godz. Używany jest w ECO Opole jako szczytowe źródło ciepła. Kocioł WP-120, zaprojektowany do spalania pyłu węgla kamiennego, został wyposażony w trzy młyny wentylatorowe dostarczające pył węglowy i gaz nośny. Schemat układu paleniskowego przedstawia rys. 1, a dokładny opis kotła zawarto w pracy [3].

Zmontowano dodatkową linię zasilającą, aby podawać węgiel brunatny z dedykowanych zasobników węgla do młynów węglowych nr 1 i 2 [3].

Testy współspalania węgla brunatnego i kamiennego

W tabeli 1 przedstawiono harmonogram przeprowadzonych testów. Każda próba współspalania była poprzedzona testem referencyjnym dla 100% węgla kamiennego. Podstawowe własności paliw ukazano w tabeli 2 dla próby współspalania podsuszonego węgla brunatnego.

Rozkład temperatury w komorze paleniskowej wyznaczono stosując pirometry aspiracyjne (patrz rys. 2), a skład spalin mierzono za pomocą analizatorów Siemens Ultramat 23 i Oxymat, badających NO, SO_2, CO, CO_2 i tlen. Wartości emisji NO, SO_2 i CO z kotła ze współspalania z podsuszonym i wilgotnym węglem brunatnym i testów referencyjnych zaprezentowano na rysunku 3.

Po każdej próbie pobierano próbki popiołu lotnego i popiołu dennego, dla których wyznaczano stratę prażenia (LOI) i w rezultacie stratę niezupełnego spalania. W oparciu o zmierzone parametry wyznaczono sprawność kotła WP-120 i główne straty z testu referencyjnego i współspalania przy użyciu podsuszonego i wilgotnego węgla brunatnego, zawarte w tabeli 3.

Obliczenia numeryczne kotła

Do symulacji numerycznych opracowano model geometryczny kotła WP-120, zgodnie z dokumentacją techniczną i informacjami dostępnymi podczas modelowania. Na rysunku 4 przedstawiono widok ogólny modelu geometrycznego kotła.

Wartości uzyskane z analiz węgla kamiennego i węgla brunatnego (tabela 2) użyto w symulacji jako parametry wejściowe paliwa. Parametry Rosina-Rammlera użyte do symulacji były następujące: d = 125 µm, n = 2,77 dla węgla kamiennego

MCS200HW: SPRAWDZONA TECHNOLOGIA POMIAROWA DLA SYSTEMÓW CEMS W NOWYM WYDANIU

THIS IS SICK

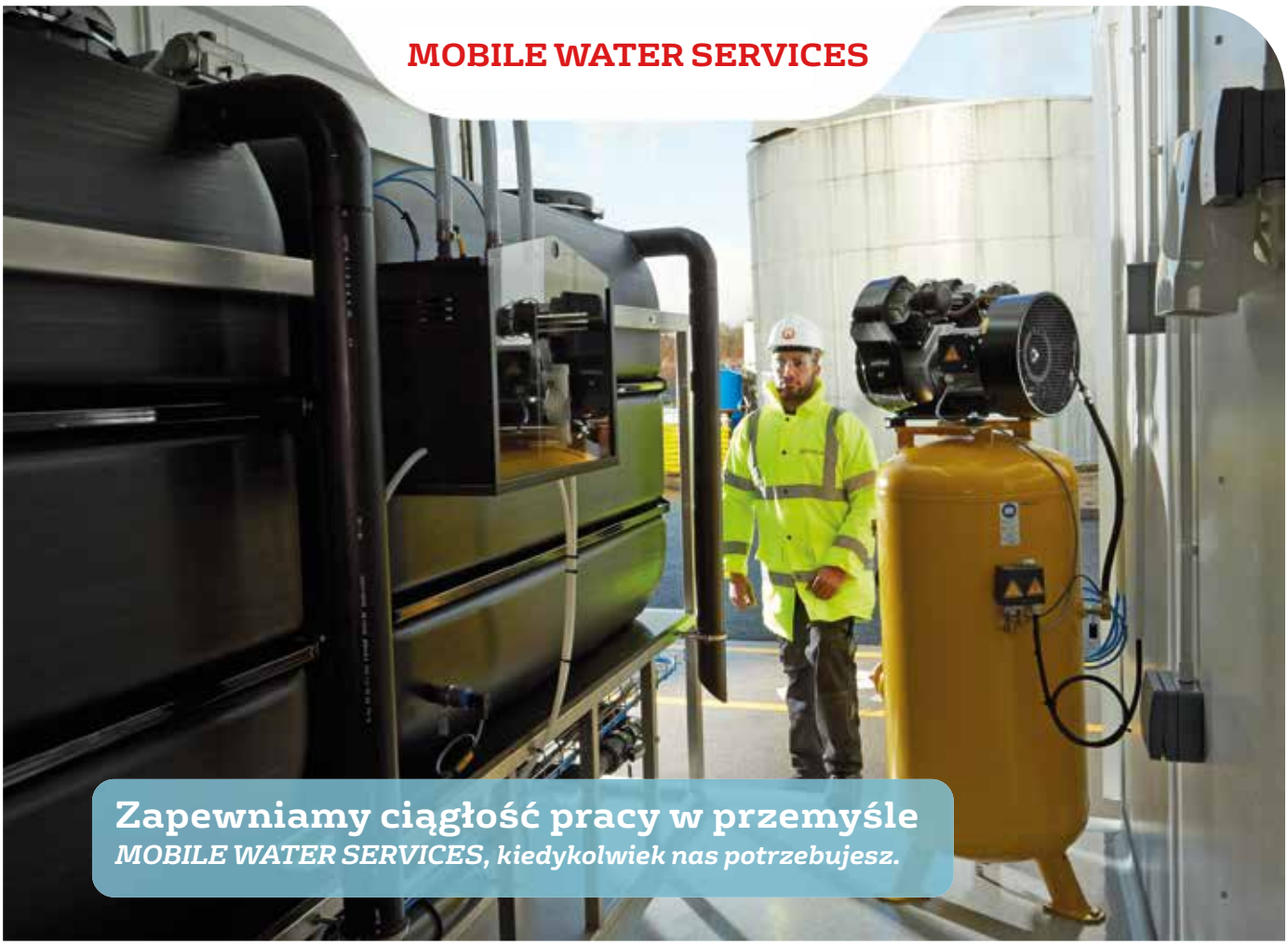
Sensor Intelligence.

Jeden system analizy, wiele możliwości, wysoka wydajność

- Niezawodna technologia pomiaru ekstrakcyjnego (gorąca próbka)
- Monitorowanie do 12 składników pomiarowych jednocześnie
- Sprawdzenie punktu odniesienia bez gazów testowych
- Wygodny, intuicyjny interfejs użytkownika

Więcej informacji na: www.sick.com/MCS200HW

MOBILE WATER SERVICES



Zapewniamy ciągłość pracy w przemyśle
***MOBILE WATER SERVICES*, kiedykolwiek nas potrzebujesz.**

REACT 24.7

AWARIA

PLANOWANE

WIELOLETNIE

Tymczasowy najem mobilnych stacji uzdatniania wody w celu spełnienia szeregu zastosowań:

- Rozruchy, remonty, awarie
- Zmiana jakości wody surowej lub niedobory wody
- Napełnianie lub dmuchanie kotła
- Odgazowywanie, odsalanie (RO), dejonizacja, redukcja żelaza lub manganu
- Redukcja ChZT, BZT, Zawiesiny i innych

Korzyści dla Ciebie:

- Szybkość reakcji
- Dostępność 24/7
- Gwarancja ilości i jakości wody uzdatnionej
- Przepływy do 600 m^3/h
- Pełne wsparcie techniczne i operacyjne

Mobile Water Services
Mobile: +48 668 887 258
Email: mobilewaterservices@veolia.com
www.mobilewaterservices.com

i d = 99 µm, n = 1,62 dla przypadku współspalania; często charakteryzuje się obecnością dużej ilości drobnych cząstek w rozkładzie mierzonym w rurociągach pyłu węglowego pochodzącego z młynów węglowych. Przebieg rozkładu prędkości, temperatur, stężeń NO_x oraz trajektorii cząstek w objętości komory dla obliczeń współspalania przedstawiono na rysunku 5.

Efekt współspalania toryfikatu o dwóch różnych temperaturach 250 i 300°C z lignitem o wilgotności 26,5% przy stałym jego udziale cieplnym 11,6%.

Analizę efektu współspalania miksu trzech paliw wykonano przy założeniu stałej wydajności cieplnej kotła 58 MWth dla stałej ilości węgla brunatnego. Natomiast ilość toryfikatu określono obliczeniowo z bilansu energetycznego podsuszenia lignitu. Przyjęto, że ciepło potrzebne do usunięcia wilgoci z lignitu z 41,2% do W = 26,5% pochodzi z ilości ciepła przekazywanego z produktów toryfikacji o temperaturach odpowiednio 300 i 250°C w procesie ich mieszania. Kolejno więc obliczano ilość węgla kamiennego.

Wyniki głównych obliczeń przy przyjętych w założeniach zawarto na rysunku 6. Wszystkie obliczenia zakładały stały udział energetyczny węgla brunatnego – 11,6%, dla którego wykonano testy na kotle WP-120. Stąd strumień masowy węgla brunatnego dla każdego przypadku wynosił 0,475 kg/s. Kocioł pracował dla mocy termicznej 58 MW w każdym przypadku.

Dane użyte do obliczeń przy założeniu temperatury toryfikacji 300°C są następujące:

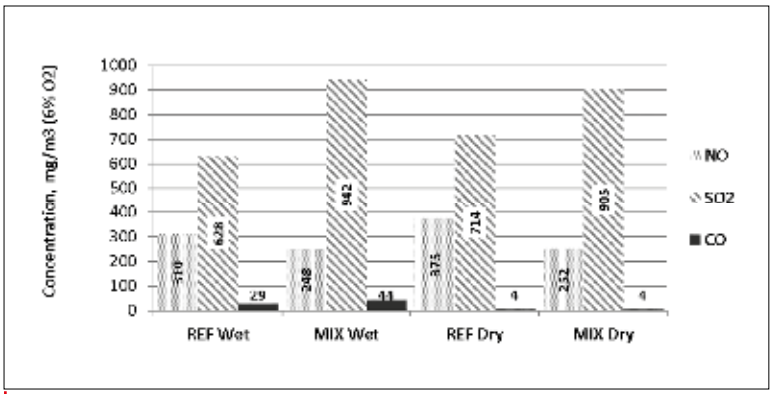
$LHV_{w\_kamienny}$=24.21$\frac{MJ}{kg}$, $LHV_{w\_brunatny}$=14.16$\frac{MJ}{kg}$

$LHV_{toryfikat\_300stC}$=20.164 MJ/kg

Natomiast dla temperatury toryfikacji 250°C przyjęto następujące założenia:

$HV_{w\_kamienny}$=24.21$\frac{MJ}{kg}$, $LHV_{w\_brunatny}$=14.16$\frac{MJ}{kg}$

$LHV_{toryfikat\_250stC}$=14.48 MJ/kg

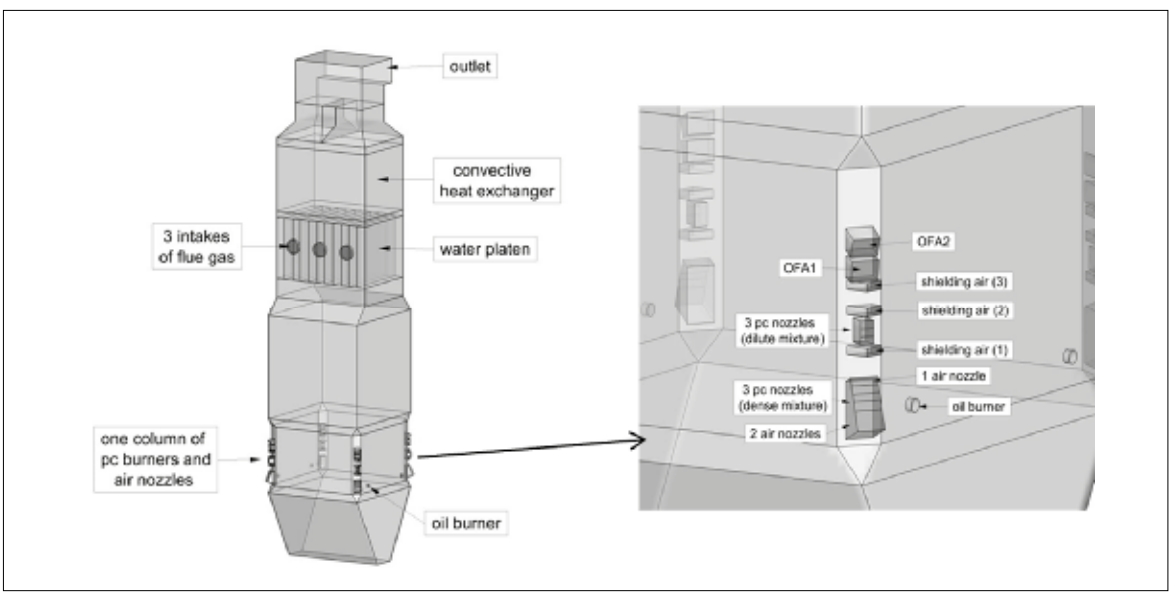


RYS. 3
Emisje NO, SO_2 i CO z kotła ze współspalania z podsuszonym i wilgotnym węglem brunatnym i testów referencyjnych (WZ Wilgotny, MIks Wilgotny, WZ Suchy, MIks Sucha)

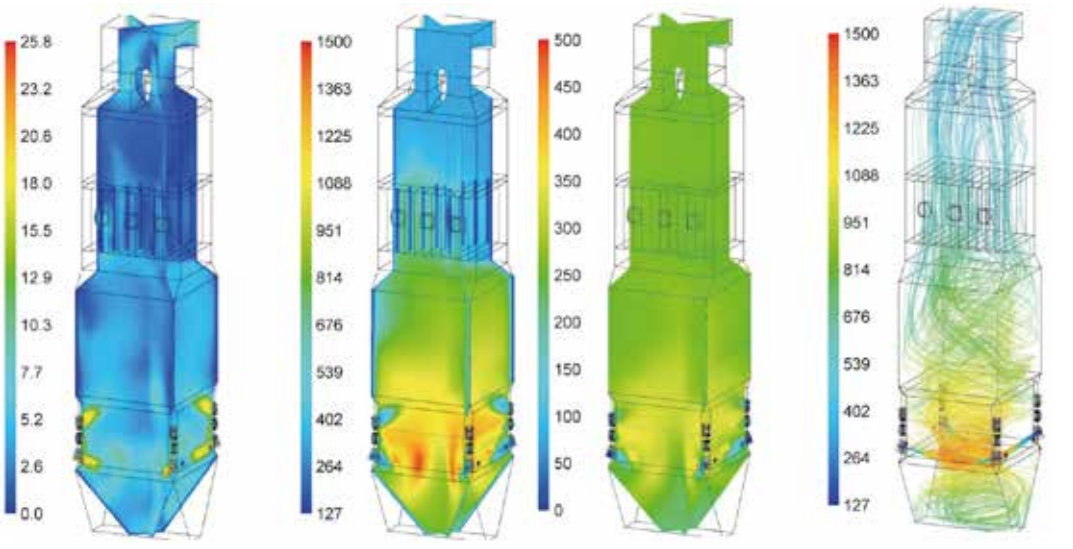
	REF Mokry	MIESZ Mokra	REF Suchy	MIESZ Sucha
Strata kominowa, %	5,7	5,7	6,0	5,8
Strata niesp. subst. w popiele lotnym, %	1,9	3,8	1,9	1,9
Strata niesp. subst. w popiele dennym, %	2,3	2,6	0,6	0,8
Sprawność, %	89,1	86,9	90,5	90,5

TAB. 3
Sprawność kotła WP120 i główne straty sprawności w czasie testu referencyjnego i współspalania przy użyciu podsuszonego i wilgotnego węgla brunatnego

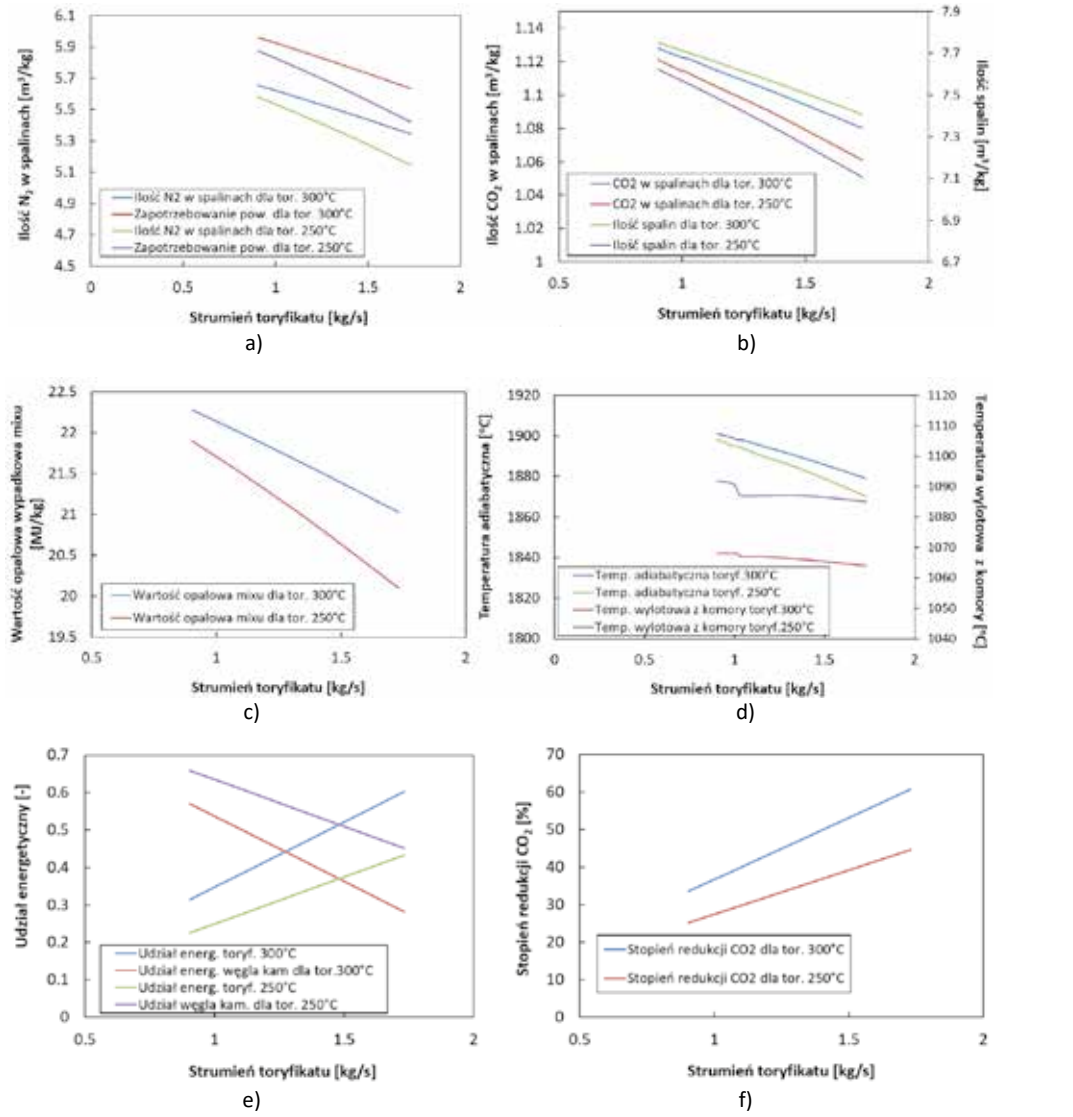
Uzyskane zmiany co do stężeń CO_{2pow} w spalinach, ich ilość oraz zmiany w ilościach paliw składowych i całkowitego powodują znaczny stopień redukcji emisji CO_2 – rys. 6f, z powodu nie tylko traktowania emisji CO_2 z biomasy jako nieznaczącej, ale i ze składu paliwa w stosunku do paliwa referencyjnego.



RYS. 4
Model geometryczny kotła WP-120 użyty w symulacjach numerycznych: wylot, konwekcyjny wymiennik ciepła, płyta wodna, jedna kolumna palników pyłu węglowego, palnik olejowy, trzy dysze pyłu węglowego (mieszanka rozrzedzona, trzy dysze pyłu węglowego (mieszanka gęsta), dwie dysze powietrzne, powietrze osłonowe (3), jedna dysza powietrzna, palnik olejowy



RYS. 5
Wybrane wyniki symulacji numerycznych opisujące proces spalania węgla kamiennego i węgla brunatnego (18,9%) w kotle WP120 przy mocy cieplnej 58 MW. Od lewej: prędkość [m/s], temperatura [°C], emisja NO_x [mg/m³], wybrane tory cząstek o określonej temperaturze [°C]



RYS. 6
a) ilość azotu oraz zapotrzebowania na powietrze w zależności od strumienia toryfikatu, b) CO_2 w spalinach w [m³/kg paliwa] oraz ilość spalin, c) wypadkowa wartość opałowa miksu paliw w zależności od strumienia toryfikatu, d) temperatura adiabatyczna spalania oraz na wylocie z komory w zależności od strumienia toryfikatu, e) udział energetyczny toryfikatu oraz węgla kamiennego w zależności od strumienia toryfikatu oraz f) stopień redukcji CO_2 w zależności od strumienia toryfikatu

***

Wyniki uzyskane z doświadczalnych prób w skali przemysłowej kotła WP-120 wskazują, że zarówno podsuszony węgiel brunatny, jak i wilgotny węgiel brunatny to potencjalne paliwo do współspalania w kotłach opalanych pyłem węgla kamiennego. Współspalanie węgla brunatnego jest szczególnie korzystne, gdy kocioł pracuje pod stosunkowo małym obciążeniem. W celu podtrzymania płomienia w komorze paleniskowej jako zastępcze może być stosowane paliwo z wyższą zawartością składnika lotnego. W takich warunkach praca wyłącznie na węglu kamiennym nie jest korzystna dla kotła z powodu niskiego stopnia napełnienia młyna, co mogłoby doprowadzić do utraty płomienia. Dzięki użyciu mniej kalorycznego paliwa uzupełniającego, takiego jak węgiel brunatny, można osiągnąć wyższy stopień napełnienia młyna. Ponadto paliwo o wyższej zdolności przemiałowej ma pozytywny wpływ na stałość płomienia. Ujemną stroną używania węgla brunatnego jest to, że trzeba spalić większą ilość tego paliwa, aby uzyskać taką samą moc wyjściową kotła. Trzeba także utrzymać odpowiednie prędkości w przewodach dostarczających mieszankę paliwa pyłowego i gazu nośnego do palników. Wszystkie powyższe czynniki sprawiają, że ilość powietrza w trakcie współspalania podsuszonego węgla brunatnego nie różni się znacznie od ilości powietrza dla identycznej mocy kotła pracującego pod niskimi obciążeniami. Można stwierdzić, że współspalanie podsuszonego węgla brunatnego nie ma negatywnego wpływu na wydajność kotła, a są możliwości małych usprawnień w tym względzie. Ogólnie rzecz biorąc, współspalanie podsuszonego węgla brunatnego charakteryzuje się dużo większą wydajnością niż współspalanie jego wilgotnego odpowiednika. Rozkład temperatury nad komorą paleniskową jest dużo bardziej zbliżony do próby wzorcowej niż w przypadku wilgotnego węgla brunatnego.

Współspalanie wilgotnego lignitu jest nie tylko niekorzystne z punktu widzenia logistyki, ale może także spowodować problemy ze stabilnością spalania, szczególnie pod małym obciążeniem, wskutek spadku temperatury w palenisku. Może to powodować wyższą emisję CO w porównaniu do współspalania suchego węgla brunatnego, które charakteryzuje się podobnymi emisjami CO jak spalanie 100% węgla kamiennego.

Emisje pyłów były z grubsza proporcjonalne do ilości popiołu doprowadzonego do paleniska, co wskazuje, że podsuszanie jest korzystne w porównaniu ze współspalaniem wilgotnego węgla brunatnego.

Emisje SO_2 w czasie prób współspalania były spowodowane wyższą zawartością siarki w węglu brunatnym w porównaniu do węgla kamiennego. Wyniki te nie powinny stanowić podstawy do jakiegokolwiek uogólnienia, ponieważ węgiel kamienny użyty do próby miał niską zawartość siarki w porównaniu z typowym węglem kamiennym. Jako że z logistycznego punktu widzenia użycie wstępnie podsuszonego węgla brunatnego wymaga zagęszczania, stwarza to również możliwość zastosowania odsiarczania *in situ* poprzez wprowadzenie sorbentów w trakcie zagęszczania.

Podczas współspalania podsuszonego węgla brunatnego z węglem kamiennym zaobserwowano zmniejszenie się emisji NO, co potwierdziło tendencję sugerowaną przez symulację CFD. Można to częściowo przypisać nieco niższej temperaturze w komorze paleniskowej, skutkującej mniejszą ilością termicznego NO. Współspalanie podsuszonego węgla brunatnego przeszło oczekiwania co do jego potencjału zmniejszenia emisji NO, natomiast redukcja emisji NO wynikła ze współspalania wilgotnego węgla brunatnego była zbliżona do zmniejszenia się ilości azotu doprowadzanego do paleniska na skutek niższej zawartości azotu, zważywszy na udział masowy i wilgotność węgla brunatnego.

Przeprowadzone eksperymenty wykazały poprawę zdolności przemiałowej, gdy węgiel brunatny jest współmielony z węglem kamiennym w tym samym młynie, zarówno w przypadku wilgotnego, jak i suchego węgla brunatnego

Ogólnie rzecz biorąc, można wywnioskować, że podsuszanie węgla brunatnego jest zasadniczym warunkiem uzyskania korzyści wynikających z jego współspalania z węglem kamiennym. Mogłoby to także być korzystne dla elektrowni opalanych węglem brunatnym poprzez danie im możliwości zarządzania stroną popytową. W rezultacie można by było nie tylko bardziej efektywnie wykorzystywać zasoby, ale także zwiększyć elastyczność elektrowni opalanych węglem brunatnym, umożliwiając w ten sposób włączenie większej liczby okresowych odnawialnych źródeł energii do sieci energetycznej.

Dodatni efekt współspalania węgla brunatnego i kamiennego jest wzmacniany przy zastosowaniu dodatkowego paliwa w mieszance toryfikatu, ponieważ jego skład (z wyjątkiem popiołu) jest zbliżony do lignitu (WB), a znacznie redukuje emisje CO_2 i NO_x.

[1] https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world#abstract
[2] Jun Li*, Xiaolei Zhang, Halina Pawlak-Kruczek, Weihong Yang*, Paweł Kruczek*, Włodzimierz Błasiak*Process simulation of co-firing torrefied biomass in a 220 MWe coal-fired power plant. Energy Conversion and Management, 2014, vol. 84.
[3] H. Pawlak Kruczek et al. ; The impact of pre-dried lignite co-firing with hard coal in an industrial scale PC boiler. Journal of Energy Resources Technology - Transactions of the ASME. 2018, vol. 140, nr 6.

Fot. Mettler Toledo

WYDAJNA PRODUKCJA ENERGII

Analityka w kogeneracji – co mierzyć i dlaczego?

Mettler Toledo

Większość zakładów chemicznych potrzebuje elektrociepłowni, które zaspokajają ich zapotrzebowanie na energię i parę. Nieplanowane przestoje w produkcji mogą być bardzo kosztowne, stąd analityka ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia sprawnego działania i wydajności zakładu. Jakie dokładnie pomiary należy wykonać i gdzie zainstalować czujniki?

W zakładach chemicznych nie dziwi fakt, że najwięcej uwagi poświęca się procesom produkcyjnym, ponieważ to właśnie one generują zysk. Jeśli jednak przestanie działać elektrociepłownia, staje również produkcja. Aby uniknąć nieplanowanych przestojów opracowano minimalny zestaw wymaganych bieżących analiz wody/pary w celu zapewnienia nieprzerwanej pracy tej krytycznej sekcji instalacji.

Minimalny zestaw bieżących analiz wody/pary

Zestaw ten określa, gdzie i jakie parametry należy mierzyć. Informacje zostały opracowane przez

Międzynarodowe Stowarzyszenie ds. Właściwości Wody i Pary (IAPWS) – niekomercyjną organizację złożoną z ekspertów branżowych z 21 krajów. Zalecenia opierają się na czterech założeniach:

1. Wykorzystanie i umiejscowienie instrumentów analitycznych powinno obejmować minimalną liczbę przyrządów umożliwiających jednoznaczną identyfikację przyczyn wszystkich możliwych awarii lub uszkodzeń związanych z wodą/parą wodną/związkami chemicznymi.
2. Należy zapewnić odpowiedni poziom redundancji umożliwiający holistyczne monitorowanie całego cyklu kocioł – para, tak aby w przypadku awarii lub przestoju instrumentu można było kontynuować kontrolę i zarządzanie instrumentami.
3. Minimalny zakres podłączonych instrumentów powinien dać operatorowi pewność, że wyniki są wiarygodne i nie trzeba ponownie sprawdzać instrumentu ani pobierać jednorazowej próbki.
4. Alarmy dźwiękowe z instrumentów pomiarowych powinny być uruchamiane w sterowni i/lub przekazywane przez system DCS, aby w przypadku zakłóceń kluczowi pracownicy byli szybko powiadamiani i podejmowali działania, zanim dojdzie do uszkodzenia. Poniżej znajduje się lista wymaganych i opcjonalnych parametrów analitycznych wody/pary.

Woda uzupełniająca

- Przewodność: za punktem mieszania z dozowanym kondensatem.
- Przewodność kationowa: za punktem dopływu wody do głównego obiegu kotła.
- Krzemionka: jeśli woda źródłowa w zakładzie jest bogata w krzemionkę i/lub oczyszczalnia ma trudności z jej usunięciem.
- TOC: jeśli woda źródłowa/surowa zawiera duże ilości substancji organicznych.

Kondensat

- Przewodność kationowa: do wykrywania szybkiego wnikania jonów powodujących korozję.
- Sód: wymagane w przypadku instalacji chłodzonych wodą morską, szczególnie jeśli nie stosuje się polerowania kondensatu. Wynika to również z tego, że pomiar sodu jest znacznie bardziej czuły i pozwala dużo szybciej niż pomiar przewodności wykryć wycieki ze skraplacza.
- Tlen rozpuszczony: wykrywanie przecieków powietrza do etapów cyklu przebiegających pod ciśnieniem.

Woda zasilająca kocioł

- pH: do ciągłej kontroli zadanej wartości pH,
- Przewodność: szybki wskaźnik poziomu dozowania środków chemicznych dodawanych w celu optymalizacji pH.

Fot. Mettler Toledo

- Przewodność kationowa: potwierdzenie, że do procesu nie przedostały się zanieczyszczenia np. wraz z amoniakiem, fosforanami czy środkami żrącymi lub inną drogą, np. poprzez wyciek ze skraplacza.
- Tlen rozpuszczony: w razie potrzeby sprawdzić, czy poziom tlenu mieści się w zakresie docelowym w celu zminimalizowania korozji.
- POTENCJAŁ REDOKS: pomiar jest konieczny do monitorowania korozji miedzi, jeżeli w obiegu wody zasilającej znajdują się stopy miedzi.

Kocioł/parownik HRSG

- Przewodność i przewodność kationowa: niezbędne do monitorowania kotła i instalacji, w których odbywa się oczyszczanie AVT lub sodą kaustyczną.

Jeśli proces obejmuje podawanie do kotła fosforanów, oprócz powyższych wymagań niezbędny jest bieżący pomiar fosforanów do jednoznacznej kontroli ich dozowania i zapobiegania ich retencji.

Pobieranie próbek pary (zmierzone w fazie ciekłej)

- Przewodność kationowa, sód, krzemionka: minimalne wymagania.
- Przewodność kationowa po odgazowaniu: opcjonalnie, jeśli istnieje podwyższone ryzyko przedostania się powietrza lub absorpcji CO_2 podczas magazynowania oczyszczonej wody.

Dzięki ustanowieniu, monitorowaniu i podejmowaniu działań w zakresie tych minimalnych wymaganych punktów pomiarowych korozja i tworzenie się osadów w obiegu parowym kotła zostaną zminimalizowane. Woda i substancje chemiczne są szybko wykrywane, co prowadzi do natychmiastowej reakcji i zapewnia bezpieczeństwo, niezawodność oraz długi okres eksploatacji instalacji kogeneracyjnej.

Więcej na temat:
www.mt.com/Thornton

ZAKŁADY DUŻEGO I ZWIĘKSZONEGO RYZYKA. DYREKTYWA SEVESO III

Krzysztof Fiłończuk
główny specjalista urządzeń ciśnieniowych
Urząd Dozoru Technicznego we Wrocławiu

Paweł Narecki
główny specjalista urządzeń ciśnieniowych
Urząd Dozoru Technicznego we Wrocławiu

Zagrożenie poważnymi awariami przemysłowymi, które często mogą mieć katastroficzne skutki, występuje szczególnie w państwach uprzemysłowionych. Unia Europejska stworzyła ramy prawne dla przeciwdziałania i zarządzania ryzykiem w zakładach przemysłowych uznanych za niebezpieczne.

24 czerwca 1982 r. Wspólnota Europejska przyjęła dyrektywę 82/501/EWG w sprawie niebezpieczeństwa poważnych awarii związanych z niektórymi rodzajami działalności przemysłowej, znanej również jako dyrektywa SEVESO I.

9 grudnia 1996 r. została przyjęta dyrektywa 96/82/WE – SEVESO II w sprawie kontroli niebezpieczeństwa poważnych awarii związanych z substancjami niebezpiecznymi. Wprowadzono m.in. system klasyfikacji substancji niebezpiecznych oraz określono ich ilości progowe.

4 lipca 2012 r. Parlament Europejski przyjął dyrektywę 2012/18/UE – SEVESO III. Wdrożono zmiany w klasyfikacji substancji niebezpiecznych spójne na terenie Unii Europejskiej oraz z Globalnym Zharmonizowanym Systemem Klasyfikacji i Oznakowania Chemikaliów (rozporządzenie CLP).

SEVESO w Polsce

W Polsce wdrożono SEVESO do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska. Dyrektywa SEVESO III wprowadziła do krajowego prawa kilka definicji:

- zakład o zwiększonym ryzyku – ZZR,
- zakład o dużym ryzyku – ZDR.

Oznaczają one zakłady, w których znajdują się substancje niebezpieczne w ilościach co najmniej równych wartościom wyszczególnionym w załączniku 1 (część 1 i 2).

Zasady kwalifikowania do prawa krajowego wprowadzono Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 29 stycznia 2016 r. w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do ZZR lub ZDR:

Fot. Zasoby własne autora

- Wykaz kategorii substancji stwarzających zagrożenia (SSZ) – tabela 1.

Rodzaje i ilości substancji niebezpiecznych i kryteria ich kwalifikowania do kategorii SSZ – działy: zagrożenia dla zdrowia (H), zagrożenia fizyczne (P), zagrożenia dla środowiska (E) oraz zagrożenia pozostałe (O).

- Nazwy substancji niebezpiecznych – tabela 2.

Rodzaje i ilości substancji niebezpiecznych oraz ich nazwy i oznaczenia numeryczne – wykaz substancji i ich grup oraz wartości progowe, odmienne od przypisanych kategorii, do której substancja została zaklasyfikowana.

ZZR czy ZDR?

Wartości progowe z tabeli 2 (szczególne substancje – wyjątki) są nadrzędne wobec tych podanych w tabeli 1 (kategorie). Gdy maksymalne ilości poszczególnych substancji na terenie zakładu nie przekraczają wartości podanych w tabelach 1 i 2, należy podczas zaliczania zastosować procedurę sumowania.

Sumowanie i zaliczanie zakładu do kategorii ZZR lub ZDR musi uwzględniać wszystkie grupy substancji niebezpiecznych wg poniższych wzorów:

$$\frac{\text{ilość substancji 1}}{\text{wartość progowa ZZR/ZDR dla substancji 1}} + \frac{\text{ilość substancji 2}}{\text{wartość progowa ZZR/ZDR dla substancji 2}} + \ldots\ldots \geq 1$$

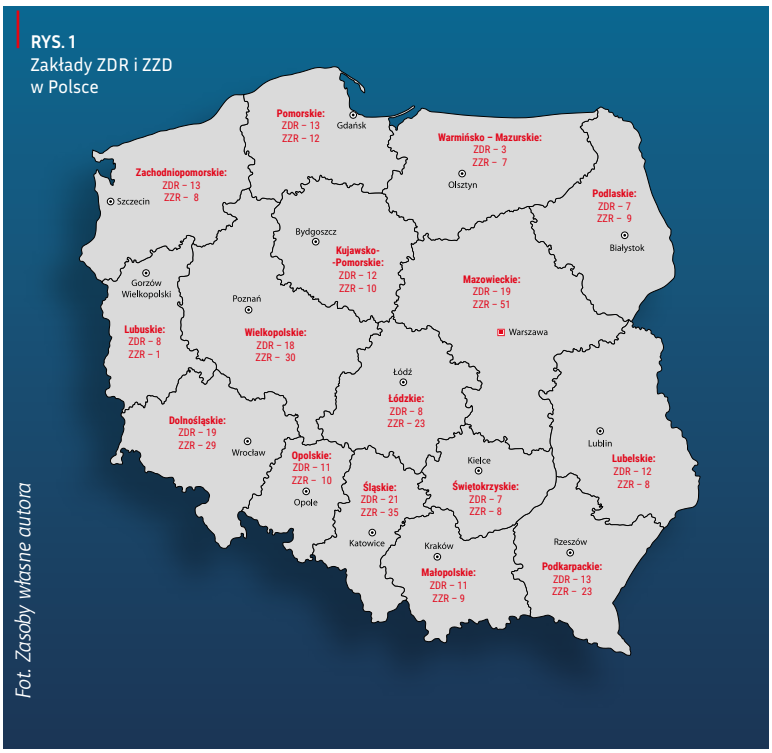
Jeżeli otrzymany wynik jest równy lub większy od 1, dany zakład należy zaliczyć do kategorii o zwiększonym lub dużym ryzyku (ZZR lub ZDR) wystąpienia poważnej awarii przemysłowej.

Seveso, Włochy, 10 lipca 1976 r.
W reaktorze był prowadzony proces produkcji 2,4,5-trichlorofenolu. W wyniku niekontrolowanej reakcji egzotermicznej, temperatura osiągnęła ok. 400°C. Gwałtowny wzrost ciśnienia i otwarcie zaworu bezpieczeństwa spowodowało uwolnienie do atmosfery około 6 t gorących substancji chemicznych, w tym 1-2 kg dioksyn TCDD. Ok. 1500 ha gęsto zaludnionego obszaru zostało skażone, ok. 700 mieszkańców było poszkodowanych w wyniku zatrucia. Obszary skażone wyłączono z gospodarki rolnej na okres 10 lat.
Bhopal, Indie, 3 grudnia 1984 r.
W wyniku prac serwisowych doszło do uwolnienia ponad 40 t izocyjanianu metylu (MIC), który w postaci cięższego od powietrza gazu rozprzestrzenił się po ok. 2-milionowym mieście. Śmierć poniosło około 20 tys. osób. U około 100 tys. odnotowano ciężkie przypadki utraty zdrowia. Z terenu skażenia ewakuowano kilkaset tys. osób.
Texas City, Stany Zjednoczone, 23 marca 2005 r.
Podczas rozruchu instalacji na wydziale izomeryzacji doszło do zakłóceń kontroli poziomów kolumny. Nastąpiło przekroczenie poziomów alarmowych, nadmierny wzrost temperatury, utrata kontroli nad parametrami procesowymi, co doprowadziło do gwałtownego parowania, wzrostu ciśnienia, wyrzutów rafinatu i w konsekwencji – do eksplozji oraz pożaru. Śmierć poniosło 15 osób, liczba rannych wynosiła ponad 170.

TAB. 1
Przykłady poważnych katastrof przemysłowych i awarii

Ekspertyzy techniczne bliskie dyrektywie SEVESO
HAZOP (Hazard and Operability Studies) – Analiza Zagrożeń i Zdolności Operacyjnych
LOPA (Layer of Protection Analysis) – Analiza Warstw Zabezpieczeń
SIL (Safety Integrity Level) – Poziom Nienaruszalności Bezpieczeństwa

TAB. 2
Ekspertyzy techniczne bliskie dyrektywie SEVESO
www.udt.gov.pl/ekspertyzy-techniczne



RYS. 1
Zakłady ZDR i ZZD w Polsce

Fot. Zasoby własne autora

Według wykazu Głównego Inspektora Ochrony Środowiska z dnia 31 grudnia 2020 r., w Polsce zlokalizowanych jest 195 ZDR oraz 273 ZZD. Prowadzący zakład jest obowiązany do zgłoszenia do Państwowej Straży Pożarnej oraz Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska.

System zarządzania bezpieczeństwem

Prowadzący zakład musi sporządzić Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym. Program wdrażany jest za pomocą Systemu zarządzania bezpieczeństwem, bazującym na ocenie ryzyka i gwarantującym odpowiedni do zagrożeń poziom ochrony ludzi i środowiska. W systemie należy m.in. uwzględnić analizy zagrożeń awarią przemysłową oraz prawdopodobieństwa jej wystąpienia, instrukcje bezpiecznego funkcjonowania instalacji, konserwacji i czasowych przerw w ruchu, najlepsze dostępne praktyki monitoringu funkcjonowania instalacji i działań przy wystąpieniu zjawisk stanowiących odstępstwo od normalnej eksploatacji, w tym związanych z korozją elementów instalacji.

XV Konferencja Naukowo-Techniczna

REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU W ENERGETYCE

23-24 listopada 2022 r. | Licheń Stary k. Konina

ZIELONA ZMIANA KOMPLEKSU ENERGETYCZNEGO

ZMIANA PALIWA w polskich elektrowniach

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE
a utrzymanie ruchu w elektrowni

OZE, WODÓR i ATOM przyszłością energetyki?

HONOROWY GOSPODARZ

PAK Energia dla Ciebie

ORGANIZATOR

bmp

PATRONAT MEDIALNY

Energetyka — CIEPLNA I ZAWODOWA

kierunekenergetyka.pl

FOTOWOLTAIKA W TRANSFORMACJI ENERGETYKI

Transformacja energetyczna w Europie zakłada radykalną zmianę w źródłach pozyskiwania energii z nośników konwencjonalnych na odnawialne. O sytuację na rynku fotowoltaiki zapytaliśmy **Mariusza Kostrzewę,** prezesa zarządu Zeneris Projekty S.A.

Maciej Szramek: Jak sytuacja geopolityczna (wojna w Ukrainie) może wpłynąć na regulacje unijne (Green Deal oraz Fit for 55) oraz na strategię dla rozwoju OZE w Polsce?

Mariusz Kostrzewa: Green Deal oraz Fit for 55 to nasza europejska odpowiedź na zmiany klimatu i degradację środowiska, które stanowią zagrożenie dla Europy i reszty świata. Aby sprostać tym wyzwaniom, powstał plan działania – Europejski Zielony Ład. Ma on pomóc przekształcić UE w nowoczesną, proekologiczną, energooszczędną, a w niektórych segmentach samowystarczalną energetycznie i konkurencyjną gospodarkę. Program bardzo ambitny dla nas wszystkich (konsumentów i przedsiębiorców), stanowiący w wielu branżach nie tylko kosztowne, ale również technologiczne wyzwanie. Ponadto Europejski Zielony Ład ma również pomóc w wyjściu z pandemii COVID-19. Będzie on finansowany ze środków stanowiących jedną trzecią kwoty 1,8 bln euro, przeznaczonej na inwestycje w ramach planu odbudowy NextGeneration EU, oraz ze środków pochodzących z siedmioletniego budżetu UE. Przy tak ambitnych założeniach, gdzie do 2050 roku gospodarki unijne mają osiągnąć zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto, doszło do napaści Rosji na Ukrainę i geopolitycznych napięć na szeroko rozumianym rynku surowców energetycznych. W związku z tym widzimy jeszcze większą determinację Komisji Europejskiej do wdrażania Nowego Ładu, a nawet przyspieszenia niektórych jego elementów. Jednocześnie, wszystko na to wskazuje, połączone to będzie z przejściowym w niektórych krajach zwiększeniem zużycia węgla (np. w Pol-

Mariusz Kostrzewa
prezes zarządu
Zeneris Projekty S.A.

Fot. Zeneris Projekty S.A.

sce i Niemczech) i zmianą podejścia do rozwoju energetyki atomowej. Obecnie w Niemczech nawet przedstawiciele partii Zielonych, którzy są w koalicyjnym rządzie socjaldemokratów, dopuszczają wydłużenie okresu wygaszania bloków atomowych. Jestem przekonany również, że wojna w Ukrainie wpłynie na modyfikację unijnej polityki w zakresie solidarności energetycznej, której pierwsze istotne założenia zostały wdrożone po wybuchu pierwszego konfliktu w 2014 roku, między innymi dzięki politycznym zabiegom polskiego rządu i państw bałtyckich. Polska strategia rozwoju dla energetyki, w tym OZE, też ulegnie zmianom. Strategia zakłada wzrost udziału odnawialnych źródeł energii we wszystkich sektorach i technologiach. W 2030 roku udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto ma wynieść co najmniej 23 procent – nie mniej niż 32 procent w elektroenergetyce (głównie dzięki energetyce wiatrowej i fotowoltaicznej), 28 procent w ciepłownictwie, 14 procent w transporcie z dużym wkładem elektromobilności. Uważam, że z uwagi na obecną sytuację geopolityczną w Europie, możemy się spodziewać zwiększenia tempa rozwoju mocy OZE, również w Polsce. W czerwcu KE zaproponowała w drodze do neutralności klimatycznej ambitniejszy cel polegający na obniżeniu emisji do 2030 roku o co najmniej 55%. Tego nie da się osiągnąć bez dalszego rozwoju źródeł OZE.

Jak według pana w tej całej transformacji energetycznej będzie kształtował się rynek fotowoltaiki w najbliższej przyszłości?

Moim zadaniem nadal będzie się rozwijał, może z mniejszą dynamiką wzrostu niż w ostatnich 4 latach. Ale to nie powinno nikogo dziwić, ponieważ jest to już rynek dojrzały, z wieloma konkurującymi firmami i jednocześnie nadal uzależniony od decyzji rządowych. Czerpię jednak optymizm z faktu, że ta technologia ekonomicznie jest opłacalna bez wsparcia pomocowego. Będą coraz częściej montowane instalacje domowe PV z pompami ciepła, magazynami ciepła i energii. To w zakresie małych instalacji na prosumentów indywidualnych i małych firm.

Fotowoltaika B2B rozwija się cały czas, z uwagi na sytuację makroekonomiczną w pierwszym półroczu zauważyliśmy, że klienci z dużą ostrożnością podejmują decyzje inwestycyjne. Jednak rosnące ceny energii i coraz większa już świadomość cen dla biznesu w przyszłym roku spowodowała ponowne przyspieszenie w segmencie instalacji 50-200 kW. Niestety, zauważamy coraz większe opóźnienia w wydawaniu decyzji o warunkach przyłączeniowych, co opóźnia nasze realizacje. Tu również widzimy, co jest nowością w tym segmencie rynku, zainteresowanie połączeniem fotowoltaiki z pompami ciepła. Mamy coraz więcej zapytań także w zakresie montażu pomp ciepła przemysłowych. Jednak moim zdaniem rozwój rynku będzie związany z PV i magazynami energii. Klienci myślą o optymalizacji swoich kosztów energetycznych, ale również o zapewnieniu sobie chociaż na poziomie swojej infrastruktury krytycznej niezależności energetycznej w przypadku grożących nam systemowych ograniczeń w dostawach nośników energii.

I ostatni rynek, który się poszerza i ma przed sobą jeszcze kilka lat rozwoju, to budowa farm fotowoltaicznych. Rozpoczęliśmy właśnie budowę kolejnej farmy PV w Wielkopolsce. Tylko jeden z funduszy działających na polskim rynku ma pakiet farm do wybudowania o łącznej mocy 1700 MW. Ten segment już w niedalekiej przyszłości będzie rozbudowywany o przemysłowe magazyny energii.

Czy i na ile aktualnie fotowoltaika jest opłacalnym rozwiązaniem dla klientów indywidualnych i biznesowych?

Mając na uwadze obecne ceny nośników energii, a nawet ryzyko braku dostępności węgla czy paliwa gazowego, klienci coraz częściej decydują się na montowanie pomp ciepła lub magazynów ciepła. Ja polecam szczególnie, mając na uwadze synergię technologii i nowe uwarunkowania prawno-finansowe prosumenta, magazyny ciepła. W kwietniu ruszyła kolejna edycja programu Mój Prąd 4.0, w ramach którego można otrzymać do 20 500 zł. W tym do magazynów energii (akumulatorów) o minimalnej pojemności 2 kWh oraz magazynów ciepła o minimalnej pojemności 80 l (np. podgrzewaczy wody, pomp ciepła powietrze-woda z zasobnikiem służącym tylko do przygotowania ciepłej wody użytkowej). W ostatnich dniach upubliczniono wnioski dystrybutorów energii (Enea, PGE, Energa) złożone w Urzędzie Regulacji Energetyki dotyczące taryf dla odbiorców indywidualnych. I – co należy podkreślić, te wnioski dotyczą zmiany taryf zatwierdzonych w grudniu ub. roku na bieżący rok. URE w maju 2022 roku określało wzrost kosztów wynikający z cen energii na rynku hurtowym na poziomie co najmniej 50%. Prognozuje się na przyszły rok wzrost cen energii elektrycznej w przedziale 50–80%. Do tego dochodzą również koszty przesyłowe, tutaj też mamy duże potrzeby inwestycyjne, aby poprawić jakość usług i zmniejszyć straty energetyczne na przesyle. W rachunku końcowym będzie musiał za to zapłacić odbiorca końcowy.

Wszystkie czynniki (wojna za naszymi granicami, COVID, inflacja, łańcuchy logistyczne) powodują, że firmy działają obecnie w mało komfortowych warunkach. Mając jednak na uwadze wzrastające koszty energii i politykę klimatyczną oraz energetyczną UE, muszą inwestować w odnawialne źródła energii. Dla wielu, z uwagi na branżę lub lokalizację, jedyną dostępną technologią jest fotowoltaika. Z naszych projektów przygotowywanych dla klientów wynika, że obecnie te projekty będą się zwracać w okresie 3-8 lat, najczęściej w okresie 5-6 lat. Różnice w stopach

Polimex Mostostal

GRUPA KAPITAŁOWA

- ENERGETYKA I SERWIS
- NAFTA CHEMIA I GAZ
- INFRASTRUKTURA
- BUDOWNICTWO PRZEMYSŁOWE
- PRODUKCJA

GRUPA KAPITAŁOWA POLIMEX MOSTOSTAL
LIDER BUDOWNICTWA ENERGETYCZNEGO

steinmüller engineering

The Engineers Company

OCZYSZCZANIE SPALIN
Mokre i suche IOS

ENERGETYKA CIEPLNA
Urządzenia i opytmalizacja

SYSTEMY SPALANIA
Rozwiązania Low NOx

PRZESYŁ I MAGAZYNOWANIE CIEPŁA
Elektrownie CSP- układy i komponenty

KOMPETENCJE

- Projektowanie układów i konstrukcji, symulacje CFD
- Rozwiązania indywidualne w zakresie zmiany paliwa
- Dostosowanie trybu pracy elektrowni do zmienności zapotrzebowania rynku i transformacji energetycznej

PRODUKTY

- Palniki i systemy spalania
- Systemy przesyłu i magazynowania ciepła oraz jego wytwarzanie
- Komponenty do procesów i instalacje `pod klucz`

USŁUGI

- Inżynieria i projektowanie
- Doradztwo
- Dostawa części i układów
- Realizacje `pod klucz` (EPC)

www.steinmueller.com
sales@steinmueller.com

I etap inwestycji fotowoltaicznej o mocy 50 kW na obiekcie przemysłowym firmy TEPRO w Koszalinie. Dokumentacja projektowa i wykonawstwo leżały po stronie Zeneris Projekty S.A.

zwrotu wynikają z profilu zużycia energii, zastosowanych rozwiązań sposobu montażu, wyposażenia oraz kosztów przyłączenia. Obecnie spotykamy się coraz częściej z warunkami przyłączeniowymi dla małych instalacji PV, w których oczekuje się spełnienia wymagań technicznych, jakie stosuje się przy budowie farm fotowoltaicznych. Często wiąże się to z koniecznością przebudowy istniejącej infrastruktury energetycznej w firmie. Paradoksalnie, aktualnie instalacje PV stały się bardziej opłacalne dla klientów biznesowych niż rok, dwa lata wcześniej. W przypadku klienta indywidualnego to też się opłaca przy odpowiednim dostosowaniu instalacji do jego potrzeb, bez przewymiarowywania mocy instalowanej, ale niestety żaden odpowiedzialny wykonawca nie jest wstanie przygotować analizy opłacalności w okresie np. 10-15 lat, na podstawie wprowadzonych nowych zasad rozliczeń. Jedyne racjonalne zachowanie to inwestycja z rozwiązaniami maksymalizującymi zużycie własne.

Co z możliwościami sieci, często określanej jako nieprzystosowana do pracy w zmiennych warunkach funkcjonowania źródeł „pogodozależnych”?

Tutaj widzę dwa problemy. Jeden związany z OZE i specyfiką tych źródeł. Drugi dotyczący elektrowni węglowych, które są chłodzone z rzecznych ujęć wody. Jest to więc nie tylko problem sieciowy z możliwościami przesyłowymi energii produkowanej w danym momencie w nadmiarze z OZE, ale także problem braku energii spowodowany ograniczeniami mocy bloków węglowych, ponieważ mamy wysokie temperatury i bardzo niskie stany wód powierzchniowych. Można oczywiście modernizować ujęcia poboru wody, nasza firma wykonała np. dla spółki TAURON Ciepło Elektrociepłowni Tychy 2 projekt rozbudowy ujęcia wody na rzece Białej. I chociaż generalnie w ramach jednej z prowadzonych przez naszą firmę działalności biznesowych (czyli projektowania w zakresie hydrotechniki) projektujemy coraz więcej zbiorników wodnych, mających lokalnie poprawić zarządzanie

zasobami wodnymi, to sytuacja w zakresie zasobów wodnych, przypadających na statystycznego obywatela, jest najgorsza w całej UE. W kontekście zmian klimatycznych nie jest to najlepsza perspektywa dla źródeł węglowych w okresie letnim. Jeśli chodzi o moce przyłączeniowe dla OZE, to niestety coraz więcej planowanych inwestycji jest blokowanych z powodu braku możliwości lub wydane warunki przyłączeniowe wymagają tak znacznych nakładów finansowych, że projekt staje się nieefektywny ekonomicznie. Najczęściej problemy występują z pozyskaniem warunków na nowe źródła odnawialne, mające produkować energię do sieci. Łatwiej jest uzyskać warunki dla instalacji, z których energia będzie wykorzystywana głównie na potrzeby własne. Sytuację mogą poprawić nowe środki unijne z KPO, 300 mln euro wsparcia ma trafić na rozwój sieci przesyłowych i inteligentną infrastrukturę elektroenergetyczną. Ponadto pojawią się moim zdaniem inwestycje, które będą wykorzystywać synergie pomiędzy poszczególnymi technologiami wytwarzania energii i korzystać z tego samego przyłącza energetycznego.

Kiedy magazyny energii będą normalnym elementem gospodarki energetycznej w przemyśle i gospodarstwach domowych?

To jest kwestia najbliższych 10 lat. Oczywiście perspektywa przydomowych magazynów energii już się rozpoczęła i jeśli URE nie powstrzyma gwałtownych wzrostów cen energii dla konsumentów, to przy systemie rozliczeń na zasadzie net billingu zwrot z inwestycji w PV z magazynem energii będzie pewniejszy do wyliczenia. Umożliwi również klientowi zabezpieczenie pewnego stałego dostępu do energii, przynajmniej na poziomie najważniejszych urządzeń w domu, np. oświetlenie LED, lodówka, umożliwienie pracy kotła grzewczego na pellet czy gaz.

Jeśli chodzi o magazyny przemysłowe, to tutaj będzie dużo zależało od tempa poprawy efektywności inwestycji. URE pracuje nad takim rozwiązaniem, aby spółki energetyczne miały wyższy zwrot z inwestycji w przyłącza OZE i magazyny energii OZE. Rozwijają się technologie magazynowania. Zeneris Projekty w zakresie przemysłowych magazynów energii współpracuje z polskim producentem – firmą Laser Tech z Tych. Natomiast montujemy też mniejsze magazyny różnych producentów – ostatnio realizowaliśmy układ PV z trzema magazynami Huawei, zapewniający klientowi możliwość pracy wyspowej. Obecnie pracujemy dla naszego klienta nad podobnym rozwiązaniem z magazynem o mocy 95 pojemności 124 kWh z możliwością rozładowywania energii przez 12 godzin. Oczywiście jest też wiele czynników, które mogą wpłynąć na rozwój tego segmentu rynku. W okresie ostatnich 12 miesięcy na rynku surowców lit podrożał 5-krotnie. Konkurencja pomiędzy producentami samochodów elektrycznych a rozwiązaniami energetycznymi może spowodować wysoką dynamikę wzrostu cen baterii. Z drugiej strony to szansa na rozwój innych technologii magazynowania energii, np. magazynów wanadowych czy też wodorowych. Nasza firma rozwija projekt farmy PV, przy której klient rozważa magazynowanie części energii, produkując wodór.

Jak podchodzi pan do tematu recyklingu paneli i baterii, który obecnie jeszcze wywołują wiele kontrowersji?

Do produkcji paneli i baterii wykorzystuje się materiały, które można ponownie użyć. Część tych komponentów to krzem, aluminium oraz pierwiastki, np. lit, wanad i metale ziem rzadkich. Moduły można poddać recyklingowi i są już na świecie zebrane doświadczenia mówiące o tym, że część odzyskanych materiałów krzemowych można wykorzystać do wyprodukowania nowego panelu. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w raporcie pt. „End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels" informuje, że masa surowców wtórnych z fotowoltaiki, głównie szkła, jaka powstanie do 2050 roku, szacowana jest na 78 mln ton. To kolejny ogromny rynek recyklingu warty ponad 15 mld dolarów, który jest już na świecie technologicznie zagospodorowany. W Polsce znam już też krajową firmę, która uruchamia swoją autorską technologię utylizacji PV. Nasza firma jest partnerem spółki CORAB, polskiego producenta systemów montażowych PV i dystrybutora urządzeń PV. Na ich stronie każdy, kto obawia się problemów z recyklingiem instalacji PV, może uzyskać wyczerpującą informację w tym temacie i rozwiać swoje wątpliwości. Podobnie jest z magazynami energii. Uważam, że w przyszłości, z uwagi na cenne komponenty w nich zawarte, nie będzie żadnego problemu z ich utylizacją. Upraszczając, można to przyrównać do recyklingu starych katalizatorów samochodowych – im starszy, tym cenniejszy, bo zawiera więcej materiałów ziem rzadkich. Oczywiście utylizacja magazynów energii będzie technologicznie trudniejsza, ale jestem przekonany, że z uwagi na ograniczone zasoby naszej planety pozostanie opłacalna. Z mojego doświadczenia w prowadzeniu negocjacji z klientami, dla których projektujemy lub budujemy instalacje biznesowe czy też farmowe PV wynika, że problem utylizacji pozostałości po instalacji nie stanowi dla nich problemu. Są przekonani, że w przyszłości nie będą to wysokie koszty. Technicznie nie będzie to trudne, a z uwagi na materiały, z jakich są wykonane, nie powinno to też być kosztowne.

Rozmawiał Maciej Szramek, redaktor czasopisma „Energetyka Cieplna i Zawodowa" i portalu kierunekENERGETYKA.pl

WYŁĄCZNY PRZEDSTAWICIEL FIRMY

LISEGA

światowego producenta zamocowań rurociągów przemysłowych

- **zamocowania rurociągów:**
  - stałe (sztywne)
  - podatne sprężynowe
  - podatne stałosiłowe
  - tłumiki przemieszczeń
  - obejmy i siodła rurowe
  - osprzęt
- **obsługa serwisowa zamocowań, w tym:**
  - nadzór nad montażem
  - kontrola i diagnostyka podczas eksploatacji
  - uruchamianie
  - regulacja
- **walka z drganiami w instalacjach przemysłowych – firma „córka” VICODA:**
  - tłumienie
  - usuwanie przyczyn
  - izolacja

EKSPERT w remontach i eksploatacji turbin energetycznych i przemysłowych:

- nadzory nad remontem i montażem
- doradztwo techniczne w zakresie napraw i eksploatacji, w tym w sytuacjach awaryjnych

- **Specjalne technologie, mobilne obróbki, naprawy i regeneracje np.:**
  - obróbka włazów do wymienników i walczaków
  - obróbka czopów wirników bez otwierania kadłubów
  - obróbka tarcz oporowych wirników j.w.
  - usuwanie śrub „zapieczonych” lub urwanych bez uszkadzania gwintów
  - regeneracja uszkodzonych gwintów w otworach kołnierzy, itp.

Przedsiębiorstwo **R**emontowe
Urządzeń **E**nergetycznych
ul. Mariacka 35; 40-014 Katowice

tel./fax + 48 32 226 41 18
kom. + 48 609 20 69 84
prue@prue.pl; zawieszenia@prue.pl
www. lisega.de

MEGART®

Firma Megart Sp. z o.o. działa na rynku od 1990 r. Specjalizujemy się w doborze oraz instalacji:

- Podpór przesuwnych – łożyska ślizgowe PTFE – jesteśmy wyłącznym przedstawicielem firmy IBG Monforts oraz firmy PG Systemtechnik
- kompensatorów - kompensatory tkaninowe, gumowe, stalowe niemieckiej firmy Dekomte, oraz pomożemy dobrać:
- specjalistyczne środki smarne, ochronę antykorozyjną – niemieckich firm OKS oraz Bantleon

Towarzystwo Gospodarcze Megart Sp. z o.o.
ul. Wyzwolenia 5, 43-190 Mikołów

tel: 32 226-04-48
kom: 501 578 243
info@megart.pl
www.megart.pl

ENERGIA Z ODPADÓW WZMOCNI LOKALNĄ SUWERENNOŚĆ ENERGETYCZNĄ

Krzysztof Szaliński
prezes zarządu, PEC Gliwice

Polskie ciepłownictwo stoi przed szeregiem wyzwań: ograniczeniami w dostępie do surowców, wysokimi kosztami produkcji energii i koniecznością spełnienia rygorystycznych wymagań środowiskowych. Jak w tej sytuacji zapewnić odbiorcom nieprzerwane dostawy ciepła w stabilnej cenie? Odpowiedzią będzie cieplne przetwarzanie odpadów i wzmocnienie dążeń do gospodarki obiegu zamkniętego.

Jak podaje raport „Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2022": w 2021 roku udział węgla w produkcji energii elektrycznej wzrósł i wyniósł ponad 72%. Z węgla pochodziło też 31,5 z pozyskanych łącznie 53 gigawatów mocy osiągalnej. Paliwa kopalne w dalszym ciągu stanowią podstawę polskiego systemu ciepłowniczego – za ponad 70% mocy wytwórczych, odpowiedzialnych za produkcję ciepła w Polsce, odpowiada węgiel kamienny. Jednocześnie od pierwszych miesięcy bieżącego roku obserwujemy zmiany rynkowych cen surowców do produkcji ciepła i energii, a także wyraźne ograniczenia w ich dostępności, związane bezpośrednio z sytuacją geopolityczną.

Wyzwaniem dla branży są też rosnące wymagania środowiskowe, za którymi musi nadążyć tempo

rozbudowy istniejącej infrastruktury i powstawania nowych bloków ciepłowniczych. Jeden z najważniejszych celów, ustanowionych przez Komisję Europejską w tym zakresie, zakłada ograniczenie do 2030 roku emisji CO_2 do środowiska o 55%. Wprowadzona została także nowa definicja „wysokosprawnej kogeneracji", zakładająca maksymalną emisyjność produkcji ciepła i energii na poziomie 270 g CO_2/kWh. Mówiąc o wymaganiach środowiskowych należy też wziąć pod uwagę nieustannie wzrastające opłaty za emisję do środowiska. Na początku tego roku sięgały one nawet 90 euro za sztukę, a dziś cena oscyluje w okolicach 80 euro. Sektor nie jest przygotowany na ponoszenie takich kosztów, a rentowność wielu krajowych PEC-ów już od dawna jest zbyt niska, by utrzymać odpowiednio szybkie tempo rozwoju i transformacji.

Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe czynniki, producenci ciepła muszą odpowiedzieć na pytanie, w jaki sposób zapewnić odbiorcom jego nieprzerwane dostawy. Wysokie koszty produkcji energii z paliw kopalnych i perspektywa ograniczonej dostępności surowców w nadchodzących latach pokazują, że pożądanym kierunkiem rozwoju branży elektrociepłowniczej jest jej dekarbonizacja. Odejście od paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii to jeden z najważniejszych, długofalowych celów, jakie powinni postawić sobie producenci ciepła i energii elektrycznej. Niezbędna jest dywersyfikacja źródeł ciepła, a systemy ciepłownicze muszą stać się administratorami ciepła lokalnego. Niektóre podmioty, jak PEC-Gliwice, już dziś podejmują takie kroki, projektując farmy solarne czy inwestując w kotły wielopaliwowe. Aby te inwestycje się powiodły, konieczne jest systemowe dofinansowanie pochodzące z opłat ponoszonych przez przedsiębiorstwa za jednostki CO_2. Bez zawracania tych pieniędzy z powrotem do systemu, transformacja energetyczna na szeroką skalę się nie wydarzy.

W stronę gospodarki obiegu zamkniętego

Jak najwyższa dekarbonizacja będzie pierwszym i niezwykle istotnym krokiem w kierunku gospodarki obiegu zamkniętego. W tym modelu odpady traktowane są jako ostatni etap cyklu życia. Taki sposób działania w dużej mierze przyczynia się do pogorszenia stanu środowiska oraz powstawania coraz większej ilości odpadów nienadających się do powtórnego przetworzenia.

W gospodarce o obiegu zamkniętym odpady są poddane recyklingowi i wykorzystane jako surowce wtórne, co zapewnia dbałość o możliwie najmniejsze zużycie odnawialnych zasobów naturalnych, ale także sposób eksploatacji, zapewniający ich regenerację. W ten sposób ogranicza się negatywny wpływ odpadów na środowisko, zmniejsza zanieczyszczenie planety, optymalnie wykorzystuje wodę, surowce naturalne, a także efektywniej korzysta z zasobów energetycznych.

Przejście do gospodarki o obiegu zamkniętym stanowi wyzwanie globalne dla krajów, które dziś bazują na produkcji ciepła i energii z paliw kopalnych. Do roku 2050 zakładane jest rozszerzenie jej zakresu o spalanie tych odpadów, które nie nadają się do recyklingu – ten krok uważany jest za niezwykle znaczący dla osiągnięcia neutralności klimatycznej i dekarbonizacji.

Odpady oprócz węgla w ciepłowniach

Uznanie odpadów za wartościowe paliwo w przyjaznym środowisku procesie produkcji jest o tyle istotne, że mogą one być najlepszą odpowiedzią na panujący w branży kryzys. Paliwa alternatywne nie zastąpią dziś całego strumienia węgla kamiennego, ale ich potencjał nie może zostać pominięty w całościowym bilansie.

> **Uznanie odpadów za wartościowe paliwo w przyjaznym środowisku procesie produkcji jest o tyle istotne, że mogą one być najlepszą odpowiedzią na panujący w branży kryzys**

Polacy produkują rocznie nawet 4,5 miliona ton śmieci, z czego ponad dwa miliony trafiają na składowiska odpadów. Jednocześnie, jak wskazują eksperci, składowane obecnie odpady już dziś mogłyby zapewnić nam nawet 10% ciepła systemowego – to nawet milion ton węgla i o 2 miliony ton CO_2 mniej każdego roku. Nowe inwestycje pozwolą na pozyskiwanie większej ilości ciepła z odpadów i znaczące ograniczenie szkodliwych emisji do środowiska. Za przykład może posłużyć Park Zielonej Energii, którego budowę zaplanowano w Gliwicach. W tym ośrodku możliwe będzie przetworzenie nawet 57 tysięcy ton różnego rodzaju odpadów w skali roku. Dla mieszkańców Gliwic oznacza to rocznie nawet 136 tysięcy MWh ciepła oraz 22 tysiące MWh energii elektrycznej wyprodukowanej w przyjazny środowisku sposób. Emisja dwutlenku węgla zostanie ograniczona do 31 tysięcy ton rocznie, a wykorzystanie wody surowej w procesie produkcji ciepła o kolejne 30 000 m^3.

Przetwarzanie cieplne większych ilości odpadów odegra też istotną rolę w zapewnieniu niezależności energetycznej. Lokalnie dostarczane paliwo pozwoli na uniezależnienie się od zewnętrznych dostaw, a także na lepszą stabilizację cen produkowanej energii. Te zasoby – ciepło odpadowe i paliwa alternatywne – muszą zostać wykorzystane. Lokalnych społeczności nie stać na pominięcie ich potencjału, a w jego wykorzystaniu wesprą je wysokowydajne, bezpieczne instalacje energetyczne.

MODELOWANIE SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH Z OZE

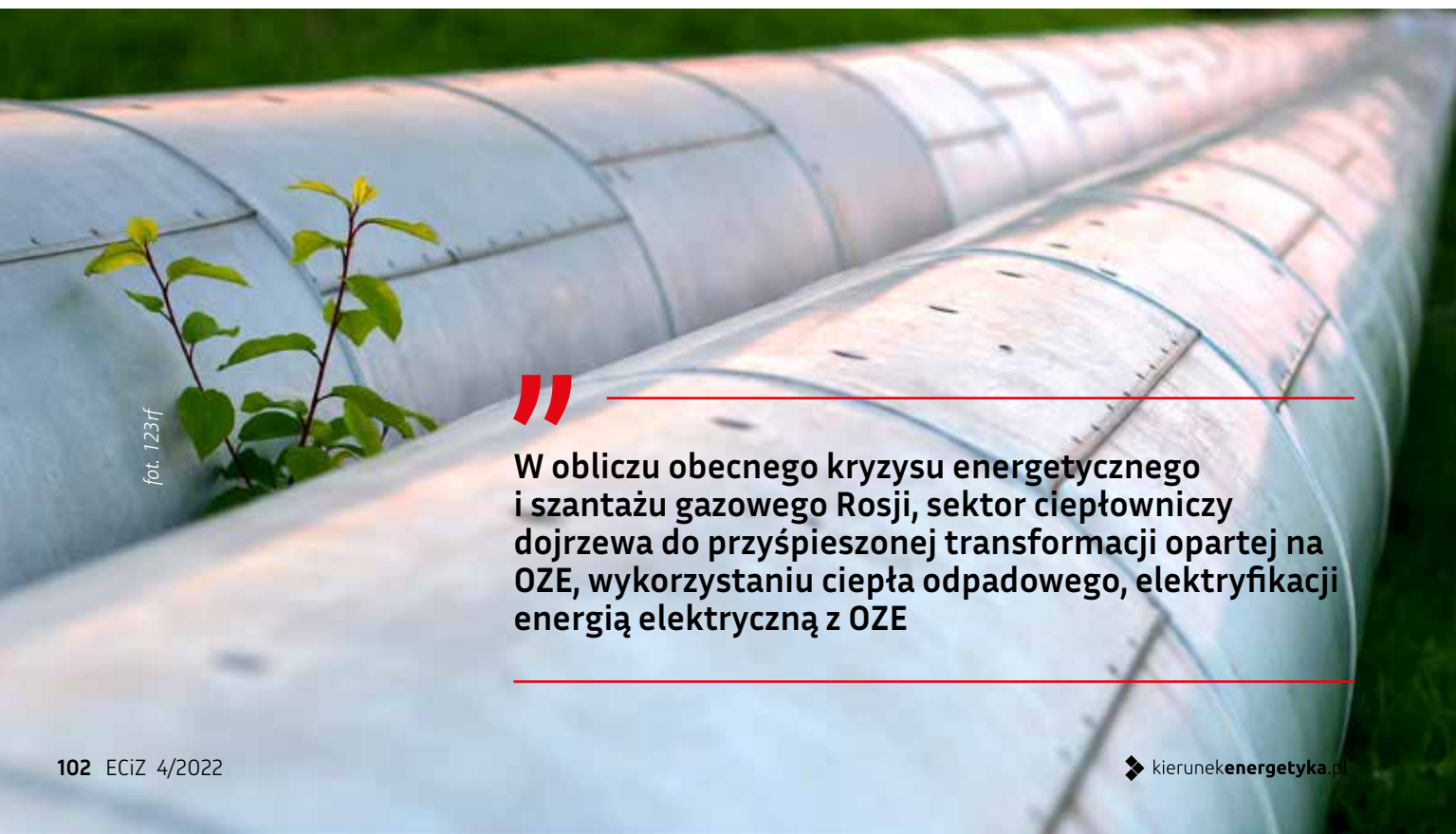
na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła

Grzegorz Wiśniewski, Aleksandra Sulej, Krzysztof Kalinowski, Stanisław Gołębiowski, Agnieszka Bogacz, Konrad Wiśniewski, Jacek Gajkowski, Agata Walczak
Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

Wobec kryzysu energetycznego na znaczeniu zyskują systemy ciepłownicze bazujące na kilku źródłach, w tym OZE. Takie uniezależnienie od dostaw paliw daje ciepłownikom bezpieczeństwo i pewność zbilansowania podaży i popytu, o ile w systemie jest magazyn ciepła i przynajmniej jedno źródło w pełni sterowalne.

Przechodzenie na OZE, w szczególności najbardziej nowoczesne źródła zeroemisyjne, nie może ignorować punktu startu, jakim jest ciągle bardzo wysoki udział paliw kopalnych i dominacja procesów spalania w wytwarzaniu ciepła. Świadomość punktu wyjścia i struktury wytwórczych aktywów ciepłowniczych określała priorytety całego łańcucha dostaw związane z modernizacją istniejących źródeł wytwórczych lub zastępowaniem węgla gazem (zmiana ewolucyjna) i częściowo tłumaczy inercję w koniecznej jakościowej zmianie technologicznej, jaką byłyby inwestycje w źródła zeroemisyjne.

Wraz z odsuwaniem momentu rozpoczęcia transformacji energetycznej narasta skala wymaganych inwestycji. Świadomość potrzeb i ich skali w silnie regulowanej branży zniechęca ustawodawcę w stymulowaniu jej do jednoczesnego podejmowania kosztowych inwestycji obliczanych na efekt w dłuższym terminie. Spóźnione regulacje sprzyjają podtrzymaniu wysokiego stopnia wykorzystania majątku



fot. 123rf

W obliczu obecnego kryzysu energetycznego i szantażu gazowego Rosji, sektor ciepłowniczy dojrzewa do przyśpieszonej transformacji opartej na OZE, wykorzystaniu ciepła odpadowego, elektryfikacji energią elektryczną z OZE

istniejącego, ale stanowią też bariery prawne dla ciepła z OZE. Zbyt powolne wdrażanie rozwiązań na rzecz efektywności energetycznej w mieszkalnictwie i przemyśle (czyli u odbiorców ciepała) nie pozwala na obniżenie temperatury czynnika grzewczego na zasilaniu i mocy źródeł ciepła, co podnosi koszty inwestycji w OZE. Sposób taryfowania preferuje wysokie wskaźniki wykorzystania majątku zainwestowanego, w tym np. wykorzystania zainstalowanych mocy wytwórczych, co nie jest zachętą dla inwestycji w zeroemisyjne OZE. Odsuwane w czasie wdrażania przepisów środowiskowych związanych z procesami spalania (tzw. *derogacje*), czy w obecnej sytuacji kryzysowej wsparcie w zakupie paliw, doraźnie poprawia sytuację ekonomiczną ciepłowni i odbiorców, ale pogłębia nawarstwianie się nierozwiązywanych problemów.

W obliczu obecnego kryzysu energetycznego (wysokie ceny węgla, węglowodorów, biomasy) i szantażu gazowego Rosji (przechodzenie na gaz jako paliwo przejściowe jest pod znakiem zapytania), sektor ciepłowniczy dojrzewa do przyśpieszonej transformacji opartej na OZE, wykorzystaniu ciepła odpadowego, elektryfikacji energią elektryczną z OZE. Kryzys energetyczny i niespokojne rynki paliw stawiają w centrum bezpieczeństwo zasilania w ciepło. Zyskują na znaczeniu systemy ciepłownicze bazujące na kilku źródłach ciepła będących kombinacją wysokoemisyjnych źródeł węglowych i zeroemisyjnych OZE o niemal zerowych kosztach eksploatacyjnych, jak energia słoneczna, wiatrowa, geotermalna. Uniezależnienie od dostaw paliw daje ciepłownikom bezpieczeństwo i pewność zbilansowania podaży i popytu, o ile w systemie ciepłowniczym jest magazyn ciepła i przynajmniej jedno źródło w pełni sterowalne.

OZE i magazyn ciepła

Naturalnym rozwiązaniem wydają się co najmniej dwa, trzy źródła OZE (w tym jedno, dwa zeroemisyjne) plus magazyn ciepła, pozwalające razem na zastąpienie ok. 50% ciepła ze starszych i bardziej zużytych kotłów niespełniających wymogów środowiskowych, ale przy jednoczesnym zachowaniu w ciepłowni i ewentualnej modernizacji ok. 50% węglowych źródeł wytwórczych będących w najlepszym stanie technicznym. Przez analogię do dążenia elektroenergetyki do zwiększenia elastyczności węglowych źródeł wytwórczych (np. program „Bloki 200+"), ciepłownictwo może znacznie prościej i przy niższych nakładach realizować proces przejścia z węgla do OZE, dzięki akumulacji ciepła na dużą skalę, w szczególności w magazynach sezonowych ciepła, których budowa praktycznie jest możliwa tylko w systemach ciepłowniczych (nie jest możliwa w ciepłownictwie rozproszonym). Takie rozwiązanie walnie przyczyniłoby się do wsparcia transformacji całej energetyki, z zachowaniem możliwości etapowania procesu odchodzenia od węgla.

Nowe metody projektowania ciepłowni

Powyższe technologie są od dwóch dekad znane, a od dekady z powodzeniem stosowane w Europie, ale w Polsce ciągle brakuje pełnoskalowych wdrożeń. Ten kierunek transformacji wymaga też zmian w tradycyjnym podejściu do modelowania i projektowania nowych ciepłowni oraz nowych modeli ekonomicznych i regulacyjnych (tu z nadzieją należy patrzeć na koncepcję tzw. „piaskownic regulacyjnych", promowaną przez regulatora rynku i ustawodawcę). Nowe metody projektowania i pilotaże inwestycyjne są niezbędne, aby przekonać samych ciepłowników i otoczenie, w tym np. władze samorządowe. Wymagają pozyskania interesariuszy pozytywnie nastawionych do rozwoju nowoczesnego ciepłownictwa systemowego oraz łańcucha dostaw nowych technologii. W szczególności chodzi o dostawców magazynów ciepła, kolektorów słonecznych, kotłów elektrodowych, rozwoju umów PPA na zakup taniego pasma energii elektrycznej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych oraz systemów prognozowania i zarządzania energią.

Postęp w świadomości interesariuszy zmian technologicznych i rozwoju metod projektowania i analiz przyniosły zainicjowane w 2021 roku dwa programy NCBiR pt. „Ciepłownia Przyszłości" i „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym", których celem było opracowanie oraz demonstracja innowacyjnych technologii wytwarzania i magazynowania energii z OZE do celów grzewczych. Z uwagi na nieprzystające do obecnych realiów założenia (wymóg ponad 80% udziału zeroemisyjnych OZE w produkcji ciepła do celów grzewczych dla demonstratora obejmującego tylko niewielki kawałek sieci ciepłowniczej), ww. programy nie pozwolą na zrealizowanie pełnoskalowej i ekonomicznie uzasadnionej inwestycji w ciepłowni miejskiej nawet tzw. III generacji (udział pogodozależnych OZE rzędu 40-50%). Pomogły one jednak bardzo w rozwinięciu wiedzy i umiejętności nt. metod modelowania i analiz nowoczesnych systemów ciepłowniczych z wykorzystaniem programu symulacyjnego TRNSYS oraz metody ocen ekonomicznych metodą LCoH (tzw. rozłożonego w całym okresie trwałości ciepłowni kosztu produkcji ciepła). Niniejszy artkuł bazuje na tych doświadczeniach, ale pokazuje szerszy kontekst szybkiego (w ostatnich dwóch latach) dochodzenia ciepłownictwa do pełnej dojrzałości technologicznej i ekonomicznej rozwiązań bazujących na OZE.

Rozwój metod analiz i projektowania ciepłowni z wysokim udziałem OZE

Obawą ciepłowników wobec planów przechodzenia na OZE jest nie tylko kwestia cenowa („po co ryzykować, skoro są derogacje, a politycy nie pozwolą, aby ważne przedsiębiorstwo użyteczności publicznej nagle upadło)", ale także uzasadnione obawy o stabilność pracy systemów ciepłowniczych z OZE i ich odporność na zmienne sezonowo, dobowo i rocznie

warunki pogodowe oraz zmienność wydajności źródła i potrzeb odbiorców. Złożoność problemu narasta wraz ze zwiększeniem liczby pogodozależnych źródeł energii elektrycznej lub ciepła, dodaniem do nich (lub nie) sezonowego magazynu energii i wzrostem zapotrzebowania na nowe modele do symulacji złożonych systemów wraz z układami ich sterowania. W projektowaniu złożonych systemów z OZE nie wystarczą dotychczas stosowane „ciepłownicze krzywe regulacyjne" i „uporządkowane krzywe mocy", tworzone zazwyczaj pod znane i uznawane za standard kotły węglowe (typu WR, WLM itp.) i kotły na paliwa węglowodorowe, w tym układy kogeneracyjne. Ciepłownicy w projektowaniu większych systemów wspierali się modelami i symulacjami sieci ciepłowniczych z wykorzystaniem programów, takich jak Termis, Simulink, Matlab itp. Programy te nie są jednak dostosowane do optymalizacji pracy kilku źródeł wytwórczych pogodozależnych w funkcji szybkozmiennych parametrów zależnych nie tylko od pogody, ale też profili cenowych energii elektrycznej i dynamicznych algorytmów zarządzania oraz optymalizacji pracą źródeł i magazynów ciepła.

Teoretycznie możliwa jest rezygnacja z modeli symulacyjnych odwzorowujących warunki rzeczywiste (tzw. „godzina po godzinie") i bazowanie na bilansach rocznych. Można stosować tzw. benchmark i wymiarowanie nowych systemów na podstawie danych ze zrealizowanych inwestycji w innych krajach, w oparciu o wyniki symulacji lub rzeczywiste wyniki z pomiarów/monitoringu po zrealizowaniu inwestycji.

Wcześniej autorzy niniejszego artykułu, wobec braku sprawdzonych w Polsce rozwiązań w IEO, stosowali metody bilansowe miesięczne i roczne oraz benchmark w oparciu o dane z europejskiego projektu badawczego „Słoneczne systemy ciepłownicze" (SDHp2m) oraz z programu Międzynarodowej Agencji Energii (SHC Programe). Bazując na takim podejściu przygotowano wstępne studia wykonalności ze ścieżkami przechodzenia z węgla na OZE m.in. dla PEC Końskie (2017), ZEC w Wołominie (2019), PEC Radzyń (2021). Specyfika uwarunkowań (taryfowanie, standard termiczny budów, klimat, struktura geologiczna) i możliwych rozwiązań krajowych (stosowane technologie i ich indywidulanie dobrane konfiguracje) nie pozwalają też na przenoszenie doświadczeń zagranicznych i na prostą analizę wymiarową i benchmark. W przypadku ZEC Wołomin, z uwagi na większą skalę, konieczne okazały się symulacje pracy sezonowego „godzina po godzinie" magazynu ciepła (wykorzystano program TRNSYS). Oczywistym stał się fakt, że przy większych systemach ciepłowniczych z wysokim udziałem OZE zamodelować trzeba pracę całego systemu, a nie tylko wybranych elementów.

Jednocześnie, z wykorzystaniem klasycznych modeli energetycznych, w IEO rozwijano nowe modele ekonomiczne do ocen kosztów produkcji ciepła LCoH, przynajmniej w okresie kredytowania kapitałochłonnych inwestycji w OZE jako podstawy po podejmowania decyzji ze świadomością kosztów ciepła dla odbiorców w zestawieniu ze scenariuszem alternatywnym (zazwyczaj bazującym na modernizacji istniejących węglowych zasobów wytwórczych). Wyrazem tego było „Opracowanie krzywej referencyjnej kosztów ciepła LCoH z prognozą cen dla przedsiębiorstw ciepłowniczych" dla NFOŚiGW. Modele ekonomiczne, w tym bazujące na LCoH, są jednak wtórne do modeli energetycznych.

Wyspecjalizowane modele

Wraz z pojawianiem się na rynku pogodozależnych OZE, w analizach systemów ciepłowniczych zaczęto stosować wyspecjalizowane modele dostosowane najpierw do pojedynczych technologii OZE, takich jak kolektory słoneczne (T*Sol), fotowoltaika (PV*Sol), wiatr (WindPro) oraz szerszych, integrujących kilka źródeł energii, jak EnergyPRO, Polysun, EnergyPlan, HeatFor. Na tym tle najbardziej wyróżnia się (baza danych sciencedirect.com) program TRNSYS (*TRaNsient SYstems Simulation Program*). Bazy danych naukowych potwierdzają popularność TRNSYS w zakresie badań i analizy projektowej lub naukowej systemów energetycznych, w tym ciepłowni. Program TRNSYS jest najbardziej uniwersalnym narzędziem do modelowania numerycznego ciepłowni z OZE. Umożliwia symulację działania urządzeń, instalacji i sieci.

W przeciwieństwie do innych programów, TRNSYS pozwala na szczegółowe i kompleksowe modelowanie i dynamiczną symulację instalacji wytwórczych (każdy rodzaj OZE) i odbiorów (budynków) oraz ich współdziałania. Umożliwia przeprowadzenie szczegółowych wielokryterialnych analiz systemów (pod względem energetycznym, ekonomicznym, wpływu na środowisko) w funkcji czasu (dowolnie mały krok czasowy, standardowo jedna godzina). Największą zaletą programu jest duża elastyczność w modelowaniu systemów energetycznych ze względu na możliwość zmiany parametrów technicznych i operacyjnych poszczególnych elementów systemu ciepłowniczego, w tym budynków i odbiorów ciepła. TRNSYS ma obszerną bibliotekę modeli numerycznych wszelkich urządzeń energetycznych i zjawisk fizycznych, m.in. wchodzących w kategorie dotyczące rozwiązań w zakresie ogrzewania, chłodzenia i wentylacji, kogeneracji i poligeneracji, urządzeń słonecznych (termicznych i fotowoltaicznych), turbin wiatrowych, geotermii, itd. Ważnym aspektem oprogramowania jest wykorzystanie modeli symulacyjnych, które są zwalidowane eksperymentalnie lub bazują na danych technicznych podawanych przez producentów komponentów. Program jest stale rozwijany, można też tworzyć własne typy komponentów poprzez zaprogramowanie ich w języku C++. TRNSYS charakteryzuje się otwartą, modułową strukturą. Użytkownicy otrzymują kod źródłowy oraz kody poszczególnych typów, co może znacznie ułatwić ich ewentualną rozbudowę oraz dostosowanie do specyficznych potrzeb użytkownika i do

PENTOL

50 LAT DZIAŁALNOŚCI
35 LAT W POLSCE

Pentol jest dostawcą nowoczesnych produktów i technologii niezbędnych zarówno dla optymalizacji procesu spalania, poprawy sprawności procesów technologicznych, jak również redukcji i monitoringu emisji substancji zanieczyszczających środowisko naturalne. Współpracujemy w tym zakresie z wieloma renomowanymi i uznanymi na rynku europejskim partnerami.

Stork Thermeq jest znany przede wszystkim z produkcji odgazowywaczy termicznych, których unikalna konstrukcja umożliwia głęboką, trwałą redukcję stężenia tlenu w wodzie zasilającej.

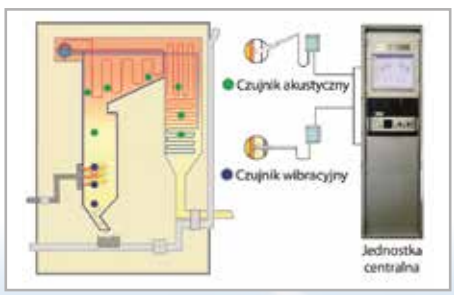
- **Zawartość resztkowa tlenu nawet 5ppb**
- **Szeroki zakres wydajności - 10 do 100% znamionowej**
- **Prosta jednobryłowa konstrukcja - oszczędność miejsca**
- **Niepotrzebna chłodnica oparów**
- **Możliwość modernizacji istniejących odgazowywaczy**

STORK
A Fluor Company

W Polsce odgazowywacze Storka zainstalowano we wszystkich największych krajowych blokach energetycznych (m.in. w Bełchatowie, Kozienicach, Opolu i Jaworznie) jak również w Elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych, m.in. EC Zielona Góra, EC ELCHO w Chorzowie, EC Lublin, EC Fortum Częstochowa i Zabrze, EC Zakładów Papierniczych Stora-Enso w Ostrołęce i Mondi w Świeciu. Obecnie realizowany jest projekt w EC Czechnica.

Ponadto oferta Pentolu obejmuje:

- **Dodatek do węgla PENTOMAG 2550** zapobiegający szlakowaniu kotłów,
- **Instalacje kondycjonowania spalin** do poprawy skuteczności elektrofiltrów,
- **Kompletne systemy ciągłego monitoringu emisji** spełniające wymagania konkluzji BAT, w tym poszczególną aparaturę:
  - analizatory spalin (SO_2, NO, NO_2, N_2O, NO_x, CO, NH_3, HCl, HF, CH_4, CO_2, Hg, H_2S, O_2, SO_3, TOC),
  - pyłomierze,
  - przepływomierze,
  - wilgotnościomierze,
  - elementy drogi gazowej
- **Analizatory spalin dla optymalizacji procesów technologicznych** oraz kontroli pracy urządzeń do redukcji emisji zanieczyszczeń (odpylanie, odsiarczanie, odazotowanie),
- **Ciągły pomiar rozkładu temperatury w przekroju komory paleniskowej AGAM,**
- **Instalacje wczesnego wykrywania nieszczelności w kotłach PLDS,**
- **Monitory płomienia.**



Zapraszamy do odwiedzenia naszej strony internetowej!

www.pentol.pl

SHELL DLA ENERGETYKI

GAMA OLEJÓW TURBINOWYCH SHELL

Każdy element Twojej maszyny lub procesu został starannie zaprojektowany – chcesz więc mieć pewność, że wybrałeś środek smarny stworzony z myślą o właściwej ochronie i wydajnym działaniu sprzętu.

Shell opracował gamę olejów turbinowych zapewniającą użytkownikom z sektora energetycznego wybór oleju, który zoptymalizuje ich działalność dzięki zwiększonej ochronie, długiej żywotności oleju i wysokiej wydajności układów.

USUWANIE LAKÓW DZIĘKI VARNISH REMOVAL FLUID

Oleje Shell pomagają minimalizować tworzenie się laków – cienkiej warstwy twardego, nierozpuszczalnego w oleju osadu, który może powodować obniżenie efektywności turbin.

Shell stworzył także Varnish Removal Fluid – środek pomagający usunąć laki z układów turbinowych. Płyn może być stosowany podczas pracy turbiny, więc proces czyszczenia nie wydłuża czasu przestoju. Shell Varnish Removal Fluid wykazuje doskonałą kompatybilność z olejami dostępnymi na rynku, a także nie wpływa na ich właściwości i parametry.

MONITOROWANIE STANU OLEJU z Shell LubeAnalyst

Shell LubeAnalyst pomaga zapobiec nieplanowanym przestojom dzięki dokładnej kontroli oleju obejmującej:

- Sprawdzenie właściwości oleju, takich jak lepkość, stopień utlenienia, zdolność wydzielania powietrza oraz sprawdzenie obecności laków, co pozwala przewidzieć optymalny czas następnej wymiany oleju.
- Określenie stanu sprzętu w celu przewidzenia potencjalnej awarii za pomocą zaawansowanej analizy cząstek powstałych w wyniku zużycia, zawieszonych w próbce środka smarnego.

Dowiedz się jak możemy Ci pomóc na **www.shell.pl/olejesmary**
Skontaktuj się z nami: **Radoslaw.Gwardecki@shell.com**; tel.: +48 606 670 043

Dane wejściowe do symulacji, parametry zapotrzebowania na ciepło	PEC Końskie	PEC Radzyn	Jedn.
Długość sieci ciepłowniczej	2,9	1,9	km
Liczba budynków ogrzewanych przez sieć ciepłowniczą	13	11	-
Powierzchnia ogrzewanych budynków	45 222,0	26 520,0	m^2
Minimalna przyłączeniowa moc grzewcza pojedynczego budynku	98,5	55,9	kW
Maksymalna przyłączeniowa moc grzewcza pojedynczego budynku	349,4	448,8	kW
Wymagana całkowita moc grzewcza w sieci ciepłowniczej	3,5	2,1	MW
Roczne średnie zapotrzebowanie na ogrzewanie na jedn. pow. budynku	88,9	80,0	kWh/m^2
Roczne zapotrzebowanie na ogrzewanie wszystkich budynków	3 977,0	2 048,1	MWh
Roczne zapotrzebowanie na energię termiczną do przygotowania CWU	1 244,0	730,1	MWh

TAB. 1 Podstawowe parametry analizowanych mikrosieci ciepłowniczych w Końskich i w Radzyniu

indywidulanych konfiguracji źródeł ciepła, w szczególności OZE.

Program TRNSYS pozwala też na wpisanie nowych komponentów (np. związanych z innowacyjnymi rozwiązaniami technicznymi) i dostosowanie istniejących do symulacji poszczególnie wybranych urządzeń, poprzez wpisanie charakterystyki działania komponentów. Możliwe jest uzyskanie szczegółowych danych związanych z działaniem poszczególnych komponentów, w postaci temperatur, przepływów, mocy, energii, strat ciepła itd. W programie TRNSYS można precyzyjnie badać systemy energetyczne i budynki na podstawie baz danych pogodowych, które pozwalają na wykorzystanie parametrów, jak promieniowanie słoneczne (bezpośrednie, rozproszone i odbite), wilgotność względna, prędkość i kierunek wiatru, temperatura otoczenia itd., do przeprowadzenia dynamicznej symulacji. Możliwości analiz parametrycznych, wrażliwości i zastosowania algorytmów optymalizacyjnych pozwalają na obliczenie wydajności i sprawności elementów lub/i całej instalacji, przeprowadzenie analiz wykonalności inwestycji, zdefiniowania najlepszych parametrów projektowych i operacyjnych instalacji.

W artykule porównano wyniki modelowania i symulacji TRNSYS dwóch miejskich systemów ciepłowniczych z wysokimi udziałami OZE zrealizowanymi w latach 2021/2022 w projektach NCBiR pt. „Ciepłownia Przyszłości" i „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym". IEO w ww. projektach odpowiadał za modelowanie i symulacje przeprowadzone na wydzielonych obszarach ciepłowni, które były podstawą do analiz ekonomicznych (LCoH) i przygotowania studiów wykonalności. Liderem konsorcjum, zainteresowanym wdrożeniem wyników symulacji i wynikających z nich koncepcji realizacyjnych oraz budową pełnoskalowych ciepłowni z OZE, jest RAFAKO Innovation.

Projekty zmobilizowały łańcuch dostaw kluczowych technologii. Niniejszy artykuł opatrzono komentarzem autorskim wynikającym z praktyki stosowania TRNSYS w projektowaniu realnych ciepłowni z OZE, wymiarowania ich kluczowych komponentów, doboru technologii oraz ocen ekonomicznych.

Założenia do modelowania i dane projektowanych systemów ciepłowniczych

Wymagania konkursów spowodowały, że modelowanie prowadzone było na wybranych fragmentach – tzw. demonstratorach miejskich systemów ciepłowniczych w Końskich (ciepłownia węglowa) i w Radzyniu (elektrociepłownia węglowo-gazowa), obejmujących odpowiednio 20% i 10% całkowitych potrzeb odbiorców ciepła przyłączonych do odpowiednich sieci. Demonstratory zaprojektowano tak, aby były wyspami (autonomicznymi mikrosieciami), ale w pełni reprezentatywnymi dla całych systemów ciepłowniczych w każdym z miast. OZE i magazyny

Parametry demonstratora nowych technologii OZE (wycinek 10-20% miejskiego systemu ciepłowniczego)	PEC Końskie	PEC Radzyn	Jedn.
Rodzaj instalacji (ciepłownia lub elektrociepłownia)	ciepłownia	elektrociepłownia	
Całkowita zainstalowana moc cieplna	23,6 (OZE 8,6)	5,2 (OZE)	MW
Całkowita zainstalowana moc elektryczna	1,0	2,6	kW
Roczna produkcja ciepła w źródłach brutto (z uwzględnieniem strat na przeszył i straty w magazynach ciepła)	5 556	3 083	MWh
Roczna produkcja energii elektrycznej	-	2 181	MWh

TAB. 2 Zestawienie mocy zainstalowanej i łącznej produkcji ciepła i energii elektrycznej w projektowych demonstratorach (mikrosieciach z wysokim udziałem OZE)

TAB. 3 Parametry systemu po przeprowadzeniu symulacji

Źródło	Moc cieplna [MW]	Capacity Factor [MWh/MW] lub [%]	Produkcja energii cieplnej [MWh]	Udział energii cieplnej [%]
Kocioł elektryczny	1	7,8%	833	15%
Kolektory słoneczne	6,6	7,7%	3700	66,6%
Kocioł węglowy WR-15	15	0,7%	938	16,9%
Dogrzewanie CWU i CO (chwilowe różnice bilansowe)	-	-	86	1,5%
SUMA	20,6	-	5556	100,0%

ciepła dobierano w taki sposób, by zapewnić wymagane wysokie udziały ciepła z OZE, z założenia odpowiednio: ponad 80% w Końskich i do 100% w Radzyniu.

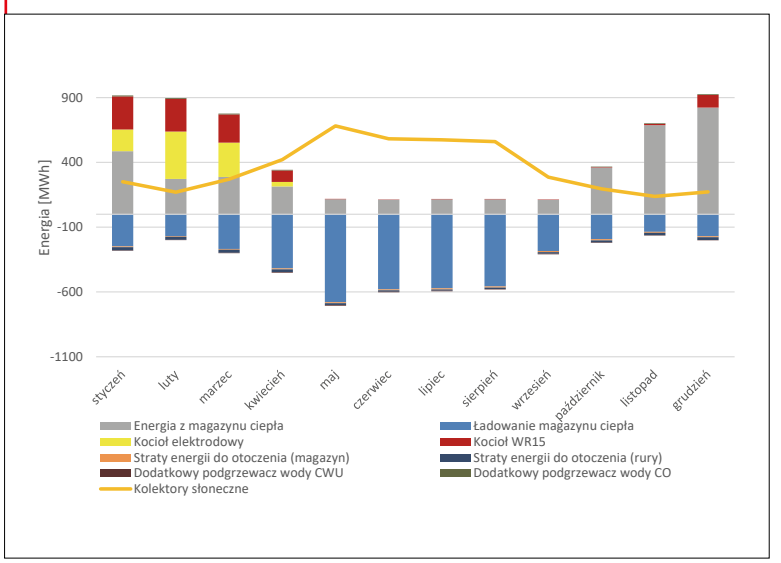
Odbiorcami ciepła (CO+CWU) w obu przypadkach na terenie demonstratorów były miejscowe spółdzielnie mieszkaniowe. Charakterystyki odbiorów ciepła w odpowiednich fragmentach sieci ciepłowniczej, wchodzących w skład demonstratorów, zestawiono w tabeli 1.

Profil potrzeb energetycznych wybranych do demonstracji technologii OZE i magazynów ciepła jest reprezentatywny dla krajowych ciepłowni. Wyjątkiem jest relatywnie znacząca długość sieci ciepłowniczej, co wynika z uwarunkowań konkursowych. Pomimo pewnych różnic indywidulanych płynących z lokalizacji i specyfiki lokalnych ciepłowni, wyniki symulacji dla obu demonstratorów można stosunkowo łatwo porównywać, gdyż w znacznej części opierały się na podobnych technologiach OZE:

1. wielkowymiarowe kolektory słoneczne (KS),
2. sezonowy, ziemny magazyn ciepła (PTES),
3. węglowe (istniejące) źródło szczytowe[1].

Różnice dotyczyły zasadniczo źródeł wytwarzania ciepła z energii elektrycznej z zeroemisyjnych OZE. Źródłem taniej energii dla elektroogrzewnictwa było niezbilansowane pasmo energii elektrycznej z OZE (farmy wiatrowe i inne pracujące źródła w sąsiedztwie ciepłowni) zakupionej w formule PPA. W Końskich energia elektryczna z OZE wykorzystywana była w kotle elektrycznym (KE) o mocy 1 MW, w Radzyniu zasilała elektrolizer (moc elektryczna 2,1 MW) z silnikami kogeneracyjnymi (moc elektryczna 0,5 MW łącznie) na wodór, przy czym ciepło trafiało do demonstratora, a zielona energia elektryczna na sprzedaż[2]. Ciepło ze źródeł elektrycznych zasadniczo kierowane było najpierw do PTES, a potem do sieci. Zestawienie łącznej mocy zainstalowanej (cieplnej i elektrycznej) i łącznej produkcji ciepła oraz energii elektrycznej w demonstratorach ukazano w tabeli 2.

RYS. 1 Produkcja poszczególnych źródeł ciepła oraz konsumpcja w podziale miesięcznym – PEC Końskie



Wyniki symulacji i wymiarowania systemów ciepłowniczych z wysokim udziałem OZE

Wykonano symulację TRNSYS dla dwóch systemów – ciepłowni PEC Końskie oraz elektrociepłowni w Radzyniu Podlaskim. Wydzielone części sieci ciepłowniczej miały być zasilane w znacznym zakresie z bezemisyjnych odnawialnych źródeł energii. Głównym źródłem ciepła są KS zasilające PTES (tzw. *Pit Thermal Energy Storage*, często nazywane nazwą własną – PIT).

W skład demonstratora w Końskich wchodzi pole wielkowymiarowych KS o łącznej powierzchni 10 198,4 m^2 (639 szt.). W okresie czerwiec/wrzesień głównym zadaniem kolektorów będzie zasilanie sezonowego magazynu ciepła, zaś w czasie: październik/maj będą one zasilały bezpośrednio system ciepłowniczy. Po upływie lata, naładowany magazyn będzie rozładowywany i wykorzystany do zasilania systemu ciepłowniczego w okresie grzewczym, łącznie z pokryciem potrzeb zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową. Bezpośrednio przy polu KS zostanie zbudowany magazyn sezonowy typu PTES w postaci zaizolowanego cieplnie wykopu o pojemności 58 685 m^3, przykrytego również zaizolowaną pokrywą.

Kolejnym istotnym elementem demonstratora będzie instalacja kotła elektrycznego oporowego o mocy elektrycznej nominalnej 1 MW_{el}, którego celem jest przetwarzanie niezbilansowanej, taniej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł (stwierdzonych gwarancją pochodzenia) na zeroemisyjne ciepło (tzw. technologia „green power-to-heat"). Instalacja pracować będzie zasadniczo w okresie wrzesień-maj, w czsie największej wydajności farm

wiatrowych i najniższych cen energii elektrycznej. W przypadku wystąpienia atrakcyjnych do zakupu cen energii elektrycznej, ciepło wytworzone w kotle oporowym będzie dogrzewało wodę na wyjściu z PTES. Czynnikiem przenoszącym i magazynującym ciepło będzie woda. W czasie szczytowego zapotrzebowania w ciepło włączany będzie do pracy także na obszarze demonstratora istniejący kocioł wodny WR-15 o mocy 15 MW.

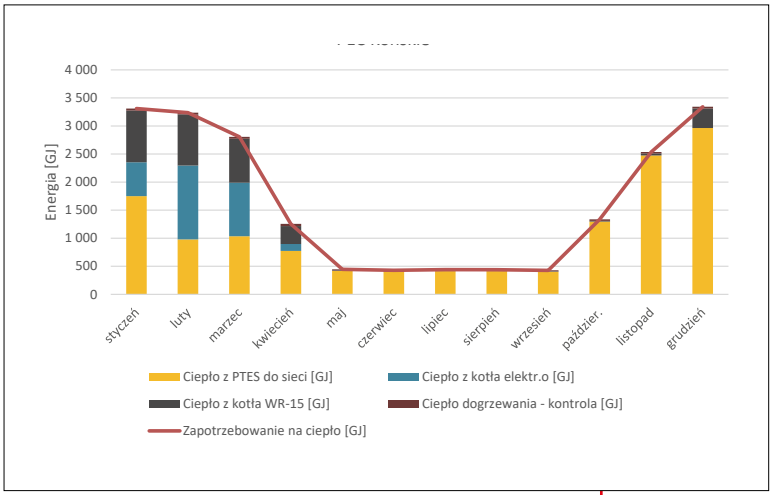
Całość instalacji będzie pod kontrolą jednolitego systemu SCADA, którego zadanie to optymalizacja pracy ciepłowni w sposób hierarchiczny (priorytet dla źródeł zeroemisyjnych), umożliwienie odpowiedniej elastyczności pracy systemu wielośródłowego i efektywne zarządzanie pracą całego systemu ciepłowniczego. Parametry systemu po przeprowadzeniu inwestycji i modernizacji sieci przedstawiono w tabelach. Pokrycie zapotrzebowania na ciepło zapewniają następujące dwa źródła OZE i istniejący kocioł węglowy.

Taka konfiguracja źródeł zapewniała w każdej godzinie (symulacje prowadzono z krokiem 10 minut) odpowiednią ilość i temperaturę ciepła w systemie ciepłowniczym przy rocznym ponad 80% udziale ciepła z OZE (wyłącznie źródła pogodozależne). Na podstawie symulacji TRNSYS, na rysunkach zobrazowano prace systemu w sposób zagregowany do danych miesięcznych.

Projekt elektrociepłowni w Radzyniu Podlaskim polegał na zademonstrowaniu nowego układu zasilania w ciepło części sieci ciepłowniczej. Główne źródła ciepła to wielkoskalowe kolektory słoneczne oraz dwa silniki gazowe wykorzystujące „zielony" wodór, zasilające PTES, a w następstwie osiedle mieszkaniowe.

W skład demonstratora w Radzyniu Podlaskim wchodzi pole wielkowymiarowych KS o łącznej powierzchni 2658 m^2. Instalacja pracować będzie przez cały rok. Kolektory zostaną połączone z sezonowym magazynem ciepła, z którego to – w zależności od zapotrzebowania oraz dostępności innych źródeł ciepła – energia będzie pobierana do sieci ciepłowniczej za pośrednictwem wymiennikowni. Rurociągiem ciepło ma być przenoszone do budynku kotłowni PEC, a następnie do magazynu sezonowego o pojemności 15895 m^3 typu PTES, znajdującego się obok kotłowni. Na tym samym poziomie znajdować się będą dwa silniki gazowe (wodorowe) o łącznej mocy 480 kWel i 500 kWth. Również na zewnątrz budynku umieszczony będzie mały magazyn wodoru, służący jedynie wyrównywaniu ciśnienia, oraz elektrolizer o mocy 2,1 MW zasilany energią elektryczną z okolicznych OZE. Kocioł węglowy WR2.5 wewnątrz budynku ma pełnić funkcję szczytowego źródła ciepła.

Całość instalacji będzie pod kontrolą jednolitego systemu SCADA, którego zadanie to efektywne zarządzanie pracą całego systemu ciepłowniczego. Taka konfiguracja zapewni 97,97% udziału OZE w zaspokojeniu zapotrzebowania na ciepło. Na podstawie



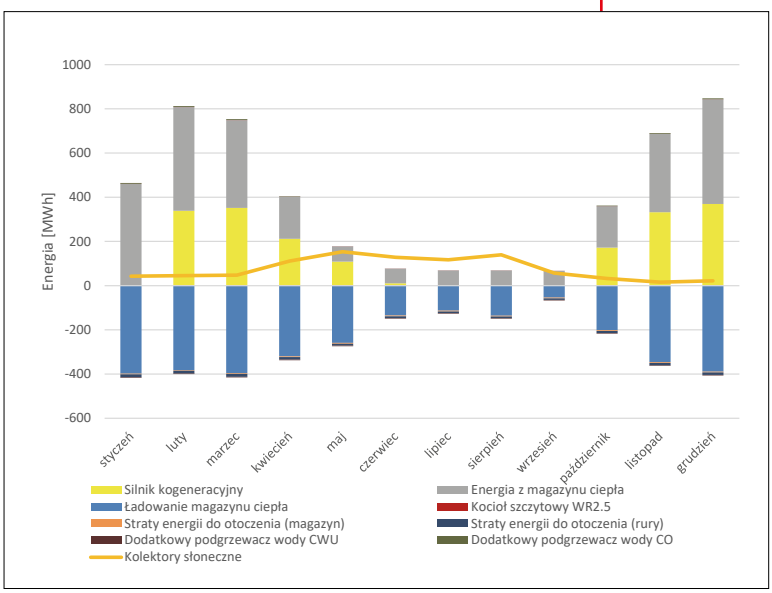
RYS. 2 Udział źródeł w pokryciu zapotrzebowania na ciepło – PEC Końskie

symulacji TRYNSYS, na wykresach (rysunki nr 3 i 4) zobrazowano prace systemu w sposób zagregowany do danych miesięcznych.

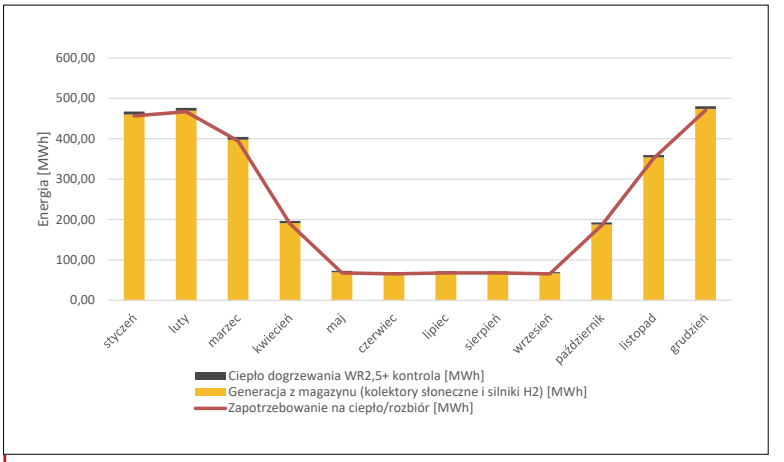
Porównanie i analiza wyników symulacji

Choć topologia obu projektowanych systemów jest podobna, to jednak różnice wynikające ze struktury zapotrzebowania na ciepło i struktury źródeł (obecność kogeneracji w Radzyniu) oraz różnicy w wielkości systemów (demonstrator w Radzyniu jest mniejszy) i przestrzennej bliskości źródeł czy odbiorców ciepła (system w Radzyniu jest bardziej zwarty) prowadzą do różnych charakterystyk pracy kluczowych źródeł ciepła.

Dwa główne komponenty, użyte dla symulacji w ciepłowni Końskie i elektrociepłowni Radzyń Podlaski, to pole KS i sezonowy magazyn ciepła PTES. Dzięki wykonaniu dwóch symulacji możliwe jest porównanie efektów wymiarowania tych dwóch kluczowych elementów układu. Parametry wybranego na podstawie ofert kolektora słonecznego przedstawiono w tabeli 4.



RYS. 3 Produkcja poszczególnych źródeł ciepła oraz konsumpcja w podziale miesięcznym – PEC Radzyń Podlaski



RYS. 4
Udział źródeł w pokryciu zapotrzebowania na ciepło – PEC Radzyn Podlaski

Sprawność roczna dla PEC Radzyń Podlaski jest niższa niż dla układu w Końskich. Wynika to z faktu, że praca pola KS jest silnie powiązana z temperaturą występującą w PTES. Temperatura ta w Radzyniu Podlaskim jest wyższa (mniejsza objętość magazynu ciepła i wpływ ciepła kogeneracji), co obniża sprawność kolektorów słonecznych. Średni uzysk energii z kolektorów słonecznych jest wyższy w Końskich, na co może mieć wpływ większa głębokość wykopu pod PTES (korzystny wpływ stratyfikacji i niski profil zmiany temperatur w dolnej warstwie magazynu).

Istotnym elementem obu systemów jest sezonowy magazyn ciepła o kształcie odwróconego ściętego ostrosłupa o podstawie prostokąta. To najtańsze z możliwych rozwiązań, bazujące na samonośnej konstrukcji podziemnej (PIT), znane i sprawdzone

Nominalna moc kolektora	7,20	W
Sprawność optyczna	0,874	-
Współczynnik temperaturowy wymiany ciepła (liniowy)	3,16	W/(m² K)
Współczynnik temperaturowy wymiany ciepła (kwadratowy)	0,0098	W/(m² K²)
Kąt azymutalny	0	°

TAB. 4
Parametry kolektora słonecznego

	Ciepłownia Końskie	Elektrociepłownia Radzyń Podlaski
Nachylenie kolektorów [°]	32,5	35
Powierzchnia kolektorów [m²]	9476,4	2654,6
Sprawność roczna [%]	35,8	32,6
Produkcja energii [MWh]	3700,0	826

TAB. 5
Porównanie parametrów pól kolektorów słonecznych dla dwóch systemów

w Europie, ale (pomimo korzystnych uwarunkowań geologicznych) niestosowane w Polsce. Rygory konkursu NCBiR wymagały w symulacjach TRYNSYS przybliżenia tej geometrii walcem (na wzór stosowanych w Polsce magazynów dobowych dla elektrociepłowni). Na rysunku 7 i w tabeli 6 przedstawiono projektowe wymiary sezonowego magazynu PTES.

Konstrukcje magazynu PIT planowanego do zastosowania w Radzyniu i w Końskich były podobne. Górna warstwa wody jest przykryta pływającą izolowaną pokrywą, której powierzchnia wynosi 2880 m² – Radzyn Podlaski, 7744 m² – Końskie. Kolejne warstwy pokrywy to, zaczynając od dołu: 2 mm folii HDPE (ang. *High Density Polyethylene*), siatka drenażowa, 1 m izolacji, kolejna warstwa drenażowa oraz 1 mm folii HDPE jako górnej warstwy. Celem siatki drenażowej jest umożliwienie wentylacji pomiędzy izolacją a wykładziną. To konieczne ze względu na dyfuzję pary wodnej przez okładziny. Jeśli para nie jest usuwana, istnieje potencjalne ryzyko powstania kondensatu w izolacji, który z czasem może ją uszkodzić. Izolacja na bokach i spodzie magazynu będzie wykonana z polimembrany HDPE i folii aluminiowej oraz izolacji wykonanej ze szkła piankowego. Grubość izolacji na dole i bokach zbiornika będzie wynosiła 0,25 m, a dla pokrywy 1 m. Skomplikowana struktura izolacji termicznej wynika z faktu, że z jednej strony musi zapewnić ochronę przegrody przed wnikaniem wilgoci z wewnątrz i z zewnątrz, ale z drugiej należy zagwarantować możliwość osuszania izolacji w przypadku, gdy zostanie ona zawilgocona.

Pokrywa górna magazynu unosi się na wodzie. Rozwiązanie tego typu zastosowano po raz pierwszy w magazynach ciepłowni duńskich. Alternatywa to konstrukcja samonośna, jednak przy dużych powierzchniach to rozwiązanie wiąże się z wyższymi kosztami konstrukcji.

Sezonowy magazyn ciepła projektowany dla Radzynia jest znacznie mniejszych wymiarów, nie tylko z uwagi na na mniejsze zapotrzebowanie na ciepło (demonstrator Końskie – 5 557 MWh, demonstrator Radzyń Podlaski – 3 083 MWh), ale także na źródła wytwarzania ciepła dla tego układu. Dla symulacji mikrosieci w Końskich występują znaczne zmiany temperatury w PTES ze względu na znaczny udział produkcji ciepła z KS w stosunku do produkcji z kotła elektrodowego. Dodatkowo praca kotła elektrodowego i kotła węglowego nie podnosi temperatury w magazynie, ponieważ źródła te pracują na sieć, a nie na magazyn – jak w przypadku silnika wodorowego w PEC Radzyń Podlaski.

Straty ciepła

Mimo że grubość i rodzaj izolacji dla dwóch układów są takie same, to straty ciepła dla systemu w Radzyniu Podlaskim są znacznie większe i wynoszą ok. 0,0071 MWh/m²/rok, podczas gdy w przypadku rozwiązania w Końskich – tylko 0,0054 MWh/m²/rok.

Firma **ProMinent** oferuje profesjonalne rozwiązania systemowe oraz urządzenia do uzdatniania i dezynfekcji wody. Dzięki innowacyjnym produktom i wieloletniemu doświadczeniu dostarczamy zaawansowane usprawnienia procesów produkcyjnych, które pozwalają na podniesienie bezpieczeństwa, wydajności oraz ochronę środowiska.
Portfolio produktów obejmuje pompy dozujące, perystaltyczne, urządzenia pomiarowo-regulacyjne, sondy oraz systemy dozowania i dezynfekcji: generatory dwutlenku chloru, elektrolizery, instalacje UV, generatory ozonu, instalacje do filtracji membranowej oraz zbiorniki.

Naszym celem jest długoterminowe i efektywne partnerstwo dla Klientów.

Regulator AEGIS II

Nowy regulator do kontroli procesów uzdatniania wody w obiegach chłodniczych

Cechy i korzyści:

- Dozowanie biocydu jest kontrolowane za pomocą regulatora czasowego
- Pomiar online i regulacja stężenia biocydu odbywa się w sposób ciągły
- Zdalny dostęp i serwis poprzez webserwer
- Wymuszone odsalanie przed rozpoczęciem dozowania biocydu
- 10 diod LED sygnalizuje status urządzenia i stan przekaźników
- Duża elastyczność zastosowań – konfigurowalne moduły wej./wyj. zapewniają dopasowanie do wymagań Klientów

Regulator **AEGIS II** zapewnia kontrolę oraz ciągły pomiar przewodności, stężenia biocydów i innych parametrów wody chłodniczej, aby utrzymać wymienniki ciepła i instalacje chłodnicze w dobrej kondycji. **AEGIS II** rejestruje wszystkie parametry technologiczne wody oraz kontroluje funkcje niezbędne do prawidłowej pracy układu chłodniczego.

Grawitacyjny filtr żwirowy Interfilt® SK

Filtracja wód przemysłowych, wody pitnej oraz ścieków

Cechy i korzyści:

- wykonanie: PE-HD, stal węglowa tworzywo sztuczne, stal nierdzewna lub beton
- brak konieczności nadzoru
- brak pomp układu przepłukiwania
- brak konieczności obsługi
- brak zużycia
- redukcja zanieczyszczeń stałych o 80 - 95%
- redukcja CHZT o 25 - 40%
- redukcja BZT5 o 40 - 60%
- redukcja mikroorganizmów o 90 - 95%

Filtr grawitacyjny **Interfilt® SK** działający na zasadzie automatycznego sterowania pracą przez wykorzystanie różnicy ciśnień spływającej grawitacyjne wody, jest bardzo tanim i niezawodnym sposobem filtracji, spełniającym wszystkie wymagania stawiane nowoczesnym procesom technologicznym.

Zapraszamy do współpracy.

ProMinent Dozotechnika Sp. z o.o. • ul. Jagiellońska 2 B • 55-095 Mirków k/Wrocławia
tel.: 71 398 06 00 • e-mail: biuro@prominent.com • www.prominent.pl

Firma ***ZAMKON*** działająca na polskim rynku od 1989 roku specjalizuje się w produkcji armatury przemysłowej. Oferta firmy obejmuje szeroki asortyment urządzeń, w skład którego wchodzi:

Armatura

- Zawory zaporowe
- Zasuwy
- Przepustnice
- Zawory zwrotne
- Filtry
- Zawory kulowe
- Odwadniacze
- Separatory

Instalacje

- Chłodnice próbek
- Odgazowywacze termiczne
- Ogrzewanie towarzyszące
- Przepompowanie kondensatu WZZ
- Rozprężacze kondensatu RWZ-1
- Stacje redukcyjno – schładzające pary
- Stacje redukcyjno – pomiarowe gazu
- Układy odwaniające
- Węzły cieplne

Usługi

- Modernizacja urządzeń ciśnieniowych
- Montaż i ustawnie napędów
- Projektowanie instalacji przemysłowych
- Wykonawstwo instalacji przemysłowych
- Przeglądy odwadniaczy
- Serwis armatury
- Szkolenia

ZAMKON

ZAMKON Armatura i Technologie Sp. z o.o.
47-206 Kędzierzyn-Koźle
ul. Jana Cybisa 23

Tel: (77) 482-40-71; (77) 482-68-12
Email: office@zamkon.com.pl
www.zamkon.pl

Jest to spowodowane wyższą temperaturą wody w magazynie dla demonstratora w Radzyniu Podlaskim (wyższą różnicą temperatur wody i otoczenia). Autorzy przed przeprowadzeniem symulacji spodziewali się, że najwyższe starty ciepła będą miały miejsce przez pokrywę magazynu (największa różnica temperatury wody w górnej warstwie magazynu w stosunku do otoczenia). Dla symulacji demonstratorów w Końskich i w Radzyniu Podlaskim największe starty uzyskano jednak dla powierzchni bocznych magazynów. Wynika to ze znaczącej grubości pierwotnie zastosowanej izolacji na pokrywie – 1 m. W przypadku projektowania pokrywy dla sezonowego magazynu ciepła, która jest najdroższym elementem całego magazynu, należy zatem znaleźć kompromis pomiędzy dodatkowym kosztem zwiększania jej grubości, a skutkami wyższych strat ciepła prowadzących do spadku temperatury czynnika w najwyższej warstwie, przy zmniejszaniu jej grubości. Charakter zmian strat ciepła w ciągu roku jest intuicyjny – starty wzrastają, gdy magazyn jest ładowany, czyli temperatura w magazynie rośnie. Osiągają maksimum w okresie letnim i spadają, gdy magazyn jest rozładowywany i jego temperatura maleje – rysunek 9.

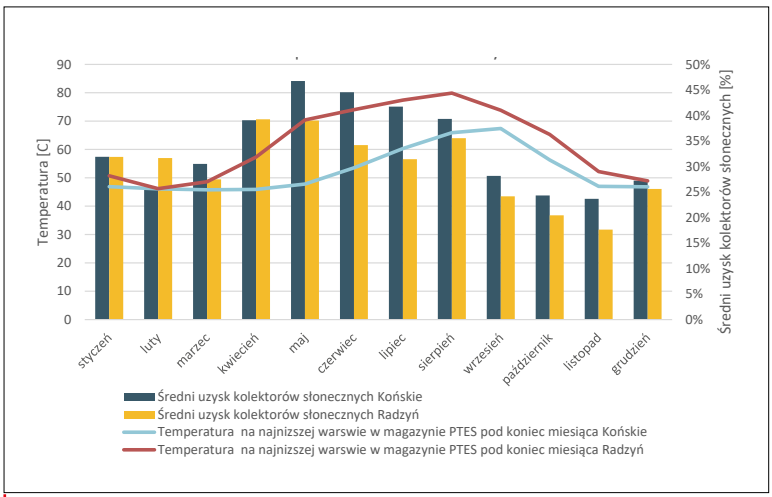
Warto zauważyć, że stosunek wymaganej objętości sezonowego magazynu ciepła do powierzchni ogrzewanej jest około dwa razy mniejszy dla demonstratora Radzyń Podlaski niż Końskie. Podobnie jest w przypadku stosunku powierzchni KS do powierzchni ogrzewanej – tabela 7.

Dyskusja uzyskanych wyników

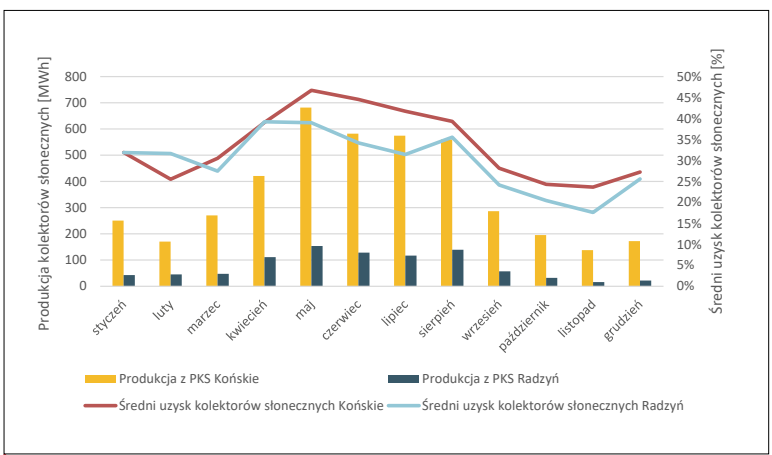
Jak zaznaczono na wstępie, zespół IEO wykonał wcześniej więcej analiz systemów ciepłowniczych, m.in. (w ówczesnych uwarunkowaniach) dla przedsiębiorstw ciepłowniczych i miast: Końskie, Radzyń Podlaski czy Wołomin, planujących transformację energetyczną. Analizy te były prowadzone dla kilku wariantów, dla każdego systemu oddzielnie. Szeroki zakres opracowań pozwala nie tylko na porównanie wyników symulacji dla systemów z wysokim udziałem OZE czy wpływu udziału pozostałych źródła ciepła na wymiary pola KS i objętości PTES (rozwiązanie najtańsze, rekomendowane przez IEO), ale także zbadanie wpływu na wyniki wymiarowania elementów systemu z wykorzystaniem programu TRNSYS (na małym obszarze „demonstracji" systemu ciepłowniczego) lub w oparciu o wskaźniki uzyskane z badań empirycznych funkcjonujących ciepłowni.

	PEC Końskie	PEC Radzyń Podlaski
Powierzchnia górna [m²]	7 744	2 880
a [m]	88	80
b [m]	88	36
a1 [m]	33	63
b1 [m]	33	19
Powierzchnia dolna [m²]	1 089	1 191
h [m]	15	8
Objętość [m³]	58 685	15 895

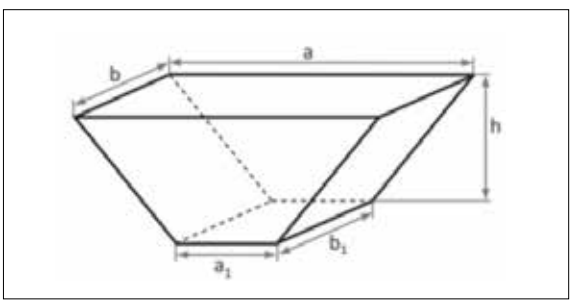
TAB. 6
Wymiary sezonowego magazynu ciepła dla dwóch układów



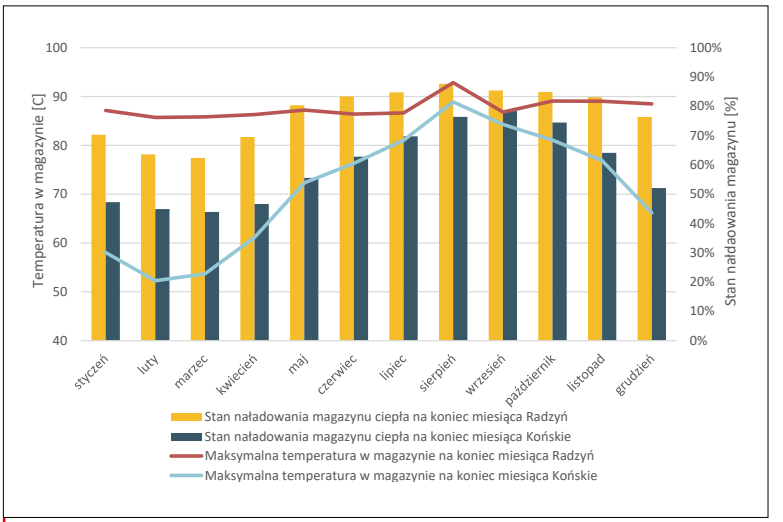
RYS. 5
Charakterystyka pracy pola kolektorów słonecznych



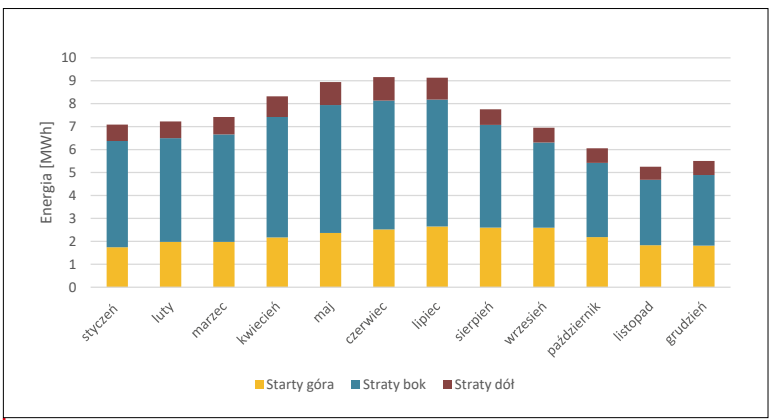
RYS. 6
Porównanie produkcji pola kolektorów słonecznych (KS) oraz średniego uzysku kolektorów słonecznych dla dwóch układów



RYS. 7
Geometria sezonowego magazynu ciepła



RYS. 8
Charakterystyka pracy sezonowego magazynu ciepła



RYS. 9
Starty ciepła z sezonowego magazynu ciepła z podziałem na części magazynu dla PEC Końskie

W tabeli 8 porównano wybrane wyniki wymiarowania PTES i KS w ww. systemach ciepłowniczych w oparciu o:

- dane empiryczne z ciepłowni zagranicznych o wysokim udziale ciepła z OZE (projekty wprowadzania OZE tą metodą dotyczyły wszystkich odbiorców ciepła – 100% systemu),
- wyniki omówionych szczegółowo wcześniej symulacji TRNSYS dla ww. systemów z bardzo wysokim udziałem ciepła z OZE (projekty wprowadzania OZE w demonstratorach obejmujących 10-20% odbiorców ciepła).

	PEC Końskie	PEC Radzyń Podlaski
Powierzchnia do ogrzania [m²]	45 222	26520
Powierzchnia KS [m²]	9477	2655
Pojemność sezonowego magazynu ciepła PTES [m³]	58685	15895
PTES/KS [m³/m²]	6,4	6,0
PTES/powierzchnia do ogrzania [m³/m²]	1,3	0,6
KS/powierzchnia do ogrzania [m²/m²]	0,2	0,1

TAB. 7
Porównanie wymiarów – pola kolektorów słonecznych, objętości sezonowego magazynu ciepła w stosunku do powierzchni ogrzewanej dla dwóch układów

Zgromadzony materiał pozwala na benchmark oraz krytyczną analizę wyników i może służyć jako punkt odniesienia do przyjmowania wstępnych założeń dla nowych projektów. Poniżej ograniczono się tylko omówienia kwestii związanych z uwarunkowaniami wymiarowania magazynów ciepła.

Stosunek objętości PTES do powierzchni KS, dla symulacji wykonywanych za pomocą programu TRNSYS dla demonstratora Radzyń (tylko 10% systemu), jest nieznacznie mniejszy niż dla demonstratora Końskie (20% systemu). Spadek relacji wskaźników projektowych PTES/KS może być spowodowany mniejszą objętością magazynu ze względu na znaczny udział produkcji ciepła z kogeneracji (tu: silnik wodorowy) w okresie zimowym. Jednocześnie wartości ilorazu [objętość PTES/powierzchnia KS] przyjmują wyższe wartości dla wyższych udziałów energii z OZE dostarczanej do magazynu. Te dwa trendy kompensują się nawzajem i ostatecznie stosunek wielkości PTES do KS dla PEC Radzyń Podlaski wynosi 5,99 m³/m², a dla PEC Końskie 6,19 m³/m².

Stosunek wielkości PTES/KS w Końskich dla wariantu obliczeń bazującego na zagranicznych wskaźnikach empirycznych (z publikacji naukowych) wynosi 4,97 m³/m². W praktyce oznacza to, że przenoszenie danych empirycznych (wskaźników) ze zrealizowanych (często z wykorzystaniem TRYNSYS lub EnergyPro) ciepłowni z Europy Zachodniej do wymiarowania ciepłowni krajowych, może prowadzić do niedoszacowywania wielkością PTES. Powyższa obserwacja w jeszcze większym stopniu dotyczy systemu ciepłowniczego Radzyń Podlaski, gdzie symulacje TRYNSYS (obejmujące jedynie 10% odbiorów ciepła w systemie ciepłowniczym; w Końskich dotyczyły 20%) prowadziły do aż trzykrotnie wyższego ilorazu wielkości PTES/KS.

Analizy potwierdziły też, że dla wysokich udziałów energii słonecznej dostarczanej do PTES w stosunku do zapotrzebowania na ciepło (tzw. *solar fraction*) rośnie stosunek PTES/KS.

Obliczenia bazujące zasadniczo na wskaźnikach empirycznych dla miasta Wołomin (z wysokim udziałem OZE dzięki energetycznemu wykorzystaniu biomasy) pozwalają na postawienie tezy, że przy niskich udziałach energii słonecznej objętość magazynów ciepła (potwierdzone symulacjami TRNSYS) nie musi być duża. Przy 5% udziału produkcji energii z KS, stosunek PTES/KS przyjmuje wartość 1,17 m³/m², a przy 2,7% udziału produkcji KS – 1,19 m³/m².

Symulacje TRNSYS i analizy ekonomiczne potwierdzają, że magazyny sezonowe ciepła sprawdzają się najlepiej w przypadku bezpośredniego korzystania w ciepłowniach z zeroemisyjnej i najtańszej

Lokalizacja /system ciepłowniczy	PEC Końskie		PEC Radzyń Podlaski		ZEC Wołomin	
Udział systemu objęty analizą	20% systemu	100% systemu	10% systemu	100% systemu	100% systemu	100% systemu
Powierzchnia do ogrzania [m^2]	45 222	296 166	26 520	330 015	998 864,75	998 864,75
Roczna produkcja energii termicznej [MWh]	5 556	36 389	3 083	38 361	116 108,61	116 108,61
Powierzchni kolektorów słonecznych KS [m^2]	9 476	15 100	2 655	13 328	12 150,00	6 500,00
Pojemność sezonowego magazynu ciepła PTES [m^3]	58 685	75 000	15 895	20 600	14 150,00	7 700,00
PTES/KS [m^3/m^2]	6,193	4,967	5,988	1,546	1,165	1,185
PTES/powierzchnia do ogrzania [m^3/m^2]	1,298	0,253	0,599	0,062	0,014	0,008
KS/powierzchnia do ogrzania [m^2/m^2]	0,210	0,051	0,100	0,040	0,012	0,007
Udział produkcji KS [%]	66,59%	20,00%	20,00%	15,70%	5,00%	2,66%
Udział OZE [%]	81,58%	29,64%	97,97%	23,00%	50,00%	50,00%
Sposób obliczeń	*TRNSYS*	*wstępne wymiarowanie*	*TRNSYS*	*wstępne wymiarowanie*	*wstępne wymiarowanie*	*wstępne wymiarowanie*
Dodatkowe źródła ciepła	*kocioł elektryczny, kocioł węglowy WR-15*	*kocioł elektryczny, silnik gazowy,kocioł gazowy, kocioł węglowy WR-15*	*silniki wodorowe (pracujące na magazyn), kocioł węglowy WR2.5*	*kocioł elektryczny, kogeneracja gazowa, kotły węglowe*	*kocioł elektryczny, kocioł na biomasę, kocioł węglowy, kocioł na olej opałowy*	*kocioł elektryczny,kocioł na biomasę, kocioł węglowy, kocioł na olej opałowy*

TAB. 8 Porównanie parametrów dla układu: PEC Końskie (20% systemu, 100% systemu), PEC Radzyń Podlaski (10% systemu, 100% systemu), ZEC Wołomin (udział produkcji z pola kolektorów słonecznych 5% oraz 2,66%)

energii słonecznej i wiatrowej. Układy kogeneracyjne, także opierające się na paliwach „odnawialnych" (zielony wodór), mogą być wspierane magazynami ciepła sezonowymi, ale ich rola w elektrociepłowniach, również z relatywnie wysokim udziałem zeroemisyjnych OZE, jest niższa niż w ciepłowniach.

***

Niezależnie od metod analiz, udziału kogeneracji w strukturze wytwarzania ciepła i wielkości systemu ciepłowniczego, wyniki badań potwierdzają, że transformacja ciepłownictwa „z węgla do OZE" (wykorzystanie kotłów węglowych z magazynem ciepła do bilansowania mocy cieplnej) jest możliwa i uzasadniona technicznie (potwierdzenie ekonomiczne znajdzie się w drugiej części artkułu). Kluczem do powodzenia transformacji ciepłownictwa, przy ograniczaniu roli gazu wyłącznie do źródła szczytowego, jest rozwój magazynów ciepła, w szczególności sezonowych. Symulacje TRNSYS i oparte na nich analizy potwierdzają i uwiarygadniają powyższą tezę.

Autorzy zdają sobie sprawę, że wobec technicznej złożoności systemów z OZE oraz ograniczonej liczby analizowanych w artykule przypadków i (dodatkowo) obecnego rozchwiania rynków energii, trudno o generalne wnioski. Postawione w artykule tezy i wstępne wnioski nie są ostatecznymi rekomendacjami i wymagają potwierdzenia w każdym indywidualnym przypadku.

Podziękowania

Autorzy pragną podziękować za współpracę partnerom i klientom przy realizacji zadań badawczych w projektach NCBiR i projektach komercyjnych, których wyniki stały się kanwą niniejszego artkułu. W szczególności dziękują następującym ekspertom i zespołom ekspertów:

- dr hab. inż. Magdalena Nemś,
- dr hab. inż. Małgorzata Kwestarz,
- Tomasz Szatkowski, Prezes Zarządu PEC Końskie Sp. z o.o.,
- Jerzy Woźniak, Prezes Zarządu PEC Radzyń Podlaski Sp. z o.o.,
- Zespół RAFAKO Innovation Sp. z o.o.

Przypisy

1. W obu przypadkach były kotły węglowe WR (efektywnie wykorzystane tylko w Końskich).
2. Symulacje TRNSYS pokazały możliwości optymalizacji zakupu energii i pracy silników wodorowych, ale z uwagi na wykazaną niską opłacalność (przynajmniej w małej skali) konwersji energii elektrycznej na wodór i ciepło oraz obecnie niski potencjał replikacyjny tej technologii w ciepłownictwie, w dalszej części artkułu poświęcono jej mniej uwagi.

ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

produkujemy jednak ciągle z węgla

mgr inż. Anna Kielerz
Agencja Rozwoju Przemysłu SA

Węgiel w polskiej energetyce od lat pełni strategiczną rolę. Kluczowy jest szczególnie w obecnej sytuacji wpływ tego surowca na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz w perspektywie do 2040 roku.

fot. 123rf

kierunekenergetyka.pl

Górnictwo węgla kamiennego w Polsce ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Węgiel kamienny jest podstawowym nośnikiem energii, zapewniającym Polsce, wraz z węglem brunatnym, bardzo wysoki stopień niezależności energetycznej, rozumianej jako niezależność od importu paliw. Największa ilość zużywanej energii pierwotnej pochodzi z węgla kamiennego (w 2019 r. ponad 37%). Jednak polityka dekarbonizacji, rozwój odnawialnych źródeł energii i rosnące ceny uprawnień do emisji CO_2 powodują, że udział węgla kamiennego w bilansie zużycia energii pierwotnej ulega stopniowemu obniżaniu. Zużycie węgla kamiennego ogółem w Polsce w 2020 r. wyniosło 60,7 mln ton i było o 26,2% niższe niż w 2010 r. i o 8,8% niż w 2019 r.

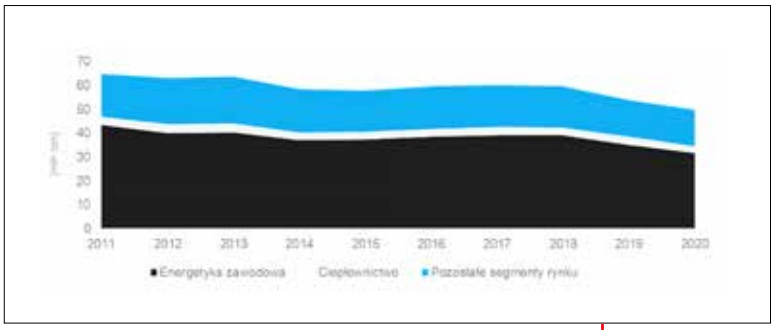
Górnictwo węgla kamiennego w naszym kraju będzie miało w dalszym ciągu szczególne znaczenie w kształtowaniu potencjału wytwórczego elektroenergetyki. Zarówno istniejące, jak i perspektywiczne możliwości pozyskiwania energii pierwotnej z krajowych źródeł, praktycznie wykluczają radykalne zmiany w strukturze udziału nośników tejże energii. Mimo stosunkowo powolnego tempa, zmiany takie będą następować, gdyż wiąże się to z poważnymi inwestycjami przemysłowymi.

Plany rozwoju Polski, prezentowane przez rząd, zakładają między innymi rozwój inteligentnych miast, klastrów energetycznych, elektromobilności, poprawę efektywności energetycznej oraz rozwój rozwiązań niskoemisyjnych, w oparciu o krajowe surowce. Rozwiązania te mają przyczynić się do rozwoju innowacyjnej gospodarki. Innym celem, ujętym w rządowych planach, jest utrzymanie i poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zmniejszenie zapotrzebowania na importowane surowce energetyczne.

Cele założone na lata 2020 i 2030 to już prawdziwa rewolucja w energetyce, jaką będzie wprowadzenie energetyki rozproszonej, która ma być partnerem energetyki konwencjonalnej. Przy opracowywaniu polskiego miksu energetycznego bierze się pod uwagę surowce dostępne w kraju. Należą do nich źródła odnawialne i węgiel, czyli źródła uzupełniające się – zapobiegnie to zbyt szybkiemu wyczerpaniu zasobów węgla oraz dewastacji środowiska. Rozwój energetyki odnawialnej to zwrot w kierunku energetyki rozproszonej, w tym prosumenckiej, a to z kolei wymaga sensownego i racjonalnego wykorzystania energii. Służyć temu ma wiedza o zasobach i zarządzanie nimi w sposób racjonalny.

Własne surowce

Jednym z celów strategicznych Polityki Energetycznej Państwa do roku 2040 jest optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych. Zgodnie z założeniami PEP 2040 popyt na węgiel kamienny będzie pokrywany zasobami własnymi, a relacja import-eksport będzie miała charakter uzupełniający. Należy jednak podkreślić, że rola węgla kamiennego będzie stopniowo ograniczana, co związane jest z transformacją w kierunku niskoemisyjnej gospodarki. Jednocześnie PEP 2040 wskazuje, że z uwagi na konieczność zapewnienia dostaw surowca niezbędne jest m.in. podjęcie działań w kierunku ochrony udokumentowanych złóż kopalin oraz racjonalna gospodarka eksploatowanych złóż, prowadzenie prac poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz udostępnianie nowych obszarów wydobywczych, jeśli to uzasadnione ekonomicznie, społecznie i środowiskowo, wdrażanie innowacji wydobycia surowca.



RYS. 1
Krajowe zużycie węgla energetycznego w latach 2011--2020

Z uwagi na specyfikę polskiego sektora energetycznego, w tym dostępne, funkcjonujące w Polsce jednostki wytwórcze, nadal będzie występowało zapotrzebowanie na węgiel w perspektywie średnio- i długoterminowej. Zakłada się jednak, że udział mocy zainstalowanej w źródłach węglowych w systemie elektroenergetycznym będzie się zmniejszał z aktualnego poziomu ok. 52%, do ok. 37% w 2030 r., oraz ok. 11% w 2040 r., z uwagi na techniczne wyeksploatowanie jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel.

Zgodnie z prognozami, zużycie węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach spada z poziomu ponad 33 mln ton rocznie w 2020 r. do poziomu około 11 mln ton w 2040 r.

Zgodnie z prognozami, zużycie węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach spada z poziomu ponad 33 mln ton rocznie w 2020 r. do poziomu około 11 mln ton w 2040 r. W tym samym okresie całkowite zużycie węgla (uwzględniając także ciepłownie, gospodarstwa domowe, przemysł wytwórczy, usługi, rolnictwo i pozostałe zużycie) spada z poziomu ponad 53,1 mln ton rocznie w 2020 r. do nieco ponad 16,3 mln ton w 2040. Jednocześnie po 2040 r. można prognozować dalszy spadek zapotrzebowania na węgiel.

Niemniej jednak, w odróżnieniu od innych państw UE, rola węgla, pomimo prognozowanego spadku, jest bardzo znaczna. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej w roku 2021 w Polsce był najwyższy wśród krajów UE, które posiadają bardziej rozwinięte i zdywersyfikowane źródła niewęglowe (gaz, energia jądrowa, wiatr, fotowoltaika, woda).

Polska jest największym producentem węgla kamiennego w Unii Europejskiej, zatrudnia najwięcej osób w tym sektorze spośród wszystkich państw UE oraz w największym stopniu opiera wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła na tym surowcu.

Węgiel ma dominujący udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej według surowców (53% węgiel kamienny w 2021 roku). W przypadku wytwarzania energii cieplnej udział ten jest jeszcze wyższy i wynosi ok. 70% (2021). Węgiel jest ponadto wykorzystywany jako opał w gospodarstwach domowych, a także w przemyśle (np. przemysł chemiczny).

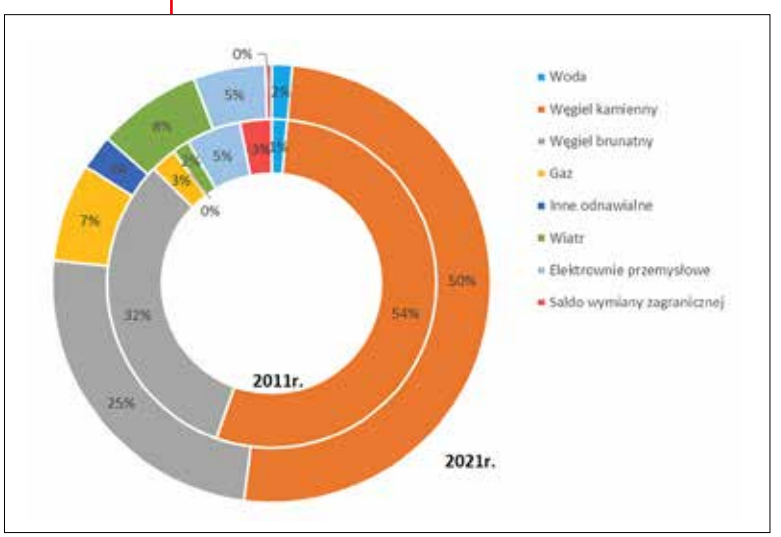
Dostęp do własnych zasobów węgla daje bezpieczeństwo energetyczne oraz pozwala zmniejszyć wystąpienie negatywnych skutków niepewności gospodarczej na rynkach. W większości państw UE obserwuje się wzrost wskaźnika zależności od importu nośników energii. W Polsce, dzięki posiadaniu i eksploatacji złóż węgla, poziom bezpieczeństwa energetycznego, oceniany przez pryzmat wskaźnika uzależnienia od importu, oscyluje obecnie na poziomie 46,8%, wobec 60,7% dla wszystkich krajów UE.

Synergia technologii

Zrównoważony rozwój energetyki w dłuższej perspektywie będzie możliwy wyłącznie w oparciu o tzw. rozwiązania hybrydowe, czyli połączenie w jednym miejscu źródeł konwencjonalnych, odnawialnych, źródeł rozproszonych oraz gazu. Unijny kierunek europejskiej polityki klimatycznej wytyczony między innymi przez regulacje tzw. „pakietu zimowego" podąża w stronę technologii OZE. Należy jednak pamiętać, iż ze względu na zróżnicowane warunki klimatyczne technologie OZE są trudnosterowalne. Należy pamiętać, że nadrzędnym celem wdrażanej polityki klimatycznej jest zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju w długoterminowej perspektywie, a tym samym zabezpieczenie ciągłości dostaw energii.

Unia Europejska naciska, aby państwa członkowskie solidarnie ograniczały emisję gazów cieplarnianych, zwiększając udział źródeł odnawialnych, poprawiając efektywność energetyczną i także wdrażając nowe technologie niskoemisyjnego węgla. Biorąc pod uwagę, że odchodzenie od paliw kopalnych i dywersyfikację źródeł do produkcji energii elektrycznej Polska zaczęła nieco później niż inne kraje, obecnie potrzebuje adekwatnie więcej czasu na włączenie się w proces i tempo redukcji emisji. Polska jest w stanie wypełnić ostre standardy emisyjne, ale strukturę paliw musimy zmieniać w sposób racjonalny i systematyczny.

RYS. 2
Struktura produkcji energii wg nośników pomiędzy 2011 i 2021



Spadek wydobycia

W 2021 r. Unia Europejska odnotowała największy w historii spadek wydobycia węgla, który w stosunku do roku 1990 wyniósł aż 79%. Produkcja węgla w 2021 roku w UE wyniosła 57 mln ton i w stosunku do roku 2018 zmniejszyła się o 17 mln ton, tj. 23%.

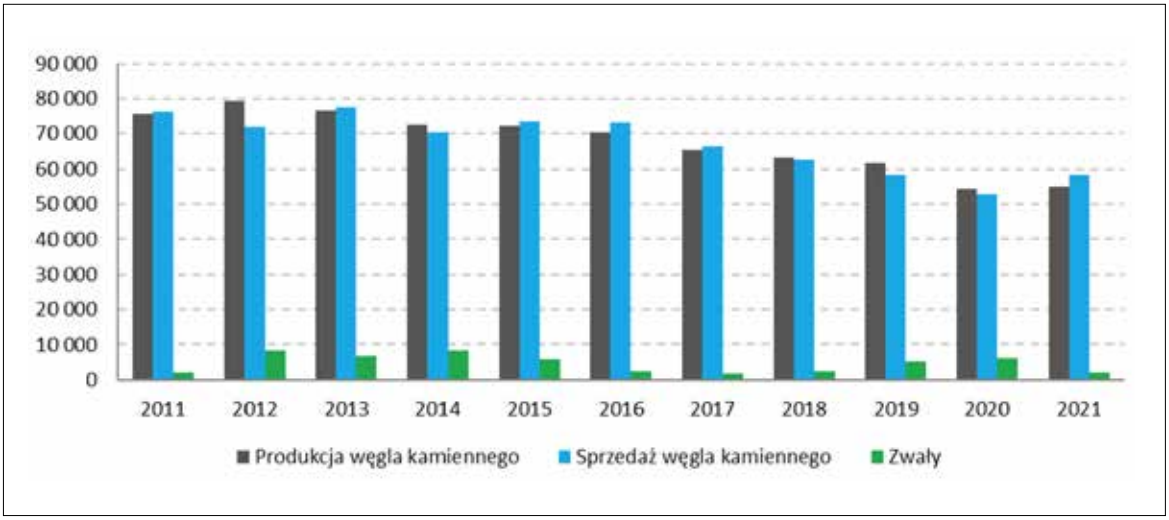
Jednocześnie zapotrzebowanie na węgiel energetyczny obniżyło się, ponieważ mniej węgla wykorzystywano do produkcji energii, co było z kolei bezpośrednim skutkiem rosnących cen uprawnień w ramach EU ETS. Z tego samego powodu produkcja węgla brunatnego spadła o 16,2%, ponieważ operatorzy wyłączyli elektrownie z eksploatacji.

Spadek zapotrzebowania na węgiel energetyczny i brunatny jest konsekwencją realizowanej polityki klimatyczno-energetycznej UE.

Zmiany uwarunkowań unijnych w zakresie zaostrzania polityki klimatyczno-energetycznej, w tym jej długoterminowej wizji dążenia do neutralności klimatycznej UE do 2050 r., spowodowały wzrost cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla i podwyższenia norm dla substancji będących produktem spalania paliw kopalnych, w konsekwencji powodując zmniejszenie wykorzystania węgla w energetyce, ciepłownictwie i przemyśle.

Z najważniejszych dokumentów, przyjętych w ostatnich latach, należy wspomnieć o reformie systemu ETS z 2018 r. zmniejszającej liczbę uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ogłoszenie Strategii Europejski Zielony Ład w 2019 r. mającej na celu określenie ram dla osiągnięcia neutralności klimatycznej w połowie obecnego stulecia, a także ogłoszony w 2021 r. Pakiet Fit for 55, którego celem jest przegląd i zmiana obecnego prawodawstwa unijnego pozwalająca na osiągnięcie podwyższonego celu redukcji emisji CO_2 do 2030 r. do poziomu 55% w stosunku do roku 1990.

W 2021 r. elektrownie wyprodukowały z węgla kamiennego 93 037 GWh energii elektrycznej, tj. najwięcej od 2011 r. (o 2,5% więcej). W strukturze produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce według nośników, ener-



RYS. 3
Produkcja i sprzedaż węgla

gia elektryczna z węgla stanowiła zatem 53,6%. Mimo przejściowego wzrostu r/r w 2015 r. i 2018 r. oraz odbicia w 2021 r. w stosunku do niskich wartości z okresu 2019-2020, produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego ma jednak tendencję spadkową.

W odniesieniu do 2011 r. wystąpiło odbicie w 2021 r. produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego (o 19%) oraz z węgla brunatnego (o 9%).

W przypadku pozostałych nośników nastąpił wzrost produkcji, przy czym w przypadku wiatru ponad 5-krotnie (z 2 798 GWh w 2011 r. do 14 234 GWh w 2021 r.). W strukturze produkcji energii wg nośników pomiędzy 2011 i 2021 rokiem zaszły zmiany ilościowe, m.in. spadek udziału węgla kamiennego w rynku energii elektrycznej przy wzroście udziału źródeł wiatrowych i odnawialnych.

Polska energetyka i gospodarka stoją przed ogromnymi wyzwaniami. Starzejące się moce wytwórcze oparte na spalaniu węgla, konieczność wdrożenia nowych restrykcyjnych norm w zakresie redukcji emisji, stopniowe ograniczenie wydobycia krajowego węgla, planowane wyższe unijne cele wykorzystania odnawialnych źródeł energii, zatrzymanie rozwoju energetyki odnawialnej na lądzie oraz istotne opóźnienie rozwoju energetyki jądrowej, wymagają poważnej dyskusji o sposobie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski w latach 2020-2030.

Nasz kraj posiada znaczne zasoby węgla kamiennego, jednak w celu realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE oraz zobowiązań międzynarodowych podpisano we wrześniu 2020 r. porozumienie dotyczące transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego, mówiące iż w 2049 roku zakończy się wydobycie węgla kamiennego w Polsce.

W Polsce udział paliw stałych, tj. węgla kamiennego i brunatnego, w miksie energetycznym zmniejszył się o 41%, przy ponad 4-krotnym wzroście produkcji energii z paliwa gazowego, do czego przyczynił się rozwój energetyki przemysłowej. Nastąpiło 2-krotne zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Potwierdzeniem zmian zachodzących na rynku produkcji energii elektrycznej (a co za tym idzie – w miksie energetycznym Polski) są zmiany zachodzące w sektorze wydobycia i krajowej sprzedaży węgla kamiennego do sektora energetycznego. Jak widać na rys. 2, w okresie 2011-2021 sprzedaż węgla zmniejszyła się o 23,5%, tj. o 17,9 mln ton, natomiast wydobycie zmniejszyło się o 27% tj. o 20,7 mln ton.

Wydobycie węgla kamiennego ulega jednak systematycznemu spadkowi, w związku ze stopniowym ograniczaniem popytu krajowego w tym zakresie we wszystkich sektorach gospodarki. Wynika to m.in. ze zmniejszenia mocy zainstalowanej w źródłach węglowych w elektrowniach i elektrociepłowniach oraz ich technicznego wyeksploatowania, stopniowego wycofania z eksploatacji, istotnego wzrostu cen uprawnień do emisji CO_2 i w związku z tym coraz mniejszego ekonomicznego uzasadnienia dla wytwarzania energii z węgla, jak również unowocześniania procesów produkcyjnych w przemyśle, czy też wymiany kotłów w gospodarstwach domowych.

W związku z powyższym niezbędne wydaje się podjęcie decyzji oraz konsekwentne jej realizowanie odnośnie roli węgla w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie średnio- i długoterminowej, w kontekście polityki klimatycznej UE oraz obecnej sytuacji politycznej w Europie.

Realizacja założeń klimatycznych Polski wymaga czasu na odpowiednią transformację produkcji energii elektrycznej oraz zrealizowania odpowiednich inwestycji, które w konsekwencji doprowadzą do strukturalnej zmiany miksu energetycznego kraju.

Jeśli rzeczywiście chcemy zmniejszyć tempo wzrostu cen energii, na które znaczny wpływ mają obciążenia związane z ochroną środowiska i polityką klimatyczną, musimy zredukować zbędne koszty, począwszy od wytwarzania, poprzez transmisje i dystrybucję energii, a skończywszy na odbiorcy, który musi stawać się odbiorcą w pełni świadomym i aktywnym.

PERSPEKTYWY
DLA PŁYWAJĄCYCH TERMINALI REGAZYFIKACYJNYCH LNG

dr inż. Andrzej Sikora
Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

W ciągu ostatniej dekady pływający terminal LNG (ang. *Floating Storage Regasification Unit FSRU*), służący zarówno do regazyfikacji, magazynowania i transportu morskiego gazu ziemnego, zyskał miano bardzo obiecującej technologii.

FSRU – pływające jednostki magazynowania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – pod każdym względem działają podobnie jak lądowy terminal regazyfikacyjny. Mają jednak dodatkowy atut – są tańsze. Wojna w Ukrainie, odcięcie dostaw rosyjskiego gazu spowodowały ich nagły brak na rynku, na którym zwyczajowo mieliśmy kilka takich jednostek. Wolnych, łatwo dostępnych – tym bardziej, że dodatkowym, ważnym aspektem tego typu rozwiązania jest możliwość transportu LNG, a jednostki mają na pokładzie możliwość jego odparowywania (regazyfikacji) i dostarczania gazu ziemnego za pośrednictwem specjalnie zaprojektowanych przybrzeżnych i nabrzeżnych urządzeń odbiorczych. FSRU mogą dostarczać regazyfikowany LNG pod wymaganym przez operatora ciśnieniem w rurociągu przy definiowanych przepływach technologicznych w zakresie od 1-1,5 mln m^3 do nawet 25-27 mln m^3 dziennie[1], zapewniając szybki i wygodny dostęp także do skokowych (szczytowych) dostaw gazu tak, że mogą być swobodnie integrowane z istniejącą infrastrukturą lądową.

FSRU to dobra, elastyczna opcja dostawy – nawet jeśli odległość od brzegu jest stosunkowo duża, środowisko morskie zbyt nieprzyjazne, to wymagana jest tylko dobra dostępność i parametry gazociągu przesyłowego. Większość FSRU cumuje przy brzegu, ale znamy też lokalizacje niekorzystające z takiego rozwiązania.

Fot. 123rf

Zalety

Poniżej wymieniono najważniejsze zalety opisanego rozwiązania:

Opłacalność: W przeliczeniu na jednostkę energii, w większości przypadków pływające rozwiązanie do regazyfikacji jest bardziej opłacalne niż tradycyjne rozwiązanie lądowe (gazoport).

Oszczędność czasu: rozwiązanie pływające można wdrożyć w ciągu jednego do trzech lat w porównaniu z terminalem lądowym, którego implementacja zajmuje zwykle od czterech do sześciu lat.

Minimalny ślad środowiskowy i węglowy: obiekt do regazyfikacji na nabrzeżu lub na morzu wymaga mniejszego wykorzystania terenu niż terminal lądowy, minimalizując w ten sposób wpływ na otaczające środowisko.

Pełna skalowalność: rozwiązania LNG dostępne są na małą skalę, jak i dla wielkoskalowych jednostek. LNG na małą skalę (tzw. ang. *small scale LNG*) stanowi skuteczne rozwiązanie w zakresie dostarczania gazu ziemnego konsumentom, którzy ze względu na warunki geograficzne lub niewielki popyt nie mają dostępu do sieci rurociągów.

FSRU może działać jako centralny węzeł magazynowania LNG często z cumowaną równolegle jednostką FSU (pływający magazyn LNG). FSRU rozładowuje także LNG na niewielkie zbiornikowce LNG przy użyciu technologii transferu STS – Ship To Ship, które mogą dystrybuować LNG do mniejszych (pobliskich) punktów poboru gazu ziemnego – rozwiązania stosowane np. we fiordach norweskich – lub do bunkrowania innych jednostek pływających.

Pływający terminal w Zatoce Gdańskiej

We wrześniu 2020 Gaz-System podpisał list intencyjny z zarządem Morskiego Portu Gdańsk i Urzędem Morskim w Gdyni w sprawie realizacji programu budowy pływającego terminalu LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej. „Dokument określa rolę każdej ze stron przy budowie pływającego terminalu LNG typu FSRU. Stanowi podstawę do zawarcia odrębnego porozumienia, które określi dokładne zasady współpracy i jej zakres pomiędzy wszystkimi stronami [...]. Aktualnie Gaz-System prowadzi proces badania zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe w krajowym systemie przesyłowym, który pozwoli określić parametry biznesowe dla projektu FSRU. Na obecnym etapie Gaz-System założył postawienie w Zatoce Gdańskiej jednostki o przepustowości 4,5 mld m^3 rocznie” [2].

Budowa terminalu LNG (FSRU) została wpisana w 2020 r. na czwartą listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (Projects of Common Interest – PCI) w sektorze energetycznym. To kluczowe projekty infrastrukturalne, mające na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa na europejskim rynku energii. Ich realizacja ma wspierać politykę energetyczną i wyzwania klimatyczne w UE.

Po ataku Rosji na Ukrainę pojawiły się informacje, że Polska planuje zwiększyć przepustowość pływającego terminalu gazu skroplonego w rejonie Gdańska do co najmniej 12 mld m^3, z zakładanych pierwotnie 6 mld m^3. Pływający terminal LNG w Gdańsku i dodatkowe odcinki gazociągów, które wyprowadzą pochodzący z niego gaz do polskiego systemu, będą gotowe w 2025 r. Początkowo oddanie inwestycji do użytkowania było planowane w perspektywie 2027/2028 r. Obecnie w przestrzeni publicznej pojawia się data końca 2024 roku[3].

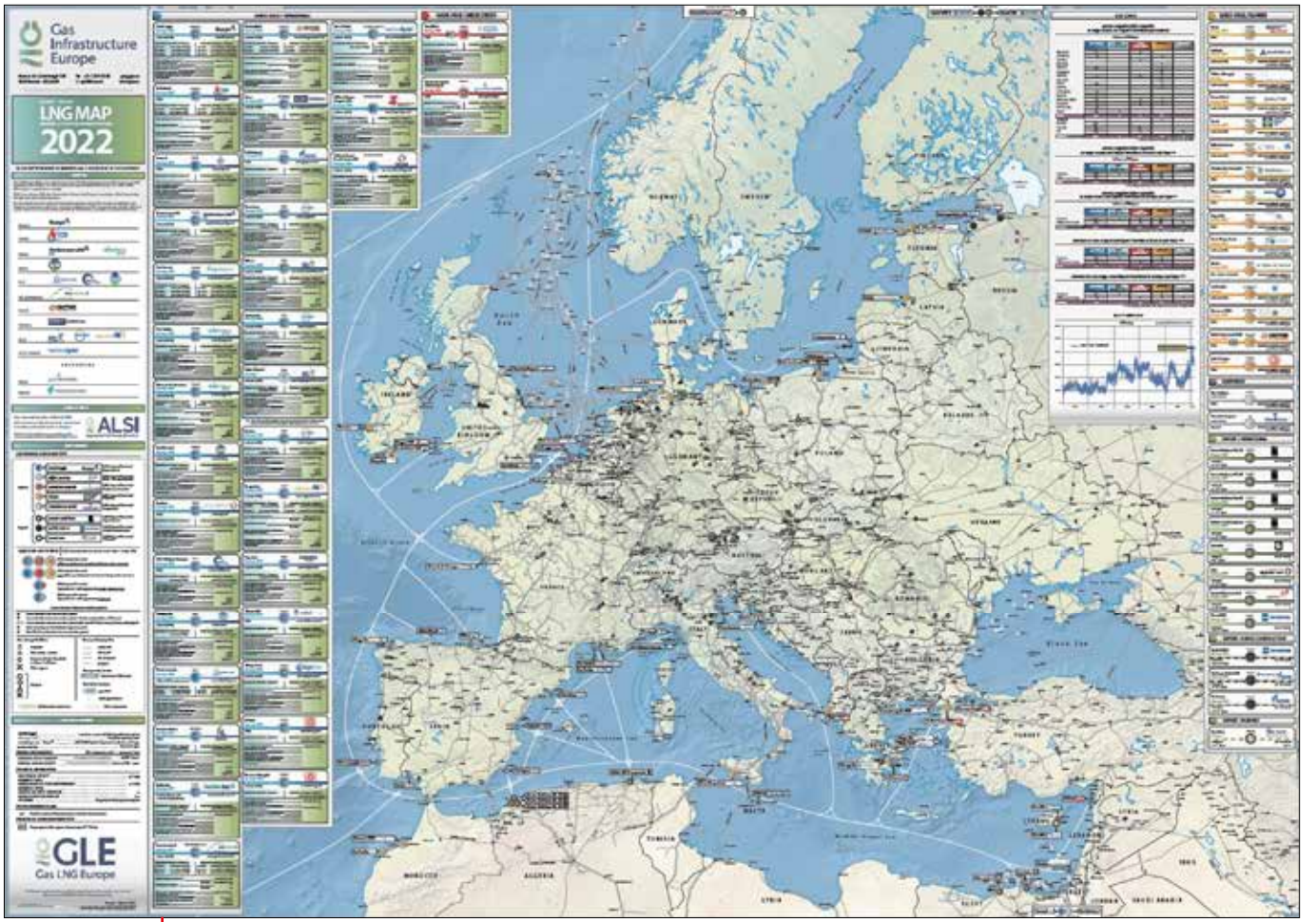
FSRU mogą dostarczać regazyfikowany LNG pod wymaganym przez operatora ciśnieniem w rurociągu, przy definiowanych przepływach technologicznych w zakresie od 1-1,5 mln m^3 do nawet 25-27 mln m^3 dziennie

Pomysł na FSRU

Działalność, technologia i pomysł na FSRU rozpoczęły się stosunkowo niedawno, w 2001 r. Wtedy dla projektu Gulf Gateway firma El Paso podpisała kontrakt z Excelerate Energy na budowę pierwszej takiej jednostki – statku magazynu blisko spokrewnionego ze standardowymi statkami LNG, mającego jednak dodatkowy sprzęt do regazyfikacji ładunku i zdolność wysłania go do klienta lub sieci gazowej. Przez pierwsze kilka lat FSRU pozostawały rozwiązaniem niszowym. Jednak ostatnio na świecie nastąpił znaczący wzrost chęci wdrażania tej technologii, szczególnie dlatego, że stosunkowo wysokie w porównaniu z terminalami lądowymi koszty operacyjne oraz wielkość *capex* są stale optymalizowane[4], a jednostki FSRU zaczęły być masowo wykorzystywane do uzyskiwania przez producentów dostępu do nowych rynków zbytu dla gazu ziemnego – efektu rewolucji łupkowej nie tylko w USA.

Koncepcja rozwoju płynnego skraplania jest ściśle związana z pomyślnym wdrożeniem pływających jednostek magazynowania i regazyfikacji (FRSU), które zostały zaakceptowane przez branżę w imponującym tempie. Pierwszy ww. statek FSRU został zainstalowany w Zatoce Meksykańskiej w 2005 r.[5], a do końca 2016 r. działało już 20 jednostek pływających.

Zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energetycznej (ang. *International Energy Agency – IEA*) pt. *Gas Market Report Q3-2022*[6] na koniec 2021 r. na świecie znajdowało się 50 jednostek do magazynowania i regazyfikacji gazu FRSU. W budowie było kolejnych pięć. Z istniejących jednostek sześć (dwie dodatkowe czekają już w Niemczech) FSRU jest obecnie rozlokowanych w Europie. Pierwsze klasycz-



RYS. 1 Lokalizacja terminali LNG; aktywne jednostki FSRU *(źródło: GIE „REPowerEU Strengthening EU Security of Supply with gas infrastructure")*

ne FSRU z 2013 r. pracuje jako pływający terminal OLT Offshore Toscana we Włoszech. Rok później rozpoczął swoją działalność FSRU Independence w Kłajpedzie. Najpierw w 2019 roku, a później drugi raz tuż przed wojną ukraińską Gazprom zainstalował pływający terminal w Kaliningradzie, a w ubiegłym roku zainaugurował swoją pracę FSRU na wyspie Krk w Chorwacji[7].

Mamy także najstarszy (z 2009 r). zakotwiczony grawitacyjnie (ang. *Gravity Based Structure – GBS*) terminal położony w okolicach włoskiego portu Levante na Adriatyku. To konstrukcja składająca się z dwóch zbiorników LNG i stacji regazyfikacyjnej, połączonej podmorskim rurociągiem. Ulokowana na Malcie instalacja, na którą składa się gazowiec LNG pełniący funkcję magazynu oraz stacja regazyfikacyjna umiejscowiona na lądzie, w pobliżu zasilanej gazem elektrowni Delimara, w której paliwo ciekłe zastąpiono LNG w 2017 r.

Europejskie plany

Napaść Rosji na Ukrainę i jej następstwa w postaci m.in. zaburzeń lub braku dostaw gazu i ropy do odbiorców w różnych częściach Europy doprowadziły do wzrostu zainteresowania pływającymi terminalami FSRU, które po podłączeniu do sieci gazowej danego kraju, w stosunkowo krótkim czasie – zazwyczaj od kilku do kilkunastu miesięcy od zatwierdzenia projektu – mogą przyjmować skroplony gaz ziemny importowany drogą morską. Są uznawane za rozwiązania alternatywne w stosunku do lądowych terminali LNG, których budowa i uruchamianie trwa od 3 do 5 lat.

Europejskie plany dotyczące pływających terminali obejmują zapotrzebowanie na ponad 20 statków FSRU, które mają zostać rozmieszczone w następujących krajach: Grecja (4), Niemcy (4), Holandia (2), Polska (2), Włochy (2), Estonia (2), Albania (1), Cypr (1), Finlandia (1), Francja (1), Wielka Brytania (1), Łotwa (1), Estonia (1).

W maju br. rozpoczęto budowę nowego terminalu FSRU w greckim porcie Alexandroupolis, który ma zostać uruchomiony w 2023 roku. Operatorem będzie Gastrade, udziałowcami są: grecki koncern gazowy Depa i bułgarski państwowy operator gazowy Bulgartransgaz. Zgodnie z planami FSRU ma docelowo dostarczać 5,5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie do odbiorców w Grecji, ale także w Bułgarii, Serbii i Macedonii Północnej. Gastrade wystąpił z wnioskiem o pozwolenie na drugi projekt FSRU, który ma być zlokalizowany (podobnie jak pierwszy) w okolicach Aleksandroupolis, ze zbliżonymi zdolnościami regazyfikacyjnymi, tj. 5,5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie.

Instalacja kolejnego terminalu planowana jest w Koryncie (niedaleko Aten) – udziałowcy to rafineria Motor Oil i grecka rodzinna firma żeglugowa Vardinoyannisów. Planowana przepustowość terminalu nazwanego Dioryga LNG to 2,5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie. Podobną przepustowość ma posiadać czwarty terminal. O jego ustanowienie w Salonikach stara się Elpedison. Oprócz zasilania greckiego systemu gazowego terminal ten ma gwarantować dostawy LNG jako paliwa bunkrowego.

Co na to Niemcy?

Ciekawym przypadkiem są dla nas Niemcy, które muszą w szybkim tempie rozwijać pływające terminale LNG. RWE AG i Uniper SE wyczarterowały po dwa FSRU, co zwiększy ilość gazu ziemnego pochodzącego z regazyfikacji LNG od zera do ok. 30 mld metrów sześciennych rocznie. RWE wyczarterowało dwa FSRU od norweskiego armatora Höegh LNG AS, będącego w posiadaniu 7 jednostek tego typu. Drugi z koncernów, Uniper, pracuje nad budową terminalu LNG w Wilhelmshaven. Jego rozruch ma nastąpić w sezonie 2022/2023. W Brunsbüttel ma zostać umiejscowiony kolejny terminal LNG, a jego operatorem jest holenderska firma Gasunie. Jako lokalizacje dla terminali wskazuje się również Stade oraz alternatywnie Hamburg albo Rostock. Ostatnie doniesienia mówią też o wyborze miejscowości Lubmin jako lokalizacji dla FSRU. Co ciekawe, nieopodal wychodzą z morza na ląd gazociągi Nordstream 1 i 2. Zgodnie z zapowiedziami firmy ReGas, stojącej za pomysłem gazoportu w Lubminie, instalacja rozpocznie pracę już w grudniu 2022 r. Przepustowość gazoportu ma wynieść 4,5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie.

W Holandii trwają prace nad uruchomieniem pływającego terminalu LNG. Gasunie LNG Holdings wyczarterował na pięć lat, od belgijskiej firmy EXMAR, jednostkę o nazwie Exmar FSRU S-188 o pojemności 28 000 m^3 LNG, zdolną do regazyfikacji ok. 6 mld m^3 gazu ziemnego rocznie. Jednostka będzie zacumowana w porcie Eemshaven w Groningen i rozpocznie swoją pracę na przełomie III i IV kwartału 2022 r.

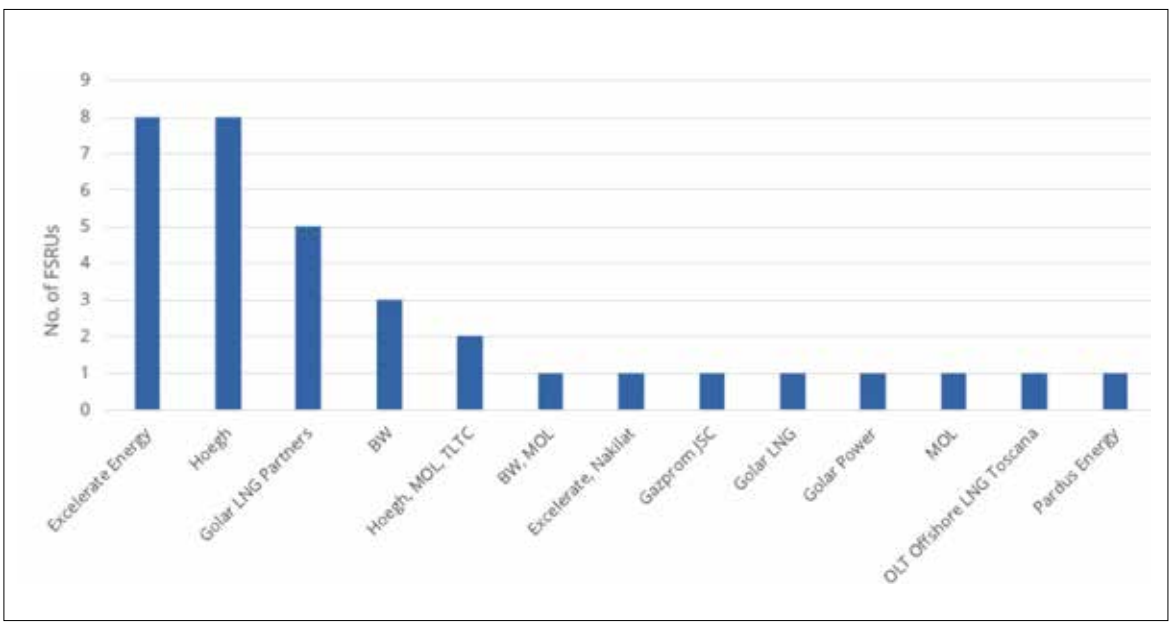
Zgodnie z przewidywaniami Międzynarodowej Agencji Energetycznej nowe projekty pływających terminali LNG doprowadzą do wzrostu importu tego surowca na Stary Kontynent o ok. 50 % w 2025 r. (w stosunku do poziomu z 2021 r.)[8].

Globalne zdolności

Jak podaje IGU w swoim dorocznym raporcie[9] światowa zdolność regazyfikacyjna wzrosła, osiągając łącznie 901,9 mln t/r. (dane na kwiecień 2022 r.) na 40 rynkach. 49,8 mln t/r. zdolności regazyfikacyjnych zostało dodane w 2021 roku w związku z uruchomieniem pięciu nowych terminali importowych i ukończeniem pięciu projektów rozbudowy istniejących terminali, z największą rozbudową o 11 mln t/r. – zakład importu Al Zour LNG w Kuwejcie.

Najwięksi producenci FSRU dla LNG to: południowokoreańskie stocznie Hyundai Ulsan i Samho, Samsung Heavy Industries i Daewoo Shipbuilding. Także chiński producent – firma stoczniowa Hudong-Zhonghua – ma zamówionych siedem jednostek.

W 2021 r. wskaźnik wykorzystania europejskich terminali wynosił tylko 45%, a ponad 70% wolumenów LNG importowanego w ciągu roku zostało dostarczone przez USA, Katar i Rosję. Po spowodowanej pandemią redukcji popytu w 2020 r., aktywność gospodarcza wzrosła w 2021 r. Niższe wydobycie krajowe (lokalne – Groningen!), zmniejszony napływ LNG oraz znacznie zmniejszone dostawy rurociągowe przez Rosję doprowadziły jeszcze przed wojną do rekordowo wysokich cen gazu, co otwarło dodatkowe okno na dostawy amerykańskie. Już w grudniu 2021 r. kilka statków przewożących z USA LNG przeznaczone do Azji zostało skierowanych do zmiany kursu w czasie rejsu,



RYS. 2 Aktywni właściciele jednostek FSRU *(źródło: IGU World LNG Report 2020 za Rystad Energy)*

ponieważ popyt w Europie wzrósł. Terminale importowe w Polsce, Portugalii, Belgii i Holandii doświadczyły najwyższych wskaźników wykorzystania, średnio około 75%. Jeszcze przed wojną wykorzystanie zdolności w terminalach regazyfikacyjnych w Europie nie było wysoce jednolite jak obecnie. Wahało się od 31% w Wielkiej Brytanii do 79% w Polsce, a największe moce regazyfikacyjne na rynkach europejskich: terminale w Wielkiej Brytanii, Hiszpanii i Turcji, doświadczyły

Krótszy czas budowy i dostawy FSRU w połączeniu z łatwością relokacji może sprostać potencjalnym krótkoterminowym wzrostom zapotrzebowania na gaz w efektywny czasowo sposób

niskich wskaźników wykorzystania: odpowiednio 31%, 35% i 39%, pomimo otrzymania jednych z najwyższych wolumenów LNG w regionie. Rok 2022 i dane za pierwsze półrocze pokazują również prawie 90% wykorzystywanie zdolności regazyfikacyjnych. Szczegółowe dane o imporcie LNG przedstawiamy w cokwartalnych raportach publikowanych w internecie[10].

***

W czasie wojennym ważne jest, abyśmy rozważnie ważyli korzyści i wady każdej opcji (FSRU vs. terminale lądowe) wobec bardzo specyficznych wymagań rynkowych, warunków geograficznych i możliwych ograniczeń. Krótszy czas budowy i dostawy FSRU w połączeniu z łatwością relokacji (w porównaniu z terminalem lądowym) może sprostać potencjalnym krótkoterminowym wzrostom zapotrzebowania na gaz w efektywny czasowo sposób. FSRU mogą uzupełniać produkcję krajową lub pomagać przyspieszyć proces zmiany paliwa na rynku. Ze względu na powszechną praktyka czarterowania FSRU od stron trzecich, są one mniej kapitałochłonne niż terminale lądowe. FSRU są szczególnie atrakcyjne jako opcja w lokalizacjach, które mają ograniczoną dostępność gruntów i portów, gdyż na etapie budowy zajmują minimalną powierzchnię.

Europa chce wdrożyć bardzo dużo FSRU w celu zmniejszenia importu rosyjskiego gazu, rynek FSRU stał się więc bardzo ciasny. Plan Unii Europejskiej REpowerEU przewiduje zastąpienie rosyjskiego gazu importem gazu rurociągowego oraz znaczące zużycie LNG, przynajmniej w krótkim terminie.

Przypisy

1 Projektowana maksymalna zdolność wysyłkowa paliwa gazowego, powstałego z odparowanego/regazyfikowanego LNG, w ściśle określonej temperaturze i ciśnieniu – tzw. warunkach normalnych (N) w terminalu w Świnoujściu – wynosi 656 tys. Nm³/h, maksymalna zdolność wysyłkowa po jego rozbudowie ma wzrosnąć do 984 tys. Nm³/h (ok. 24 mln m³/d). Maksymalna zdolność wysyłkowa (ograniczenia infrastruktury odbierającej na nabrzeżu) terminalu w Kłajpedzie to obecnie ok. 428 tys. Nm³/h. (ok. 10 mln m³/d). (Dane ze stron internetowych terminali Polskie LNG S.A. http://www.polskielng.pl i KLAIPEDOS NAFTA S.C. http://www.sgd.lt/; https://www.kn.lt/uploads/files/dir188/dir9/6_0.php oraz http://www.gaz-system.pl/)

2 https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/archiwum/gaz-system-podpisal-list-intencyjny-w-sprawie-realizacji-programu-budowy-plywajacego-terminalu-lng-fsru-w-zatoce-gdanskiej.html

3 Por. wypowiedź minister Anny Moskwy także dla PAP 6 czerwca 2022 r.

4 Koszty operacyjne są zwykle wyższe w przypadku FSRU, ale całkowite wydatki kapitałowe mogą być nawet o połowę mniejsze niż w przypadku terminalu na lądzie. FSRU można zbudować od podstaw lub przerobić ze starego zbiornikowca LNG. Czas trwania budowy jest również znacznie krótszy niż w przypadku terminala na lądzie, nawet do 50% w przypadku nowej inwestycji, a znacznie niższy, jeśli FSRU to konwersja zbiornikowca LNG.

5 Budowa Gulf Gateway na morzu rozpoczęła się w sierpniu 2004 r., a została zakończona w lutym 2005 r., kosztem około 70 mln USD. Pierwsza dostawa LNG nastąpiła 17 marca 2005 r. z pierwszego na świecie FSRU Excelsior. Gulf Gateway działał w Zatoce Meksykańskiej nawet podczas huraganów Katrina i Ike. Terminal został zamknięty w 2011 r. ze względu na zmianę równowagi popytu i podaży w Stanach Zjednoczonych w wyniku rewolucji gazu łupkowego. Elementy terminala zostały dostosowane do użytku w innych podobnych terminalach. https://www.federalregister.gov/documents/2013/08/14/2013-19687/gulf-gateway-deepwater-port-decommissioning-and-license-termination oraz http://abarrelfull.wikidot.com/gulf-gateway-deepwater-port-lng-terminal

6 https://iea.blob.core.windows.net/assets/c7e74868-30fd-440c-a616-488215894356/GasMarketReport%2CQ3-2022.pdf

7 Sikora A., Sikora M. „Polska importuje coraz więcej LNG (ANALIZA)" BIZNES ALERT: http://biznesalert.pl/sikora-polska-importuje-coraz-wiecej-lng-analiza także pod innym tytułem w CIRE: „LNG w pierwszym kwartale 2019 r." https://www.cire.pl/item,178478,13.html?utm_source=newsletter&utm_campaign=newsletter&utm_medium=link&apu=21600Sikora A., Sikora M., „Rosyjskie LNG" CIRE https://www.cire.pl/item,179032,2,0,0,0,0,0,rosyjskie-lng--.html także na Biznes Alert http://biznesalert.pl/ise-sikora-rosyjskie-lng-analiza/

8 Opracowano na podstawie: „The LNG industry GIIGNL Annual Report May 2022"; "Retail LNG Handbook & The Role of LNG Import Terminals -2015"; "IGU World LNG Report 2022"; WWW.IEA.ORG

9 IGU World LNG Report 2020. https://www.igu.org/app/uploads-wp/2020/04/2020-World-LNG-Report.pdf

10 Por.: 1. Sikora A., Sikora M., „Polskie LNG – w pierwszym kwartale 2022 roku", CIRE, 4.04.2022 https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2022-r?utm_source=newsletter Także Biznes Alert: https://biznesalert.pl/ise-polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2022-roku-analiza/

Literatura

1. Sikora A. „Polskie LNG – w drugim kwartale 2022 roku", CIRE, 4.07.2022 https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-drugim-kwartale-2022 Także Biznes Alert: pt." Europa może nie być gotowa na tegoroczną zimę przez niedobory gazu (ANALIZA)" https://biznesalert.pl/europa-gaz-niedobory-niemcy-francja-austra-wlochy-ukraina-energetyka/

HONEYWELL FORGE

PLANT-WIDE OPTIMIZER

Multilayer solution which ingests a business planning model, acquires underlying operating constraints from unit-level APC models and delivers a combined multiscale end-to-end optimization solution in real time.

Honeywell Forge Plantwide Optimizer integrates refinery LP, APC and blending solutions in a unified, real-time, gate-to-gate optimization framework for facility-wide control and optimization.

Speed and Agility

Comprehensive Scope

Feasible Solution

Optimize the performance, sustainability, and safety of your plant!

Please visit http://hwll.co/HCI

Honeywell

THE FUTURE IS WHAT WE MAKE IT

Fot. 123rf

JAK UWOLNIĆ MOCE?

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w Polsce poprzez wymianę urządzeń AGD

dr hab. inż. prof. PWr Ziemowit Malecha
Katedra Kriogeniki i Inżynierii Lotniczej
Politechnika Wrocławska

dr inż. Zbigniew Rogala
Katedra Kriogeniki i Inżynierii Lotniczej
Politechnika Wrocławska

prof. dr hab. inż. Maciej Chorowski
Katedra Kriogeniki i Inżynierii Lotniczej
Politechnika Wrocławska

Radosław Maj
APPLiA Producenci AGD

Ograniczenie zużycia energii elektrycznej można postrzegać jako „uwolnienie" dostępnych mocy produkcyjnych i w tym sensie może być ono porównywane nie tylko z innymi działaniami prowadzącymi do zmniejszenia owej konsumpcji, ale również z inwestycjami w nowe moce wytwórcze w energetyce.

Agresja Rosji na Ukrainę spowodowała konieczność przygotowania planu ograniczenia uzależnienia Unii Europejskiej od paliw kopalnych, w szczególności importowanego gazu ziemnego. W maju 2022 Komisja Europejska zaproponowała Plan REPowerEU, mający na celu uruchomienie działań pozwalających na przyspieszenie – w stosunku do poprzednich scenariuszy – zmniejszenia zużycia paliw [1]. W planie położono szczególny nacisk na efektywność energetyczną oraz przyjęto, że dzięki jej wzrostowi na poziomie gospodarstw domowych, możliwe oszczędności gazu w skali europejskiej wyniosą nawet 47 mld m^3, z czego 10 mld m^3 może być efektem zmiany zachowań mieszkańców, a 37 mld wynikać ze wzrostu efektywności energetycznej budynków. W warunkach polskich bardzo duży potencjał oszczędności energii leży we wzroście klas energetycznych urządzeń AGD.

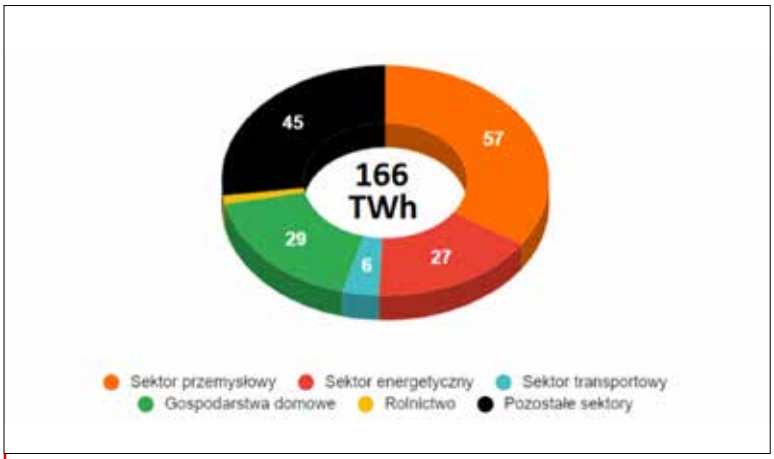
W 2019 roku zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło 166 TWh, z czego 29 TWh zostało zużyte przez gospodarstwa domowe (rysunek 1). Są one więc drugim, po sektorze przemysłowym, konsumentem energii elektrycznej i odpowiadają za 17,5% zużycia.

Energochłonne AGD

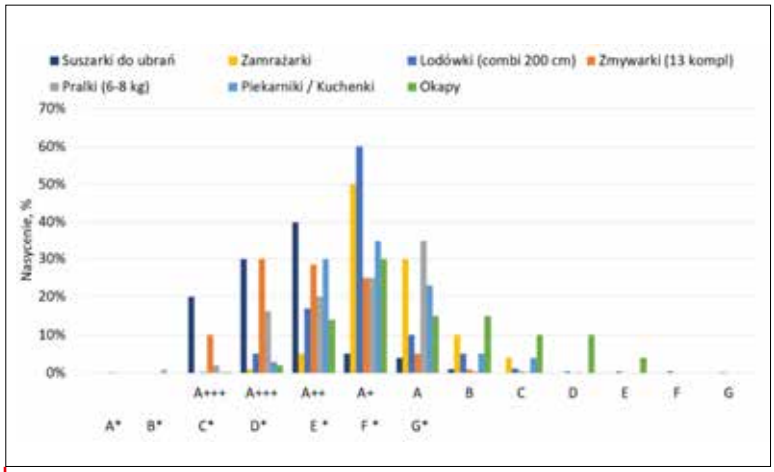
Za istotną część zużycia energii elektrycznej gospodarstw domowych odpowiada duże AGD, tj. lodówki, pralki, piekarniki, zmywarki, zamrażarki oraz suszarki do ubrań. Związek pracodawców AGD, reprezentujący producentów i importerów AGD w Polsce (APPLIA) szacuje, że roczne zużycie energii elektrycznej dużego AGD, określone na podstawie nasycenia gospodarstw domowych tym sprzętem według rodzaju i klas energetycznych, wynosi 12,95 TWh [3]. Stanowi to odpowiednio 45% i 7,8% zużycia przypadającego na gospodarstwa domowe i zużycia ogółem.

Tak znaczny udział dużego AGD w konsumpcji energii elektrycznej wynika z nasycenia gospodarstw domowych sprzętem o niskiej klasie energetycznej. Jest to widoczne na rysunku 2. Wielkości tam przedstawione opierają się na szacunkach własnych APPLIA w oparciu o dane sprzedażowe i produkcyjne AGD w Polsce zbierane od 2003 roku oraz na informacjach z Głównego Urzędu Statystycznego.

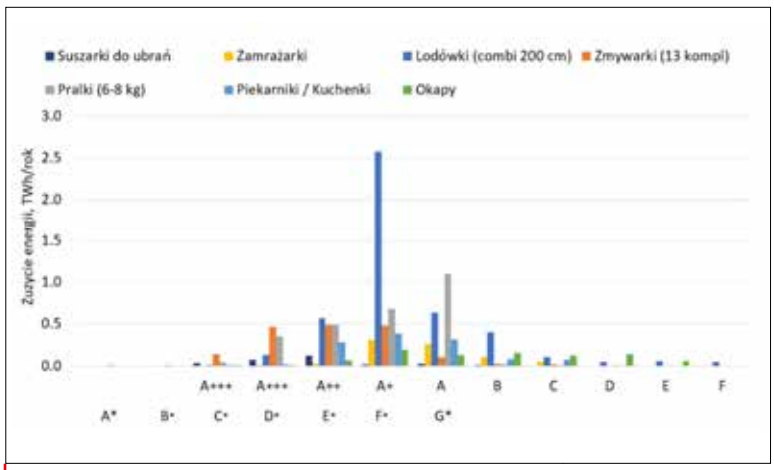
Rysunek 3 przedstawia sumaryczne roczne zużycie energii elektrycznej wszystkich urządzeń znajdujących się w gospodarstwach domowych w Polsce (stock), uszeregowane według typu i klas energetycznych. Lodówki klasy A+(F*) potrzebują najwięcej energii elektrycznej spośród wszystkich innych urządzeń i klas – ponad 2,58 TWh w ciągu roku. Obecnie w Polsce szacuje się, że takich lodówek jest około 8,48 miliona sztuk. Druga największa wartość zużycia przypada na pralki klasy A(G*), których liczba to 4,8 miliona sztuk – wynosi ona 1,1 TWh/rok. Daje to bardzo duże możliwości ograniczenia zużycia energii elektrycznej w skali całego kraju, co będzie omówione w kolejnym rozdziale.



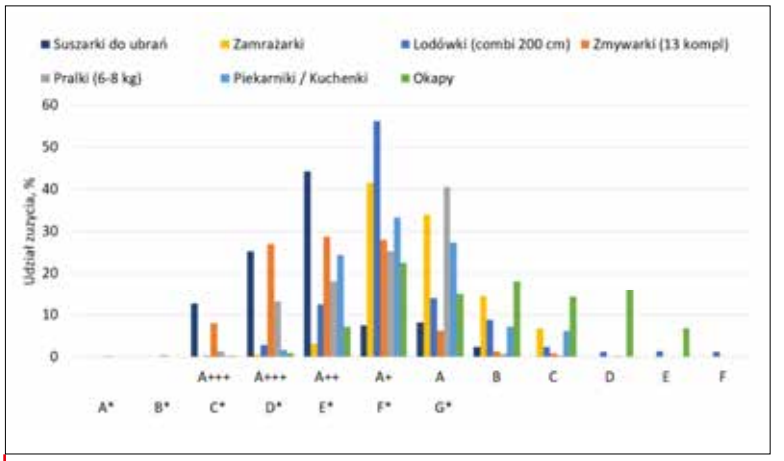
RYS. 1
Zużycie energii elektrycznej wg sektorów gospodarki w 2019 [2]



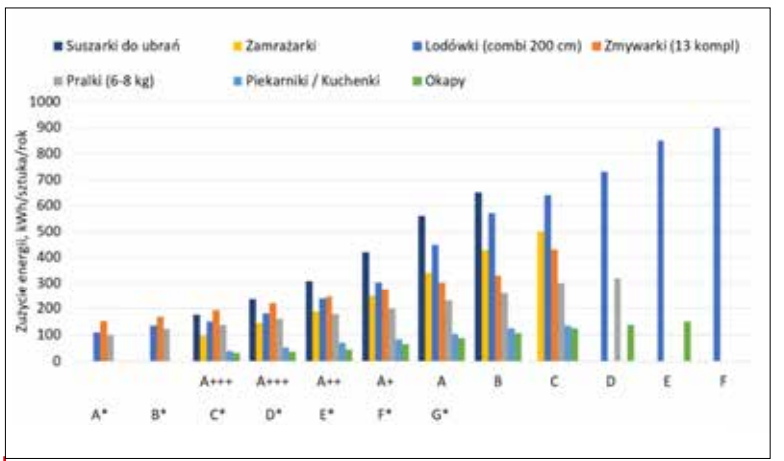
RYS. 2
Nasycenie gosp. domowych wg urządzeń i klas energetycznych. Na osi poziomej użyte są dwa systemy oznaczania klas energetycznych: od A+++ do G (rząd górny) oraz od A* do G* (rząd dolny)



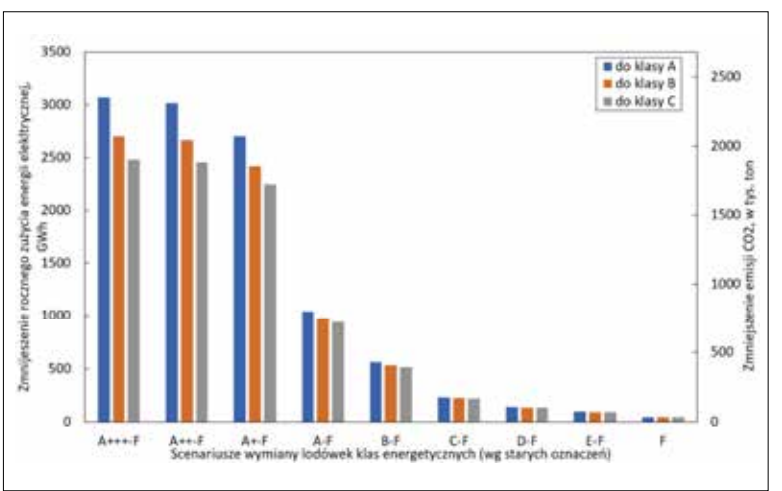
RYS. 3
Sumaryczne roczne zużycie energii elektrycznej wszystkich urządzeń znajdujących się w gospodarstwach domowych w Polsce uszeregowane wg urządzeń i klas energetycznych wyrażone w TWh na rok. Lodówki klasy A+ zużywają najwięcej energii elektrycznej, ponad 2,58 TWh w ciągu roku



RYS. 4
Udział procentowy zużycia energii elektrycznej uszeregowany według typów urządzeń oraz ich klas energetycznych. Lodówki oraz pralki niższych klas energetycznych odpowiadają za ponad 90% zużycia energii elektrycznej dla tych urządzeń



RYS. 5
Zużycie energii elektrycznej wg urządzeń i klas energetycznych wyrażone w kWh na sztukę na rok. Zużycie energii elektrycznej w klasach A*, B* i C* nie jest znacząco różne



RYS. 6
Zmniejszenie rocznego zużycia energii elektrycznej oraz odpowiadające zmniejszenie emisji CO_2 w analizowanych scenariuszach. Scenariusze zakładające wymianę wszystkich urządzeń z klas: od A+ do F; od A++ do F oraz od A+++ do F, pozwalają zmniejszyć zużycie energii elektrycznej o ponad 2 TWh, a CO_2 o ponad 2 miliony ton

Rysunek 4 przedstawia udział procentowy zużycia energii elektrycznej uszeregowany według typów urządzeń oraz ich klas energetycznych. Należy zauważyć, że w przypadku lodówek, cztery niższe klasy energetyczne: B, A(G*), A+(F*) oraz A++(E*) odpowiadają za ponad 90% konsumpcji energii elektrycznej przez wszystkie lodówki ogółem. Podobnie jest w przypadku pralek, gdzie dla klasy energetycznej A(G*), A+(F*), A++(E*) oraz A+++(D*) przypada ponad 90% konsumpcji energii, z tym że najwięcej – bo aż 40% – dla klasy A(G*). Na tych przykładach widać, że znaczne oszczędności zużycia energii elektrycznej, w skali całego kraju, można osiągnąć już poprzez wymianę samych lodówek oraz pralek na wyższe klasy energetyczne.

Możliwość zmniejszenia zużycia energii elektrycznej oraz ograniczenia emisji CO_2

Niniejsza analiza ma na celu wstępne określenie możliwości zmniejszenia zużycia energii elektrycznej poprzez wymianę urządzeń o niższej klasie energetycznej na te spełniające BAT (klasy A*, B* oraz C*). Oprócz wpływu na zużycie energii określono również towarzyszący temu wpływ na zmniejszenie emisji CO_2. Przeanalizowano szereg scenariuszy wymiany danych klas energetycznych dużego AGD na najbardziej energooszczędne klasy energetyczne A*, B* lub C*. W analizie skupiono się na lodówkach, gdyż to one w znacznej części występują w najniższych klasach energetycznych (patrz rysunek 4).

Ponadto, dla wybranych scenariuszy wykonano analizę ekonomiczną i oszacowano okres zwrotu wymiany lodówek w celu sprawdzenia rentowności z perspektywy gospodarstwa domowego. Określono także koszty inwestycyjne ograniczenia zużycia energii, aby możliwe było porównanie zaproponowanych działań z innego typu przedsięwzięciami zmierzającymi do zmniejszenia zużycia energii (uwolnienia energii już produkowanej) lub z kosztami inwestycyjnymi nowych mocy wytwórczych.

Rysunek 5 przedstawia roczne zużycie energii przypadające na dane urządzenie uszeregowane według typów oraz klas energetycznych. Widać, że znaczne zmniejszenie konsumpcji energii występuje do klasy A+++(C*) – jest to wyraźnie widoczne dla lodówek, zamrażarek oraz suszarek. W przypadku najwyższych klas A*, B* oraz C* zużycie energii elektrycznej pozostaje na zbliżonym poziomie, co może sugerować, że niekoniecznie najbardziej korzystnym ekonomicznie byłby scenariusz wymiany wszystkich urządzeń do klasy A*.

Efekty systemowe według omawianych scenariuszy

Przeanalizowane scenariusze dla lodówek pokazane są na rysunku 6 i zakładają wymianę wszystkich urządzeń wybranych grup niższych klas energetycznych na urządzenia klasy A*, B* lub C*.

ZETKAMA

armatura przemysłowa

MANGATA HOLDING

over 75 years of tradition

over 75 markets

NASZYM CELEM JEST **BUDOWANIE PRZYSZŁOŚCI** POLSKIEGO PRZEMYSŁU

29 LAT NA RYNKU
WYDAWNICZYM i KONFERENCYJNYM

KONFERENCJE

Organizujemy ponad **20 konferencji** rocznie, w których udział bierze **5,5 tys. osób**

PORTALE

Na 8 portalach internetowych publikujemy najważniejsze branżowe informacje. Rocznie docieramy do ok. **750 tys. odbiorców**

CZASOPISMA BRANŻOWE

Wydajemy **7 czasopism** branżowych, które rocznie docierają do ok. **80 tys. czytelników**

WEBINARIA

Od 2020 roku wprowadziliśmy nową formę budowania możliwości porozumienia na miarę obecnych czasów

32 415 97 74 biuro@e-bmp.pl www.kierunekBMP.pl

Można zauważyć, że scenariusze, w których wymianie ulegają wszystkie lodówki z grup klas: od A+ do F, od A++ do F oraz od A+++ do F dają najwyższe roczne oszczędności, znacznie przewyższające 2 TWh oraz pozwalając ograniczyć emisję CO_2 o ponad 2 miliony ton rocznie. Należy zwrócić uwagę, że zmniejszenie zużycia energii jest znaczące, zarówno w przypadku wymiany urządzeń do klas A*, B*, jak i C*.

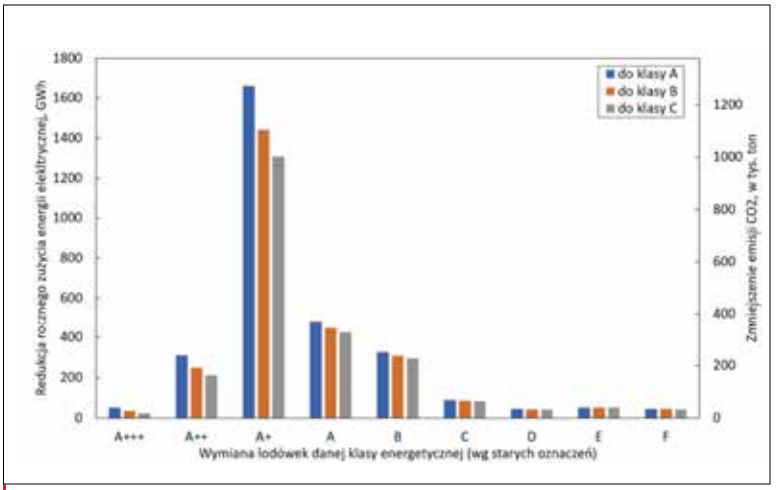
Rysunek 7 obrazuje, która z klas ma największy wpływ na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej, zakładając wymianę tylko danej klasy na klasy A*, B* lub C*. Wyraźnie widać, że największy wpływ mają lodówki klasy A+, których jest najwięcej w gospodarstwach domowych – patrz rysunek 2.

Zmniejszanie wykorzystania energii elektrycznej można postrzegać jako „uwolnienie" dostępnych mocy produkcyjnych i w tym sensie może być porównywane nie tylko z innymi działaniami prowadzącymi do ograniczania zużycia, ale również z inwestycjami w nowe moce wytwórcze. Rysunek 8 przedstawia porównanie kosztu inwestycji skutkującej zmniejszeniem zużycia o 1 kWh rocznie z inwestycjami w nowe moce wytwórcze bazujące na atomie, węglu i wietrze.

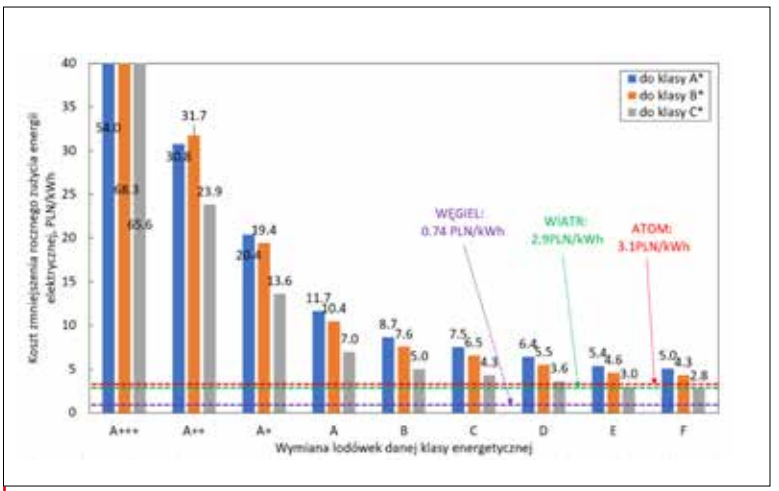
Koszty inwestycyjne uwolnienia mocy produkcyjnych związane z wymianą lodówek na te spełniające BAT są – w przypadku klas D, E i F – porównywalne do kosztów inwestycyjnych nowych mocy wytwórczych w energetyce jądrowej (3,1 PLN/ kWh rocznie, przyjęto [4]) czy wiatrowej (2,9 PLN/kWh rocznie, przyjęto koszt inwestycyjny 1,7 miliona USD za 1 MW, capacity factor 0,27, uwzględniono sprawność magazynu szczytowo-pompowego na poziomie 0,75 [3]). Należy zwrócić uwagę, że podany koszt inwestycyjny energetyki wiatrowej nie uwzględnia koniecznych, bardzo znaczących kosztów inwestycyjnych magazynów energii oraz relatywnie krótkiego czasu życia turbin wiatrowych. Warto zwrócić uwagę, że w przypadku wymiany AGD koszty inwestycyjne spoczywają przede wszystkim na gospodarstwach domowych, a więc po stronie rządowej są one parokrotnie niższe. Ponadto wyniki przedstawione na rysunku 8 nie biorą pod uwagę dodatkowych nakładów energetycznych potrzebnych na wyprodukowanie nowych lodówek najwyższych klas energetycznych. Odnoszą się więc do przypadku uwzględniającego naturalne tempo wymiany. W przypadku przyspieszonego (lub stymulowanego) tempa wymiany, należałoby uwzględnić pełny rachunek ciągniony, co mogłoby wpłynąć na obniżenie ostatecznej oszczędności energetycznej.

Rentowność indywidualna

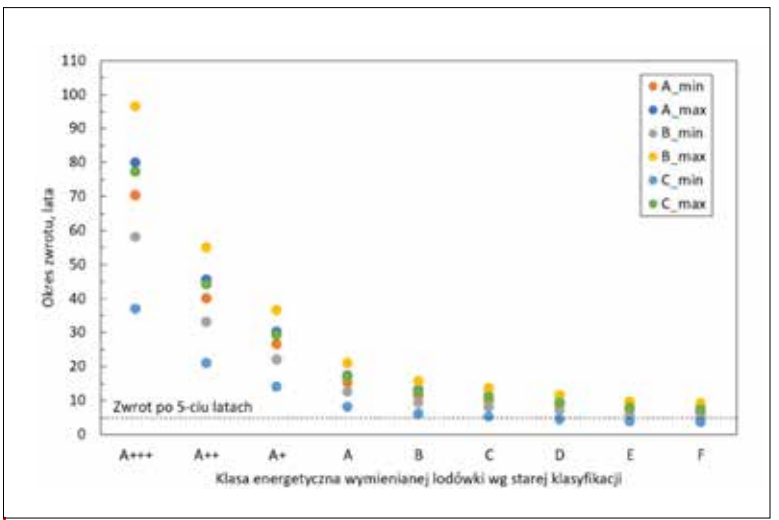
Zaprezentowane powyżej analizy pokazują, że wymiana lodówek na spełniające BAT może istotnie wpłynąć na systemowe zużycie energii. Przeanalizowano również, czy wymiana tego urządzenia jest uzasadniona z punktu widzenia samego gospodarstwa domowego. Rysunek 9 przedstawia okres zwrotu wymiany starej lodówki danej klasy energe-



RYS. 7
Redukcja rocznego zużycia energii elektrycznej w przypadku wymiany danej klasy energetycznej na klasy A*, B* lub C*. Wymiana klasy A+ ma największy wpływ na oszczędność energii elektrycznej oraz redukcję emisji CO_2



RYS. 8
Koszt zmniejszenia rocznego zużycia energii elektrycznej w przypadku wymiany lodówek danej klasy do klas A*, B* oraz C*

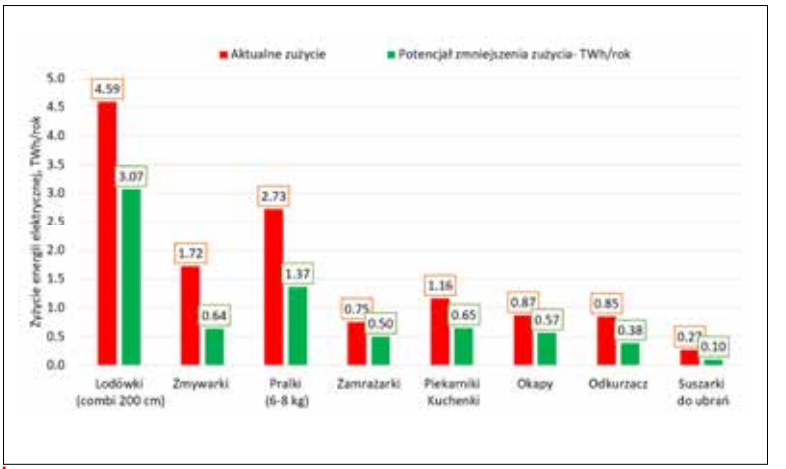


RYS. 9
Okres zwrotu zakupu nowej lodówki klasy A*, B* lub C* wynikający z oszczędności zużycia energii elektrycznej. Wymiana lodówki klasy C, D, E oraz F powinna zwrócić się w przeciągu 5 lat

WNIOSKI I REKOMENDACJE

Fot. 123rf

- Sukcesywna wymiana sprzętu AGD o niskich klasach energetycznych może w istotny sposób przyczynić się do realizacji celów Planu REPower EU, bez konieczności instalowania nowych mocy elektrycznych.
- Przeanalizowane scenariusze pokazują, że zastąpienie wszystkich lodówek niskich klas energetycznych na klasy BAT może przynieść oszczędności energii elektrycznej rzędu 2 TWh rocznie. Natomiast wymiana lodówek, zmywarek, pralek, zamrażarek, piekarników, okapów, odkurzaczy oraz suszarek na najwyższą klasę BAT A spowoduje zmniejszenie zużycia energii rzędu 7 TWh w skali Polski. Stanowi to około 4% ogólnego zużycia oraz 24% zużycia przypadającego na gospodarstwa domowe. Dla zobrazowania skali oszczędności warto zauważyć, że 7 TWh odpowiada rocznej produkcji energii elektrycznej elektrowni Turów.
- Zmniejszenie konsumpcji energii elektrycznej przełoży się także na znaczną redukcję emisji CO_2 o około 5 Mton rocznie, co stanowi około 1,7% emisji pochodzącej od spalania paliw kopalnych oraz przemysłu w Polsce.
- W przypadku sprzętu AGD z najmniej energooszczędnych klas, wymiana na klasę nową jest korzystna już z punktu widzenia jej właściciela – taka inwestycja może się zwrócić w czasie poniżej 5 lat dla lodówki i poniżej 10 lat w przypadku pralek.
- Jednostkowy koszt inwestycyjny związany z wymianą lodówek starych klas energetycznych do klas A*, B* lub C* jest zbliżony do kosztów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w energetyce jądrowej. Należy jednak zwrócić uwagę, że ostateczny bilans korzyści powinien opierać się na rachunku ciągnionym, co wiąże się z koniecznością uwzględnienia nakładów energetycznych na wyprodukowanie nowych urządzeń AGD najwyższej klasy energetycznej. Zbyt intensywna wymiana wciąż sprawnego sprzętu AGD niższych klas energetycznych może spowodować istotny wzrost konsumpcji energii i zasobów potrzebnych na zwiększoną produkcję nowych urządzeń.



RYS. 10
Potencjał zmniejszenia zużycia energii elektrycznej urządzeń AGD w gospodarstwach domowych przy zastosowaniu BAT A. Sumaryczne zmniejszenie zużycia energii dla wszystkich urządzeń wynosi około 7 KWh rocznie

tycznej (od F do A+++) na nową lodówkę klasy A*, B* lub C*. Rentowność oszacowano dla maksymalnych i minimalnych cen lodówek na podstawie [5], przy założonej cenie energii na poziomie 765/PLN/MWh [6]. Należy zwrócić uwagę, że wymiana starej lodówki klasy energetycznej F, E, D i C zwraca się w okresie do 5 lat. Oznacza to że istnieje możliwość aktywowania oddolnego (społecznego) bodźca do wymiany lodówki na nową.

Przedstawione analizy dotyczą wyłącznie lodówek, które wśród dużego AGD odpowiadają za większość zużycia energii. Rysunek 10 przedstawia potencjał dla ogółu sprzętów zaliczanych do dużego AGD: lodówek, pralek, zmywarek, zamrażarek, piekarników, kuchenek etc. Całościowa wymiana tych wszystkich urządzeń do klasy energetycznej spełniającej BAT A może zmniejszyć roczne zużycie energii o nawet 7 TWh, co stanowi około 4% ogólnej konsumpcji i odpowiada rocznej produkcji energii elektrycznej elektrowni Turów [7]. Natomiast w przypadku wymiany wszystkich urządzeń do klasy BAT C oszczędność w zużyciu energii może wynieść około 5,9 TWh.

Referencje

[1] Plan REPoweEU: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_3131
[2] GUS: https://enerad.pl/aktualnosci/zuzycie-pradu-w-polsce-jaki-wplyw-lockdownu/
[3] Malecha Z. Risks for a Successful Transition to a Net-Zero Emissions Energy System. Energies. 2022; 15(11):4071. https://doi.org/10.3390/en15114071
[4] https://www.bankier.pl/wiadomosc/Szacunkowy-koszt-budowy-w-Polsce-blokow-jadrowych-wyniesie-ok-105-mld-zl-8147376.html
[5] sklep internetowy: https://www.euro.com.pl/
[6] https://www.rachuneo.pl/cena-pradu#cena-pradu-wroclaw
[7] https://pgegiek.pl/Nasze-oddzialy/Elektrownia-Turow

XXVI Forum Ciepłowników Polskich
Polish District Heating Forum

11-14 września 2022

Międzyzdroje

Serdecznie zapraszamy do udziału
w XXVI Forum Ciepłowników Polskich!

XXVI FCP odbędzie się w dniach
11-14 września 2022 roku
w Hotelu Vienna House Amber Baltic
w Międzyzdrojach

szczegółowe informacje
www.fcp.org.pl

Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

Jerzy Łaskawiec
Szklarska Poręba, 22 VIII 2022

Milestone versus thomb stone – co to znaczy dla Polaków?

Tocząca się w Polsce polityczna dyskusja, i to również w ramach tego samego obozu sprawującego władzę, dotycząca Unii Europejskiej, jest żenująca w całej swojej przestrzeni. Głównie w obszarach gospodarczych. Wspólnota Europejska, do której dobrowolnie 1 maja 2004 roku wstąpiliśmy razem z innymi 10 państwami, miała swoje, od lat stosowane, prawa, ale i zasady. Niektóre nie są dokładnie spisane (jak prawo o BHP), ale się o nich wie i uznaje za słuszne. Na ich podstawie zbudowano cywilizację Zachodu.

Nic lepszego (bez względu na to, skąd patrzymy w skali historycznego czasu, ale i w znaczeniach impoderabilnych) nam się nie przydarzyło chyba od momentu Unii Lubelskiej. Pamiętam dzień polskiej akcesji do UE – byłem w tamtym czasie na tak zwanym trójstyku granic Polski, Niemiec i Czech, w Kopaczowie koło Bogatyni. Tam to przywódcy trzech ww. państw, wraz z szefem Komisji Europejskiej Günterem Verheugenem, uroczyście, symbolicznie i w domyśle: „na wieczne czasy", ogłosili fakt rozszerzenia Unii Europejskiej. Ze wzruszeniem WSZYSCY wtedy śpiewaliśmy „Europo, witaj nam" i nuciliśmy z dumą „Odę do Radości". To było jak przebudzenie ze złych snów, jak wyrwanie się z jakiejś niewoli. Nie zezwalam więc teraz ja, świadek tego wszystkiego, a myślę, że i te 77,45% dorosłej ludności Polski, popierającej wstąpienie do UE w referendum rok wcześniej, na wyrzucenie nas teraz do śmietnika postępu, albo – jak mówią na Śląsku – „do haźla". Wstyd, że są wśród nas tacy. Będą osądzeni nie tylko przez historię, ale i przez jakiegoś nowego Kilińskiego. Zasad i praw Unii Europejskiej, naszych praw, NASZEJ grupy, ze względu na właśnie historyczny, ale i doraźny interes, należy przestrzegać.

Wracając do tytułu. Sławetne *Milestone,* na których treść się przecież zgodziliśmy, należy wypełnić i aby ktoś nam za tę naszą polityczna głupotę nie postawił owych thomb stone (nagrobków).

Nie znam takiego głównego ekonomisty w żadnym organizmie gospodarczym, nie tylko w Polsce, w szczególności w obszarze szeroko pojętej energetyki, który by przez to, że jego organizacja produkuje jakikolwiek tańszy nośnik energii, sprzedał ją odbiorcom taniej niż pozostali. Nie można oczekiwać na przykład od „wiatrakowców" – pomimo że mają zlikwidowane opłaty za CO_2, pomimo że 70% polskich wiatraków to second hand, głownie starego typu z Niemiec, praktycznie bez tradycyjnej amortyzacji – aby sprzedawali swój produkt taniej. Trudno wymagać od organizacji finansowych, które miały prawo handlować uprawnieniami wynikającymi z ETS, aby z tego nie korzystały. Trudno wymagać, aby główny księgowy państwa, minister finansów, nie brał do budżetu wszelkich opłat wynikających z tegoż ETS (kilkadziesiąt miliardów zł rocznie).

Trudno, tak jest, że nawet w obszarach o najwyższej społecznie drażliwości, jak bezpieczeństwo energetyczne kraju i bezpieczeństwo przeżycia zwykłych ludzi, rządzi drapieżny neoliberalizm. Tak zwane rynki, głównie kapitałowe, ale i towarowe, w obszarach wrażliwych, jak paliwa, żywność, obronność, za nic nie wyzbędą się swego wymyślonego sposobu, ze wszystkimi właściwymi mu atrybutami, że potrafią nasz ludzki świat jak nikt inny doprowadzić bezpiecznie do celu. Jakiego celu, kto odpowie?

Co w związku z tym począć na przyszłość (bo teraz już mleko się rozlało), aby zmiany nie tylko w sprawie cen, ale i ilościowych aspektów gospodarki i ekonomii mogły być na tyle nienagłe, by można było stymulować głównie tempo tych zmian? Co zrobić, aby – nie tak, jak teraz – wszystko się działo w warunkach bojowych (gdzie, jak mawiał nasz major na Studium Wojskowym Politechniki Wrocław, nawet liczba „pi" była różna od 3,14...). Niech nasz ekonomista nie ma takiego wpływu na gospodarkę jak meteorolog na pogodę.

Napisałem ten felieton w trudnym, przedzimowym czasie, gdzie wszystko co złe w zakresie bezpieczeństwa energetycznego może się zdarzyć. Nie mamy takiego schronu gospodarczego, do którego można się schować. Nie mamy do kogo się zwrócić. *Deus Ex Machina* – jak w sztukach Moliera – nie istnieje... Pozdrawiam czytelników.

ZAINSTALUJ NOWĄ APLIKACJĘ BMP

bezpłatne narzędzie dla uczestników konferencji

AKTUALNE INFORMACJE O WYDARZENIU
termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

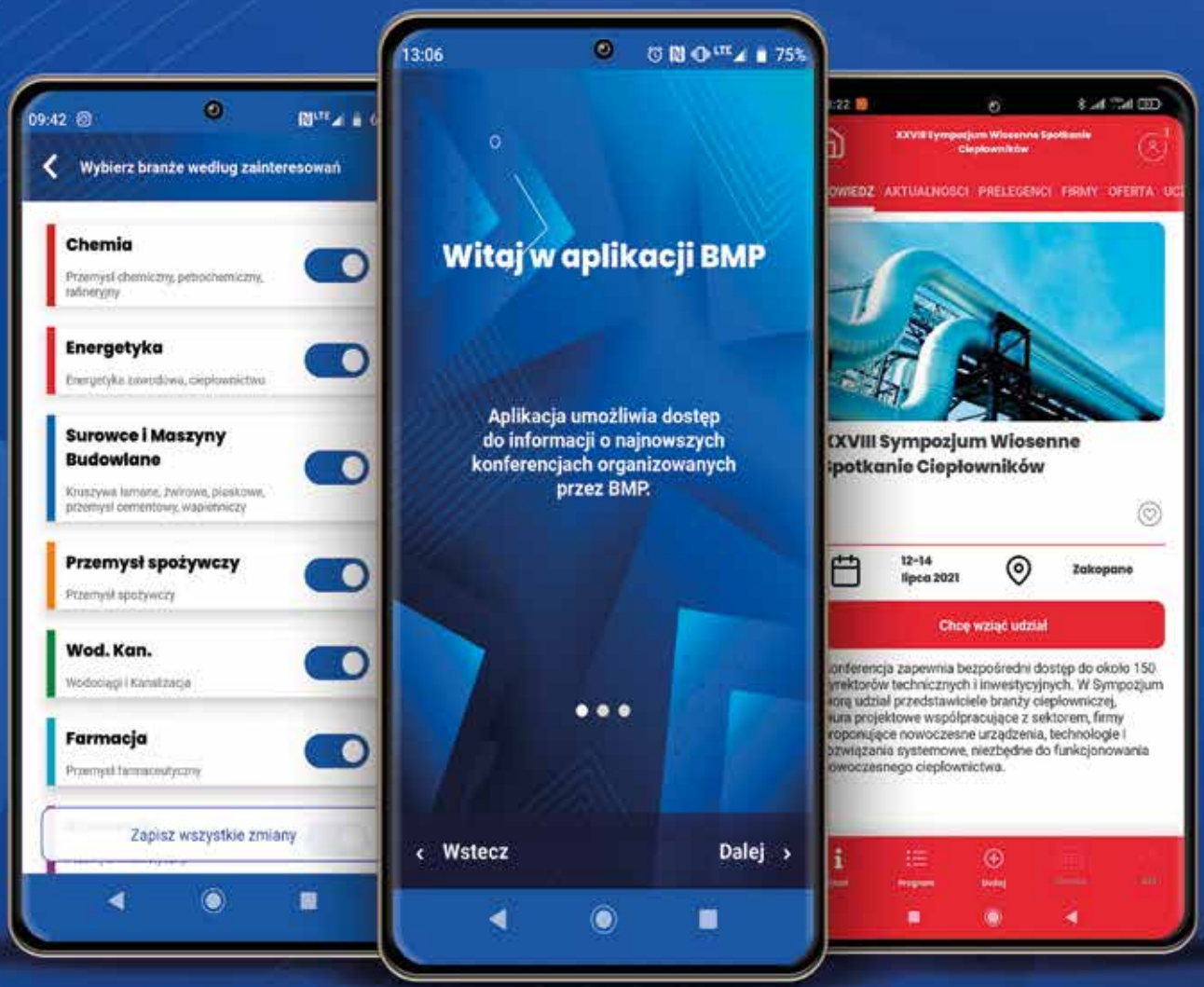
FUNKCJE INTERAKTYWNE
komentowanie debat, wymiana wizytówek

BUDOWANIE RELACJI
aranżowanie spotkań pomiędzy uczestnikami

ZESKANUJ KOD I POBIERZ:

Google Play

App Store



budujemy możliwości porozumienia

NIE ROBIMY STU RZECZY.
ROBIMY JEDNĄ, ALE DOBRZE!
THE 6X®. JUŻ DOSTĘPNA!

W firmie VEGA wiemy o tym od ponad 60 lat: im prościej, tym lepiej. Dlatego nowa sonda radarowa do pomiaru poziomu nie jest dostępna w stu różnych wersjach, tylko w jednej, ale perfekcyjnie dopracowanej. VEGAPULS 6X jest wszechstronna, absolutnie niezawodna i działa w każdych warunkach procesowych.

VEGA. HOME OF VALUES.

www.vega.com/radar

VEGA